

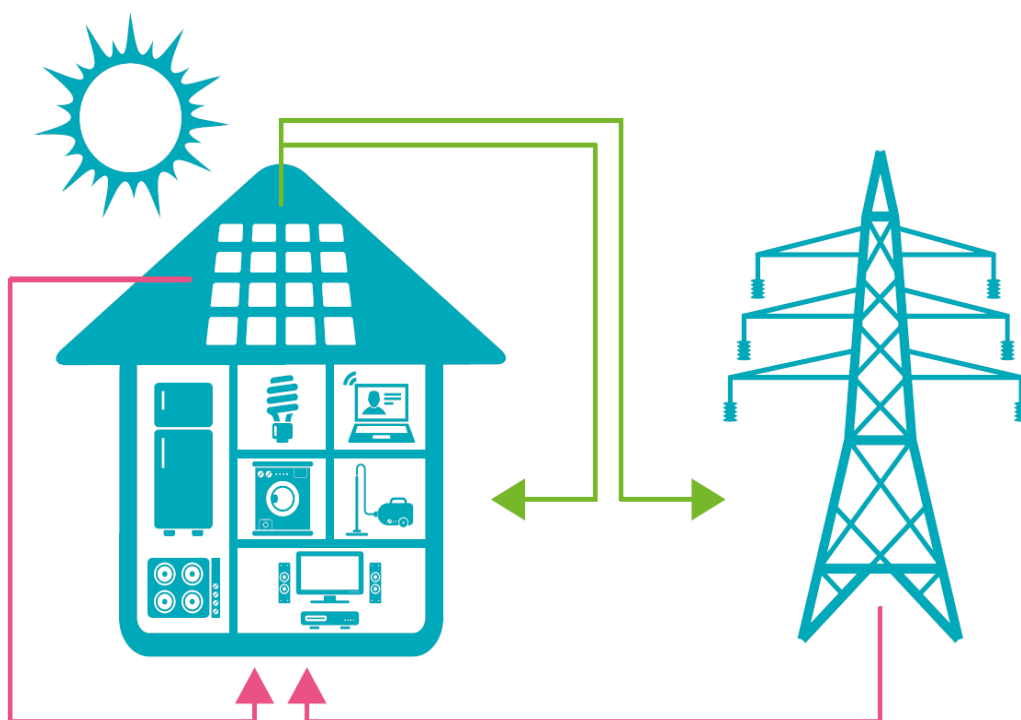
RAPPORT

Direction générale de
l'énergie et du climat

Direction de l'énergie

Groupe de travail
national sur
l'autoproduction de
l'électricité
renouvelable

Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable



Décembre 2014

Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie



www.developpement-durable.gouv.fr

SOMMAIRE

Principales conclusions.....	4
Résumé.....	7
Introduction.....	17
I. L'autoconsommation et l'autoproduction : contexte réglementaire et définition	19
I.1 - L'autoconsommation / autoproduction – Expériences étrangères	19
I.2 - Cadre réglementaire de la vente de l'électricité photovoltaïque en France	22
I.3 - Définition de l'autoconsommation et de l'autoproduction	23
II. Opportunités et enjeux de l'autoconsommation / autoproduction	26
II.1 - Bénéfices potentiels de l'autoconsommation / autoproduction	26
II.2 - Impact de l'autoconsommation / autoproduction sur le réseau électrique	27
II.3 - Enjeux de sécurité d'approvisionnement et de pilotage du réseau et de l'équilibre offre-demande.....	30
II.4 - La sécurité des personnes et des biens.....	31
II.5 - Développer la flexibilité du système électrique	34
III. Différents types d'autoconsommateurs / autoproducteurs.....	43
III.1 - Segment résidentiel individuel.....	43
III.2 - Bâtiments collectifs et « îlots urbains »	45
III.3 - Segment Industriel et Tertiaire	46
III.4 - Optimisation et ciblage des profils d'autoconsommation / autoproduction	48
IV. L'autoconsommation / autoproduction dans les zones non interconnectées (ZNI).....	52
IV.1 - Rappel du contexte dans les ZNI	52
IV.2 - Opportunité de l'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI.....	52
IV.3 - Principes d'un dispositif d'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI	53

V. L'impact de l'autoconsommation / autoproduction sur les fondamentaux économiques du système électrique et le financement du soutien aux énergies renouvelables.....	55
V.1 - La couverture des coûts du système électrique.....	55
V.2 - La couverture des coûts du réseau électrique	56
V.3 - Contribution au service public de l'électricité (CSPE).....	57
V.4 - Autres contributions et taxes	58
V.5 - Aperçu global des impacts de l'autoconsommation / autoproduction sur le financement du soutien au développement des énergies renouvelables	59
VI. La rémunération et le financement de l'autoconsommation / autoproduction	61
VI.1 -Exemples de rémunération.....	62
VI.2 -Système de net-metering	63
VI.3 -Système de prime complémentaire de rémunération	64
VI.4 -Dispositions complémentaires pouvant favoriser l'intégration au réseau électrique.....	69
VI.5 -Financement des installations en autoconsommation / autoproduction	70
VII. Architecture d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction	73
VII.1 - Objectifs du dispositif à poursuivre.....	73
VII.2 - Rappel des enjeux d'un soutien à l'autoconsommation / autoproduction	74
VII.3 - Architecture du dispositif.....	74
VII.4 - Mise en œuvre du dispositif	82
Annexes.....	84

Principales conclusions

Les réflexions menées dans le cadre du groupe de travail ont permis de dégager des constats et des objectifs généraux, rappelés ci-dessous, qui peuvent être indifféremment appliqués aux différents secteurs des énergies renouvelables dans lesquels l'autoconsommation / autoproduction pourrait être amenée à se développer. La déclinaison concrète de ces constats et objectifs afin d'en tirer des recommandations, notamment en termes de dispositif de soutien, s'est toutefois focalisée sur le cas du photovoltaïque, au regard de son appétence à moyen terme pour l'autoconsommation / autoproduction. Les recommandations du présent rapport ont donc été élaborées avant tout pour ce secteur.

Principaux constats

1. La baisse attendue du coût de production des énergies renouvelables décentralisées conjuguée à la hausse prévisible des prix de vente TTC de l'électricité ainsi que l'aspiration de certains consommateurs de pouvoir répondre à leurs besoins électriques par des moyens de production locaux « verts » vont ouvrir la voie au développement de l'autoconsommation / autoproduction.
2. L'autoconsommation / autoproduction présente des opportunités de réduction des coûts du réseau électrique par une amélioration de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées à celui-ci, à la condition qu'elle permette de réduire les puissances maximales injectées ou soutirées du réseau. Elle représente un concept physique intimement lié au réseau électrique et à son équilibrage, et est souvent confondu à tort avec les relations commerciales d'achat et de vente de l'électricité, déconnectées des enjeux techniques sous-jacents.
3. Deux leviers peuvent permettre une telle amélioration : l'incitation au bon dimensionnement des installations de production au regard des besoins locaux de consommation et la mise en œuvre de mesures d'optimisation des profils de consommation et de production afin d'en accroître la synchronisation.
4. L'autoconsommation / autoproduction peut être appréhendée à différentes échelles : au niveau d'un site unique de production et de consommation ou à l'échelle plus macroscopique « d'îlots urbains » tels que : bâtiment collectif, groupe de bâtiments voire territoire ou quartier.

A l'échelle des « îlots urbains », il convient de distinguer le simple foisonnement des consommations et des productions permis par l'existence des réseaux publics de distribution et les mesures supplémentaires visant à améliorer l'adéquation des courbes de production et de consommation. Deux types d'actions supplémentaires sont envisageables :

- les actions de planification visant à optimiser le dimensionnement des installations de production en fonction notamment du réseau électrique et de la demande, qui sont à la main des pouvoirs publics ;
- les actions et initiatives qui font appel plus largement aux consommateurs et producteurs locaux et qui visent par le pilotage de l'offre et de la demande à optimiser localement les flux d'électricité, et plus particulièrement leurs pointes maximales, en allant au-delà de ce que permet le simple foisonnement.

5. Certains profils de producteurs et de consommateurs apparaissent spontanément plus adaptés à un modèle d'autoconsommation / autoproduction du fait d'une bonne synchronisation de leurs courbes de consommation et de production. Pour le photovoltaïque, ces profils sont notamment ceux des secteurs tertiaires et industriels, dont la consommation est plutôt régulière et continue et concomitante avec les périodes de production.
6. Le développement de l'autoconsommation / autoproduction, dont le modèle de rémunération repose sur une économie de facture TTC par la réduction de la quantité d'électricité soutirée du réseau, conduit à des modifications du mécanisme de couverture des coûts du système électrique et des recettes sur certaines contributions et taxes. Ces effets peuvent induire notamment des transferts de charges entre autoconsommateurs et autres utilisateurs des réseaux (TURPE et CSPE) et des baisses de recettes de certaines taxes et contributions (CTA, TCFE et TVA). Ces transferts de charges et baisses de recettes pourront devenir significatifs en cas de développement massif du modèle d'autoconsommation / autoproduction.

Objectifs du dispositif de soutien

1. S'inscrire dans le cadre des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables, en contribuant à la réalisation de leurs objectifs dans les meilleures conditions possibles et en permettant aux pouvoirs publics de piloter et de maîtriser le développement des parcs de production.
2. Etre conforme aux nouvelles lignes directrices de la Commission européenne, adoptées le 9 avril 2014, encadrant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie. Tout dispositif qui serait mis en place devrait par conséquent commencer à intégrer une logique de marché compte tenu des enjeux liés à l'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité.
3. S'inscrire dans un cadre simple, lisible, opérationnel, efficace et adapté aux différents profils d'autoconsommateurs / autoproducteurs, assurant une visibilité à long terme aux acteurs et permettant d'assurer le financement des installations.
4. S'accompagner de la recherche d'un bénéfice global pour la collectivité en favorisant l'intégration des installations de production intermittente, notamment photovoltaïque, au système électrique notamment par la maîtrise des impacts liés à l'injection qui sont dimensionnants pour les réseaux électriques et potentiellement par la réduction des pointes de soutirage.
5. S'agissant de subventions, procurer une rentabilité normale des capitaux investis sur la durée de vie des installations. Le modèle de rémunération ainsi que les dispositions contractuelles qui en découleront, notamment la durée des contrats d'achat et leurs modalités de rupture devront tenir compte de cet aspect.

Principales recommandations pour le secteur photovoltaïque

1. Expérimenter un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction pour les installations du segment tertiaire/industriel de puissance supérieure à 100 kWc dans le cadre d'un appel à projets pour un volume qui permette de bénéficier d'un retour d'expérience suffisant sur chaque segment.

2. Expérimenter, sur un volume limité à définir, un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction pour des installations du segment tertiaire/industriel (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) de puissance inférieure à 100 kWc reposant sur un système de prime à l'énergie autoconsommée et d'achat de l'énergie en surplus.
3. Mettre en place une expérimentation au niveau des « îlots urbains », dans le cadre d'un appel à projets, visant à identifier les conditions dans lesquelles un modèle d'autoconsommation / autoproduction permet d'optimiser les flux d'électricité à une échelle pertinente tout en réduisant les contraintes d'injection et les puissances de soutirage et en créant de la valeur ajoutée additionnelle pour la collectivité par rapport aux modèles actuels.
4. Soutenir le développement de l'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI, dans des conditions contribuant à la maîtrise de la stabilité du système électrique, dans le cadre des appels d'offres prévus par le dispositif de soutien à la filière photovoltaïque et intégrer des dispositifs de maîtrise de la demande d'énergie et de stockage pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc.
5. Dans les ZNI, pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc, poursuivre les travaux sur la mise en place d'un mécanisme de soutien à l'autoconsommation / autoproduction associant notamment des mesures de maîtrise de l'énergie et de maîtrise de la stabilité du système électrique.
6. Prévoir un dispositif permettant de répondre aux enjeux spécifiques de l'autoconsommation / autoproduction dans le secteur résidentiel diffus, hors « îlots urbains ». Sur ce segment pour lequel les enjeux économiques et techniques de l'autoconsommation / autoproduction sont limités, le potentiel développement spontané d'offres dont la qualité serait à parfaire ainsi que les enjeux de sécurité liés aux personnes et au réseau électrique incitent à recommander la définition d'une prestation globale standardisée qui ferait référence.
7. Sur le moyen terme, lorsque la « parité réseau » aura été atteinte pour les différents secteurs, des réflexions devront être engagées sur l'opportunité de maintenir ou d'aménager les tarifs d'achat pour ces différentes catégories, en concertation avec les acteurs impliqués.
8. Asseoir le modèle de rémunération complémentaire de l'autoconsommation / autoproduction sur un système permettant de valoriser les kWh autoconsommés et les kWh injectés, prenant en compte les enjeux liés aux contraintes de puissance injectée et permettant de prévenir tout effet « anti-MDE » et tout déplacement de consommation indésirable.
9. Porter une attention particulière aux conditions de financement des installations en autoconsommation / autoproduction, compte tenu du contexte de moindre sécurisation des flux financiers rémunérant ce modèle, notamment dans une perspective de déploiement massif de ce dernier en substitution significative du dispositif actuel.
10. A l'issue de la période expérimentale et en fonction des résultats de celle-ci, l'opportunité de substituer ou non au dispositif de soutien actuel un dispositif d'autoconsommation / autoproduction pourra être étudiée, et ce, sur des segments de marché qu'il conviendra de définir et de caractériser. Une attention particulière devra être portée au fait d'éviter toute cohabitation durable de plusieurs dispositifs de soutien.

Résumé

I. Contexte de la création du groupe et cadre des réflexions du GT

Compte tenu d'une part de la conjugaison de la baisse attendue du coût des énergies renouvelables décentralisées et de la hausse prévisible des prix de vente TTC de l'électricité et d'autre part d'une aspiration de certains consommateurs à un modèle de développement économique local de production d'électricité « verte » qui permette de répondre à leurs propres besoins, le modèle d'autoconsommation / autoproduction va être amené à se développer dans un avenir dont il est aujourd'hui difficile de prévoir le terme. Quel que soit ce dernier, l'Etat se doit d'anticiper cette évolution et de préparer la mise en place d'un cadre adapté.

Dans ce contexte, le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a annoncé le 22 octobre 2013, le lancement d'une réflexion ayant pour objectif d'identifier et de caractériser les enjeux techniques et les opportunités mais également les défis liés à l'autoconsommation et l'autoproduction : intégration au réseau électrique, impact sur le système électrique, enjeu du stockage éventuellement associé ou encore modèle économique et éventuel dispositif de soutien à mettre en place.

Cette réflexion a rassemblé l'ensemble des acteurs concernés au sein d'un groupe de travail, auquel plus d'une quarantaine d'organismes ont participé. Ce groupe de travail s'est réuni treize fois en séance plénière entre décembre 2013 et juin 2014.

Les réflexions menées dans le cadre du groupe de travail ont permis de dégager des constats et des objectifs généraux, qui peuvent être indifféremment appliqués aux différents secteurs des énergies renouvelables dans lesquels l'autoconsommation / autoproduction pourrait être amenée à se développer. La déclinaison concrète de ces constats et objectifs afin d'en tirer des recommandations, notamment en termes de dispositif de soutien, s'est toutefois focalisée sur le cas du photovoltaïque, au regard de son appétence à moyen terme pour l'autoconsommation / autoproduction. Les recommandations du présent rapport ont donc été élaborées avant tout pour ce secteur.

Les réflexions de ce groupe de travail se sont inscrites dans le cadre de la politique publique de soutien au développement des énergies renouvelables, qui fixe des objectifs en termes de développement de volumes de capacités par filière, en particulier pour la filière photovoltaïque. Les travaux du groupe devaient permettre de préciser comment le modèle d'autoconsommation / autoproduction pouvait contribuer à la réalisation de ces objectifs dans les meilleures conditions possibles en prévoyant notamment les instruments de suivi et de pilotage des volumes développés et des subventions associées.

La définition d'un tel cadre nécessitait au préalable de clarifier les notions d'autoconsommation et d'autoproduction en précisant à quoi elles correspondaient concrètement, et de bien appréhender le contexte de l'autoconsommation / autoproduction sous tous ses aspects : technique, économique, financier, juridique mais aussi sous l'angle de la sécurité des biens et des personnes et de la sécurité d'approvisionnement.

Il est apparu nécessaire d'opérer une distinction entre la problématique de l'autoconsommation / autoproduction du point de vue de ses conséquences physiques sur le réseau public de distribution, et celle de la « commercialisation de proximité » (possibilité pour un producteur de vendre l'électricité à son voisin immédiat ou plus lointain raccordé sur la même branche du réseau public de distribution) qui relève de relations commerciales, sans être liée spécifiquement aux phénomènes physiques et techniques sous-jacents (impact sur les réseaux, adéquation production-consommation, valeur ajoutée du service). Si l'autoconsommation / autoproduction pose évidemment des questions d'ordre juridique, contractuel ou encore réglementaire, ces dernières se devaient d'être examinées dans le cadre du groupe de travail en lien avec la réalité technique sous-jacente.

L'étude d'un modèle d'autoconsommation / autoproduction devait également tenir compte du bilan économique pour l'autoconsommateur / autoproducteur dont les revenus proviennent de l'addition de la part évitée de sa facture TTC d'électricité correspondant à la quantité produite et consommée sur place et non plus soutirée du réseau et des revenus tirés de la vente, sur le marché, à un agrégateur ou à un acheteur obligé, des excédents de production (quantités produites non autoconsommées).

Selon le niveau de coûts de production des énergies renouvelables décentralisées, des niveaux de prix TTC de l'électricité vendue aux clients finals et de la part d'énergie produite autoconsommée, deux cas de figure sont possibles :

- lorsque les coûts de production sont couverts par ces revenus et qu'il n'y a pas nécessité d'une rémunération complémentaire pour permettre le développement de moyens de production renouvelables en autoconsommation / autoproduction ;
- lorsque les coûts de production ne sont pas intégralement couverts par ces revenus et qu'une rémunération complémentaire est nécessaire pour permettre le développement de moyens de production renouvelable en autoconsommation / autoproduction.

Ainsi, tant que les prix de vente TTC de l'électricité seront inférieurs aux coûts de production de l'électricité renouvelable décentralisée, l'autoconsommation / autoproduction ne pourra se développer que si une incitation financière complémentaire est mise en place à cet effet.

Un tel choix doit donc être justifié par les bénéfices attendus pour la collectivité d'un développement de l'autoconsommation / autoproduction : c'est pourquoi la dimension de l'intérêt général de celle-ci a également été prise en compte dans l'analyse menée par le groupe de travail, notamment vis-à-vis de son impact sur le réseau public de distribution.

Les premières séances du groupe de travail ont été consacrées aux aspects techniques de l'autoconsommation / autoproduction. Les séances suivantes se sont focalisées sur les questions liées au modèle économique de l'autoconsommation / autoproduction (type de rémunération complémentaire), à l'architecture et l'encadrement réglementaire d'un éventuel dispositif de soutien (appels d'offres, guichet ouvert, etc.) et sur les modalités de financement de tels projets.

II. Synthèse des réflexions du groupe de travail

1. Les notions d'autoconsommation et d'autoproduction

L'autoconsommation peut être définie comme le fait de consommer tout ou partie de l'énergie que l'on produit, et l'autoproduction comme le fait de produire tout ou partie de l'énergie que l'on consomme.

Plusieurs indicateurs sont nécessaires afin de caractériser l'autoconsommation / autoproduction d'un site : trois indicateurs en énergie qui permettent d'évaluer la capacité du site à produire pour ses propres besoins et à consommer sa propre production, et deux indicateurs en puissance, caractérisant les pointes de consommation et de production du site qui sont les critères dimensionnants physiquement pour le réseau électrique et qui permettent d'évaluer les impacts du site sur celui-ci :

1. le **taux d'autoconsommation** défini comme la part de la production autoconsommée et égale au rapport entre la production consommée sur site et la production totale du site ;
2. le **taux d'autoproduction** défini comme la part de la consommation autoproduite et égale au rapport entre la production consommée sur le site et la consommation totale du site ;
3. le **taux de couverture** défini comme la capacité d'autoproduction et égale au rapport entre la production totale et la consommation totale du site ;
4. la **puissance maximale injectée** sur le réseau (lorsque la production excède la consommation) ;
5. la **puissance maximale soutirée** du réseau (lorsque la production ne permet pas de couvrir la consommation).

2. Segments identifiés pour l'autoconsommation / autoproduction¹

Plusieurs typologies d'autoconsommateurs / producteurs ont été distinguées selon leurs caractéristiques de consommation et de production :

- le tertiaire/industriel (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) où les profils de consommation et de production peuvent être relativement synchrones, notamment grâce à des consommations importantes et permanentes pendant la journée (climatisation, bureautique, groupes froids, etc.) voire à des capacités de stockage liées à l'activité du site (frigorifique, chauffage, etc.) ;
- le résidentiel diffus où les profils de consommation et de production sont généralement peu synchrones, et où, sauf si les installations de production sont de puissance très réduite, le taux d'autoconsommation « naturelle » (c'est-à-dire sans stockage) est peu élevé à l'échelle du bâtiment et des contraintes peuvent être engendrées sur le réseau (puissance injectée potentiellement élevée en proportion de la puissance installée sur le bâtiment) ;

¹ Les réflexions du groupe de travail se sont rapidement focalisées sur le développement de l'autoconsommation / autoproduction dans la filière photovoltaïque, au regard de l'évolution à venir de son modèle économique. Les éléments présentés dans le présent rapport sont donc en majorité liés aux spécificités de la production photovoltaïque. Toutefois, les thématiques abordées, les raisonnements menés ainsi que certaines recommandations, notamment celles relatives à la sécurité, peuvent également concerner et trouver à s'appliquer pour certaines aux autres énergies renouvelables.

- les bâtiments collectifs, groupes de bâtiments ou quartiers, qualifiés sous la notion « d'îlots urbains », à l'échelle desquels le foisonnement des consommations et des productions peut permettre une meilleure synchronisation des courbes de demande et de production des installations renouvelables décentralisées : un déficit de production d'un bâtiment à un instant donné peut être compensé par un bâtiment situé à proximité et un excédent de production pourrait être valorisé à proximité. Toutefois, les effets du foisonnement, phénomène naturel, ne constituent pas en eux-mêmes des actions d'autoconsommation / autoproduction. Le foisonnement est une sorte de « bien collectif » que les réseaux permettent de valoriser et de mutualiser, notamment en termes de dimensionnement aussi bien des réseaux eux-mêmes que des moyens de production. Rémunérer certains opérateurs en particulier, par exemple les producteurs d'énergie renouvelable, au titre du foisonnement, reviendrait à « privatiser » celui-ci. Ainsi, les mesures d'autoconsommation / autoproduction devront aller au-delà du simple foisonnement, en améliorant les conditions d'intégration des installations dans le système électrique par un dimensionnement adapté des installations au regard des profils de consommations et des capacités d'accueil du réseau ;
- le cas spécifique des zones non interconnectées (ZNI) qui, compte tenu de leurs spécificités (part des énergies fossiles élevée, coûts de production élevés, fort ensoleillement, insertion de nouvelles capacités intermittentes limitée par le seuil d'injection de 30 % de la puissance appelée à tout instant déjà atteint dans certaines ZNI) constituent des territoires favorables aux expérimentations.

Les enjeux de l'autoconsommation / autoproduction, pour chacun de ces segments peuvent être affinés suivant le dimensionnement de l'installation (puissance installée) et les profils de consommation du bâtiment, qui peuvent influencer sur le taux d'autoconsommation, le taux d'autoproduction et les pointes d'injection et de soutirage.

3. Enjeux de l'autoconsommation / autoproduction pour le système électrique

En termes d'impact sur le réseau électrique, le modèle d'autoconsommation / autoproduction peut avoir des effets bénéfiques par rapport à la situation la plus courante rencontrée actuellement² s'il conduit à réduire la puissance maximale injectée sur le réseau ou la puissance maximale soutirée du réseau. En incitant à un **dimensionnement adapté** au niveau local des installations de production, il permet potentiellement de réduire les besoins de renforcement du réseau électrique (cas de l'insertion de nouvelles capacités renouvelables dans le réseau existant). Pour être réels, ces effets bénéfiques doivent être évalués et garantis sur la durée.

Par ailleurs, l'autoconsommation / autoproduction pourrait présenter des opportunités en termes **d'optimisation des profils de consommation et de production** susceptibles de réduire les coûts pour le système électrique. Cela suppose le développement de leviers de flexibilité du système électrique (i.e. mesures garanties dans la durée visant à améliorer la capacité d'adaptation et de réponse du système électrique en fonction de l'offre et de la demande) au niveau local par le pilotage et la maîtrise de la demande, du stockage décentralisé « collectif » (au niveau du réseau de distribution) ou « individuel » (au niveau du consommateur final), l'écrêtement de la puissance injectée, etc. ou, de manière complémentaire, à un niveau plus agrégé, à travers les interconnexions, le foisonnement, le stockage centralisé, la flexibilité des moyens de production, etc.

² L'injection et vente de la totalité de la production représentent la majorité des contrats d'achat actuels.

Il convient alors de s'assurer que le bilan coût-bénéfice global sur le système électrique de ces actions est positif.

En effet, le développement de l'autoconsommation / autoproduction pourrait être à l'origine d'effets qui pourraient s'avérer négatifs s'ils ne sont pas encadrés et maîtrisés. Ces effets concernent les enjeux d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande : le développement de l'autoconsommation / autoproduction sur un site ne doit pas inciter à consommer plus d'énergie. Il peut s'agir également de certains déplacements de consommation, notion différente de celle de nouvelle consommation, qui pourraient conduire à réduire la part de production photovoltaïque allouée aux autres consommations et donc à solliciter plus de moyens de production fossiles pour ces autres consommations auxquels le solaire aurait pu se substituer en l'absence de tels déplacements, engendrant alors des charges supplémentaires pour la collectivité.

4. Enjeux économiques et de sécurité associés à l'autoconsommation / autoproduction

Le développement de l'autoconsommation / autoproduction modifiera les comportements des consommateurs-producteurs, les caractéristiques techniques des installations de production ainsi que certains équilibres économiques.

En termes de sûreté du système électrique et de pilotage global de l'équilibre offre-demande, les outils permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement sont les suivants : observabilité, prévisibilité, « commandabilité », connaissance des installations et robustesse du système aux aléas notamment. Afin d'assurer la prévisibilité de la production d'énergies renouvelables décentralisées et la sécurité des agents susceptibles d'intervenir sur le réseau électrique, le développement du modèle d'autoconsommation / autoproduction doit *a minima* garantir que le gestionnaire du réseau est informé de l'existence de toute installation de production raccordée au réseau ou à l'installation d'un client consommateur, lui-même raccordé au réseau.

En termes de sécurité, les risques électriques sont connus, maîtrisables et font déjà l'objet d'un encadrement technique spécifique. Le développement de l'autoconsommation / autoproduction, doit ainsi se faire dans le cadre des règles de sécurité en vigueur. Pour cela, il sera notamment nécessaire que l'ensemble des autoconsommateurs / autoproducteurs respectent les procédures de raccordement au réseau public d'électricité ainsi que les normes prévues par la réglementation.

Sur le plan de la sécurité du bâti, les installations doivent respecter la structure de chaque bâtiment et répondre à des exigences de solidité, de qualité et de pérennité des ouvrages et de sécurité des biens et des personnes.

Enfin, le développement de l'autoconsommation / autoproduction conduit à réduire l'assiette de perception de différentes taxes et contributions : la fiscalité générale (TVA), la CSPE ainsi que d'autres taxes, notamment locales. Par ailleurs, s'agissant du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE), l'autoconsommation / autoproduction implique des transferts de charges des autoconsommateurs vers les autres utilisateurs des réseaux, liés à la diminution de la part variable de leur facture sans diminution des coûts qu'ils engendrent sur le réseau. Ceci pose ainsi la question de l'évolution de la structure du TURPE en prévision du possible développement de l'autoconsommation / autoproduction, au regard notamment de l'équilibre entre la part assise sur la puissance et celle assise sur l'énergie. Ces impacts pourront devenir dimensionnants si l'autoconsommation / autoproduction se développe de manière significative.

5. Rémunération de l'autoconsommation / autoproduction : modèle de prime complémentaire

La question des modalités de rémunération de l'autoconsommation / autoproduction a fait l'objet de plusieurs séances de travail et de nombreux débats au sein du groupe de travail.

Un modèle de prime complémentaire à la rémunération « naturelle » (i.e. par économie de facture et vente des excédents de production) de l'autoconsommation / autoproduction est ressorti en particulier des discussions³ et des différentes propositions des participants. Ce modèle repose sur un système de coefficients inscrits dans l'équation suivante, avec :

$\text{Prime} = (A \times Q \text{ autoproduite}) + (B \times Q \text{ injectée}) - (C \times P \text{ injectée max})$
--

1. un coefficient A de valorisation de la quantité autoconsommée ;
2. un coefficient B, associé à la quantité en surplus non autoconsommée. Ce coefficient a été décliné dans les modèles sous différentes formes : prime en complément d'une valorisation aux conditions de marché ou tarif d'achat ;
3. un coefficient C assis sur la puissance injectée sur le réseau, visant à inciter à minimiser les pointes d'injection.

Le calage de ces paramètres devra permettre de donner des incitations pertinentes en termes de maîtrise de la consommation d'énergie (calage du niveau relatif de A et B entre eux), de dimensionnement des installations au regard des enjeux de puissance injectée et soutirée (calage du coefficient C), voire de prendre en compte des spécificités régionales.

Par ailleurs, la question de l'accès au capital nécessaire au financement des investissements dans des installations en autoconsommation / autoproduction a également été évoquée. Une attention particulière devra être portée à cette question compte tenu du contexte de moindre sécurisation des flux financiers rémunérant ce modèle. La robustesse du modèle et son adaptation à toutes les diversités de montage et de relations contractuelles pouvant être rencontrées devront également être étudiées, notamment sous l'angle d'un mode de « financement de projet sans recours » (i.e. garanti par le seul actif sous-jacent).

6. Architecture d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction

Quelle que soit sa forme, le dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction qui sera mis en place devra garantir la poursuite de plusieurs objectifs généraux.

S'inscrivant par nature dans la politique nationale énergétique, il devra éviter d'inciter à des comportements contraires aux objectifs de maîtrise de l'énergie et assurer une visibilité de long terme aux acteurs. S'agissant de subventions, il devra également permettre l'augmentation de la puissance photovoltaïque installée en procurant une rentabilité « normale » des capitaux investis sur la durée de vie des projets. Enfin, il devra dans tous les cas présenter un cadre simple, lisible et opérationnel.

³ D'autres modèles de rémunération complémentaire de l'autoconsommation / autoproduction et d'encadrement de celle-ci ont été proposés et discutés, comme la possibilité de réguler les contraintes d'injection selon une logique d'horosaisonnalité (prise en compte des moments où il y a un enjeu à injecter) ou de limiter pour certains segments les heures d'injection, et la rémunération associée, considérant les taux potentiellement élevés d'autoconsommation et les contraintes d'injection plutôt faibles.

Au regard de ces éléments et des échanges au sein du groupe de travail, plusieurs formes possibles de soutien ont été identifiées suivant les segments concernés.

Un consensus a émergé sur le fait que les segments des activités tertiaires et industrielles (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) étaient une cible adéquate pour la mise en place d'un cadre à l'autoconsommation / autoproduction, puisque ces secteurs présentent en général des profils de consommation compatibles avec la production photovoltaïque. Ainsi, pour ces activités, le groupe de travail préconise le lancement d'un appel à projets pour tester un ou des dispositifs d'autoconsommation / autoproduction.

Concernant le segment du résidentiel individuel, le groupe de travail s'est accordé sur la nécessité d'encadrer et d'accompagner le développement de l'autoconsommation / autoproduction sur ce segment en priorité sous l'angle des enjeux de sécurité. Ces enjeux recouvrent autant les questions de sécurité des biens et des personnes, liés à la connaissance et la déclaration des installations, que les aspects de qualité des offres proposées aux particuliers (risques liés à la mise sur le marché de produits défectueux ou mal dimensionnés par rapport aux besoins des particuliers ou à des pratiques parfois frauduleuses de vente et d'installation de panneaux photovoltaïques). Ainsi, le groupe de travail préconise *a minima* pour ce secteur le respect des normes et des règles de l'art en vigueur en termes de sécurité, de construction, de conformité électrique des installations, de qualification des entreprises de conception/installation/maintenance ou encore d'assurabilité des installations.

La définition et la mise en place d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction dans le secteur résidentiel individuel ne fait pas consensus au sein du groupe de travail. Trois cas semblent devoir être distingués :

- le cas des petites installations de faible puissance, situées sur les maisons individuelles, dont le dimensionnement permet *a priori* d'atteindre un taux d'autoconsommation élevé (nonobstant les périodes où les occupants sont absents) et dont la rentabilité repose principalement sur la facture économisée. Au regard de cette rentabilité, il ne semble pas nécessaire de mettre en place un système spécifique de rémunération complémentaire qui s'avèrerait de plus complexe à définir et difficile à appréhender pour les particuliers. Pour ce type d'installations, le groupe de travail recommande la définition d'une prestation de service globale standardisée (éventuellement labellisée) qui ferait référence et qui couvrirait notamment les aspects de bon dimensionnement des installations, de leur qualité, de leur montage et maintenance ainsi que les exigences en termes de déclaration des installations. Les contours d'une telle prestation devront être définis en lien avec le CONSUEL, la profession et les représentants des particuliers et l'opportunité de prévoir des aides pour sa mise en œuvre étudiée ;
- le cas des installations d'une puissance de l'ordre de quelques kWc situées sur des bâtiments individuels dont la production peut plus facilement dépasser la consommation en journée. Dans ce cas, l'instauration d'un mode de soutien spécifique à l'autoconsommation / autoproduction ne fait pas consensus au sein du groupe de travail. Elle semble complexe compte tenu de la faible synchronisation des courbes de production et de consommation et de la diversité des situations possibles. Un dispositif de soutien de type « vente en totalité » de l'électricité produite (tel que le système d'obligation d'achat actuel) semble à court terme, notamment par sa simplicité, plus adapté.

- le cas des installations de puissance plus importante situées sur des bâtiments collectifs. Ces derniers entrent alors dans le champ des « îlots urbains » et sont traités dans ce cadre.

Ces propositions visent le court terme au regard des coûts actuels de production du photovoltaïque et des prix de vente TTC de l'électricité. Lorsque la « parité réseau » aura été atteinte pour ce secteur, des réflexions devront être engagées sur l'opportunité de maintenir les tarifs d'achat pour ces différentes catégories.

De plus, de manière générale, des réflexions sur les moyens de réduire les pointes d'injection et par conséquent de réduire les coûts de raccordement des installations pourraient être menées sur ce segment.

Concernant les bâtiments collectifs ou groupes de bâtiments, la problématique de l'autoconsommation / autoproduction reste à approfondir dans le cadre des îlots urbains. En effet, au-delà des aspects contractuels et commerciaux qui devront être affinés, il est nécessaire de bien identifier les situations où de la valeur ajoutée est créée par rapport au simple effet du foisonnement des productions et des consommations entre sites.

Deux types d'actions créant cette valeur ajoutée sont envisageables, aucune mesure précise associée n'ayant été étudiée dans le cadre du groupe de travail :

- des actions de planification visant à optimiser le dimensionnement des installations de production en fonction du réseau électrique et de la demande, qui sont à la main des pouvoirs publics ;
- des actions et initiatives qui font appel plus largement aux consommateurs et producteurs locaux et qui visent par le pilotage de l'offre et de la demande à optimiser localement les flux d'électricité en allant au-delà de ce que permet le simple foisonnement.

Un modèle d'expérimentation pourrait être envisagé dont les contours restent à définir (qui pourra éventuellement s'inscrire dans le cadre de l'expérimentation d'un service de flexibilité local sur des portions de réseau public de distribution d'électricité prévue par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte).

Cette expérimentation viserait à identifier les conditions dans lesquelles un tel modèle permet d'optimiser les flux d'électricité à une échelle pertinente (bâtiment, groupe de bâtiments, quartier, etc.), tout en réduisant les contraintes d'injection et les puissances de soutirage et en créant de la valeur ajoutée additionnelle pour la collectivité par rapport aux modèles actuels (et notamment au simple foisonnement). Elle devrait également permettre de traiter les questions juridiques liées à ce modèle (alimentation des parties communes d'un bâtiment collectif, question de la location des locaux, etc.) et d'identifier quel acteur économique pourra s'engager sur les mesures susmentionnées d'amélioration de l'adéquation offre-demande et de réduction des coûts de réseau et sur leur pérennité.

Pour les installations situées dans les ZNI, l'intérêt de ces territoires à des expérimentations en vue d'y développer l'autoconsommation / autoproduction a également fait l'objet d'un consensus au sein du groupe de travail. Les ZNI présentent en effet des enjeux importants en termes de coûts de production et de flexibilité du système électrique, notamment au regard de la limite d'insertion de nouvelles capacités intermittentes par le seuil d'injection de 30 % de la puissance appelée à tout instant. Des systèmes d'autoconsommation / autoproduction alliant des mesures de flexibilité visant à sécuriser l'équilibre offre-demande du système insulaire (stockage, mesures « MDE », etc.) pourraient répondre à ces enjeux, mais leur bilan coûts/bénéfices est à consolider. Ces spécificités

nécessitent ainsi un cadre adapté, dont les membres du groupe ont souhaité qu'il soit mis en œuvre rapidement.

Les expérimentations menées devront permettre une prise en compte concrète de tous les enjeux liés au développement de l'autoconsommation / autoproduction, à savoir autant les enjeux techniques que financiers, juridiques, économiques ou même technologiques. Ces expérimentations devront par ailleurs être construites différemment suivant le public visé (le soutien par appels d'offres paraît en effet plus adapté aux installations « individuelles » de taille importante et moins à certaines installations tertiaires de plus petite taille ou au résidentiel).

Ces expérimentations devront également tenir compte de la diversité des configurations qui pourront être rencontrées en termes de typologies d'installations (bâtiment collectif, groupement de bâtiments, échelle d'un quartier, zones industrielles, d'activités, etc.), de taille des installations et éventuellement d'implantation géographique. Elles devront présenter un volume suffisamment important pour permettre une représentativité des projets qui seront retenus et un retour d'expérience enrichissant sans toutefois impacter le développement des installations qui ne seraient pas retenues.

Enfin, les dispositifs de soutien à l'autoconsommation / autoproduction qui seront mis en place devront pouvoir coexister avec le dispositif de soutien actuel pendant la phase expérimentale ce qui permettra de tirer les enseignements des expérimentations, et ce, afin de laisser de la visibilité aux acteurs de la filière. A terme, la substitution du mécanisme actuel par un mécanisme de soutien dédié à l'autoconsommation / autoproduction ne fait pas consensus. Néanmoins, à terme, pour un segment donné, le choix entre deux dispositifs de soutien (par exemple un dispositif de tarif d'achat et un dispositif de soutien à l'autoconsommation) donnerait des possibilités d'arbitrage économique et annulerait les effets bénéfiques de la mise en place d'un dispositif d'autoconsommation.

III. Schéma d'un dispositif de soutien à l'autoproduction

Au vu des travaux et des réflexions du groupe de travail, la DGEC a proposé aux acteurs un modèle de dispositif de soutien, décliné suivant les différents segments visés et les puissances des installations. Ce modèle est résumé sur le schéma suivant.

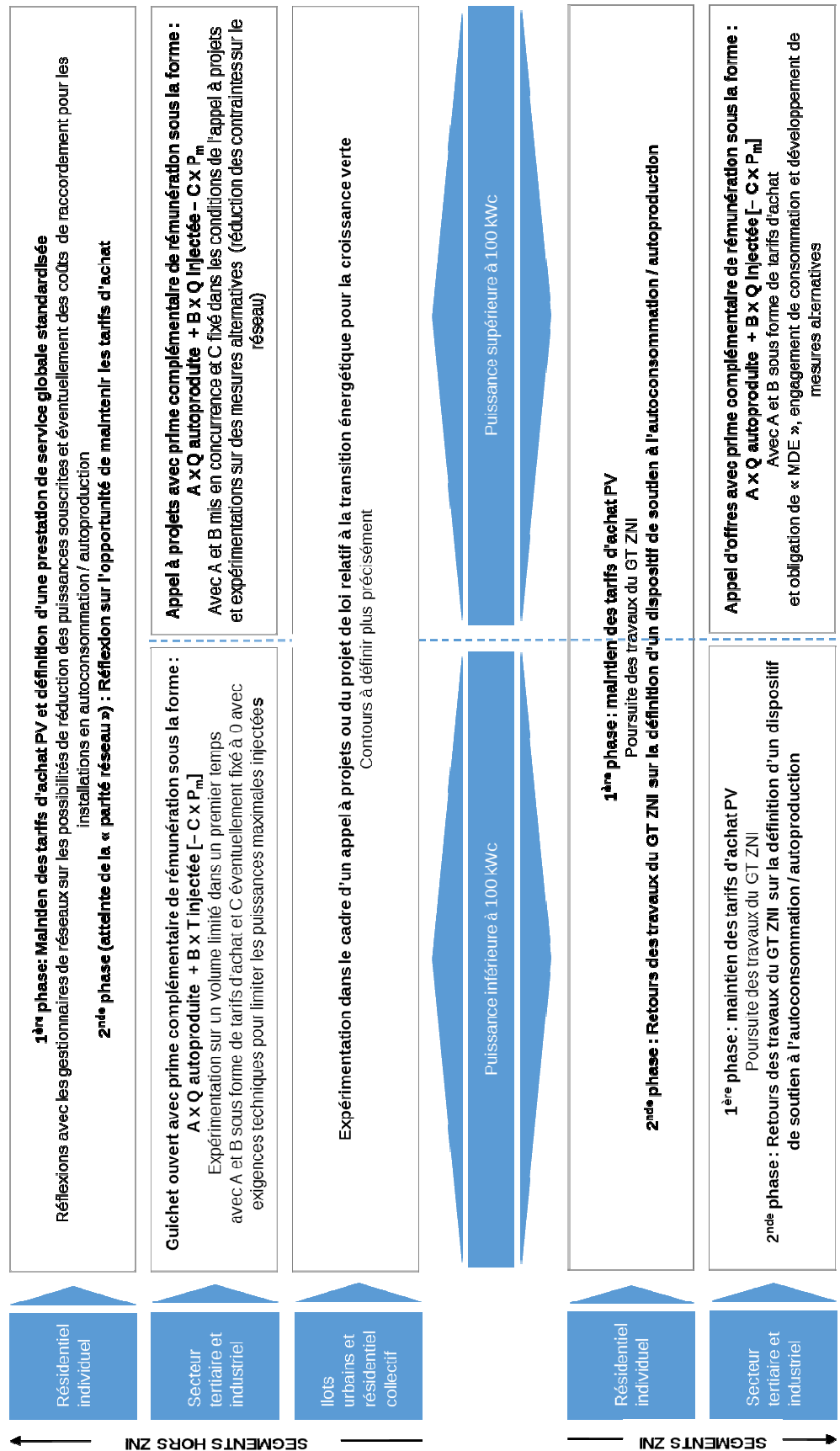


Schéma du dispositif de soutien proposé

Introduction

Le modèle économique du solaire traverse actuellement une phase de profonde évolution : la poursuite attendue de la baisse des coûts des installations photovoltaïques et de la hausse des prix de l'électricité à la consommation va conduire à rendre compétitives les petites installations photovoltaïques sur bâtiment (ou au sol) par rapport au prix de l'électricité vendue au particulier (et à moyen terme aux industriels). Une telle évolution pourrait conduire à un développement spontané d'installations en autoproduction / autoconsommation.

Ce basculement est déjà une réalité en Allemagne (où le prix de l'électricité est plus élevé), qui a d'ailleurs mis en place un dispositif encadrant l'autoconsommation / autoproduction, et se dessine à court terme dans les pays d'Europe du Sud (où l'ensoleillement plus favorable permet un coût du solaire plus faible). Il reste plus lointain en France où les prix de vente de l'électricité aux clients finals restent modérés.

Dans ce contexte, le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a annoncé le 22 octobre 2013, le lancement d'une réflexion ayant pour objectif d'identifier et de caractériser les enjeux techniques et les opportunités mais également les défis liés à l'autoconsommation et l'autoproduction : intégration au réseau, impact sur le système électrique, enjeu du stockage éventuellement associé ou encore modèle économique et éventuel dispositif de soutien à mettre en place.

Cette réflexion a rassemblé l'ensemble des acteurs concernés au sein d'un groupe de travail, auquel plus d'une quarantaine d'organismes ont participé (cf. membres du groupe de travail en annexe 1). Ce groupe de travail s'est réuni treize fois en séance plénière entre décembre 2013 et juin 2014, avec un programme de travail ayant porté sur les thématiques suivantes (cf. programme de travail détaillé en annexe 2) :

1. Autoconsommation / autoproduction et systèmes électriques : état des lieux, opportunités et défis
2. Expériences étrangères et cas d'école de systèmes d'autoconsommation / autoproduction
3. Impact de l'autoconsommation / autoproduction sur le financement des taxes, de la CSPE et des réseaux
4. Stockage et maîtrise de l'énergie – Enjeux en termes de R&D et d'innovation
5. Modèles économiques pour l'autoconsommation / autoproduction
6. Financement des projets d'autoconsommation / autoproduction et de stockage
7. Cadre réglementaire pour l'autoconsommation / autoproduction
8. L'autoconsommation / autoproduction dans les zones non interconnectées

A la demande des participants, un groupe de relecture plus restreint a été mis en place pour contribuer à l'élaboration du présent rapport de synthèse des travaux menés par le groupe.

Les réflexions menées dans le cadre du groupe de travail ont permis de dégager des constats et des objectifs généraux, qui peuvent être indifféremment appliqués aux différents secteurs des énergies renouvelables dans lesquels l'autoconsommation / autoproduction pourrait être amenée à se développer. La déclinaison concrète de ces constats et objectifs afin d'en tirer des

recommandations, notamment en termes de dispositif de soutien, s'est toutefois focalisée sur le cas du photovoltaïque, au regard de son appétence pour l'autoconsommation / autoproduction. Les recommandations du présent rapport ont donc été élaborées avant tout pour ce secteur.

Les réflexions de ce groupe de travail se sont inscrites dans le cadre de la politique publique de soutien au développement des énergies renouvelables, qui fixe des objectifs quantitatifs en termes de développement des capacités par filière, en particulier pour la filière photovoltaïque (environ 1 GW installé par an). Les travaux du groupe devaient permettre de préciser comment le modèle d'autoconsommation / autoproduction pouvait contribuer à la réalisation de ces objectifs dans les meilleures conditions possibles en prévoyant notamment les instruments de suivi et de pilotage des volumes développés et des subventions consacrées dans ce cadre. Ces réflexions devaient également tenir compte du contexte européen actuel, et notamment de l'adoption par la Commission européenne le 9 avril 2014, des nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie.

Il convient de noter par ailleurs que ces réflexions se sont inscrites en dehors de toute considération relative à l'état actuel du marché européen de l'électricité, qui présente une situation de surcapacités de production, liée notamment à une baisse non anticipée de la demande dans un contexte de crise économique.

Dans le cadre de ce groupe de travail, plusieurs sujets connexes à la thématique de l'autoconsommation / autoproduction ont pu être évoqués par les participants, liés principalement aux enjeux de développement de la filière photovoltaïque et notamment les questions relatives à la politique de l'intégré au bâti (« IAB »), aux coûts de raccordement des installations, notamment de leurs modalités de calcul, aux niveaux des tarifs d'achat pour certains segments, au retour d'expérience des appels d'offres ou encore au modèle de l'obligation d'achat et de l'acheteur unique. Ces questions nécessitent un processus de travail indépendant, mené par ailleurs par l'administration. Certaines questions d'intégration des installations de production intermittente au système électrique en lien avec la thématique de l'autoconsommation / autoproduction ont été abordées dans le cadre du groupe de travail mais certaines questions complémentaires plus globales relatives par exemple aux dispositifs de découplage devront être traitées dans le cadre des suites de la consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien des installations sous obligation d'achat clôturée début 2014.

Ce rapport présente un bilan des réflexions du groupe de travail et formule des recommandations établies sur la base de ses travaux pour chaque thématique, en s'appuyant notamment sur les présentations en séance faites par les participants et les contributions écrites reçues (ADEME, ANODE, CAPENERGIES, CDC, CEA-INES, CONSUEL, CRE, DERBI, EDF, EDF SEI, ENERPLAN, ERDF, FNE, GDF Suez, GMPV-FFB, GPPEP, HESPUL, LUMO, OFAEnR – Agora Energiewende, RTE, SAFT, SER et UFE). Il propose une architecture globale d'un dispositif d'encadrement et de soutien à l'autoconsommation / autoproduction. Les contributions écrites des membres du groupe de travail sont jointes en annexe 3.

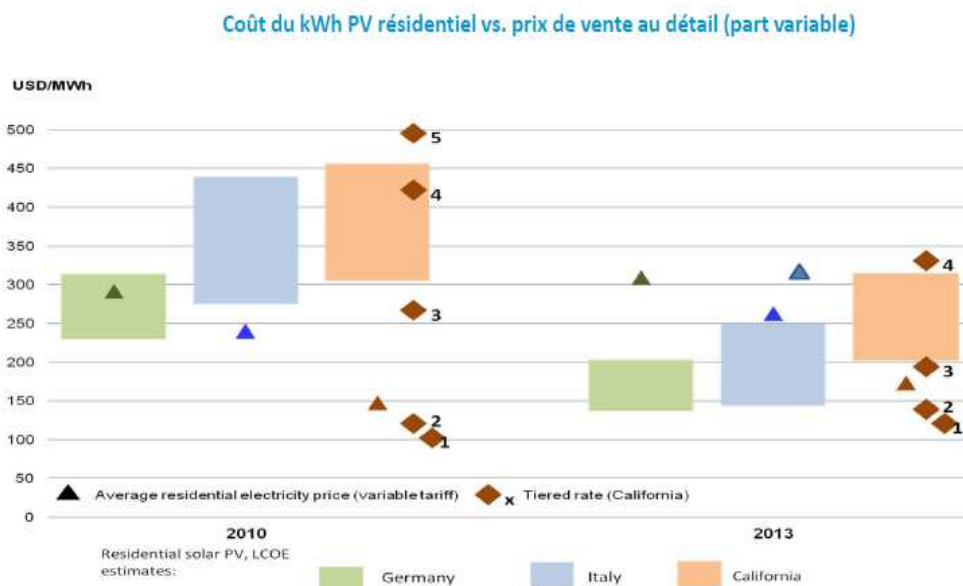
La DGEC remercie l'ensemble des participants pour leurs contributions actives au groupe de travail.

I. L'autoconsommation et l'autoproduction : contexte réglementaire et définition

I.1 - L'autoconsommation / autoproduction – Expériences étrangères

Si en France le développement spontané et généralisé de l'autoconsommation / autoproduction n'est pas prévu à court terme compte tenu notamment des prix de vente TTC de l'électricité aux clients finals relativement bas, il n'en est pas de même dans d'autres pays européens et encore moins à l'échelle mondiale où les prix de vente de l'électricité peuvent être plus élevés et où les coûts de production peuvent être plus faibles.

Plusieurs pays, notamment les pays à fort ensoleillement, ont ainsi atteint les conditions économiques qui rendent attractif le modèle de l'autoconsommation / autoproduction, à savoir : le coût de production de l'électricité photovoltaïque est inférieur au prix de vente TTC payé par le client final pour son électricité (état dit de « parité réseau » ou « socket parity »).



Note: LCOEs calculés avec la valeur moyenne des systèmes résidentiels (inclus TVA et autres taxes à la ventes en Californie et Italie, et crédit d'impôt à l'investissement en Californie); les fourchettes reflètent essentiellement les différences entre coûts de financement. Le tarifs progressifs en Californie sont ceux de la Pacific Gas and Electric. Les "Tier 3" et "Tier 4" sont les tarifs payés au-delà d'une certaine quantité mensuelle de kWh.

Figure 1 – Attractivité de l'autoconsommation dans différents pays (Source : Agence internationale de l'énergie)

Certains pays ont mis en place des dispositifs de soutien et d'encadrement, qui diffèrent selon les conditions et les priorités privilégiées.

En Allemagne par exemple, le dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction a connu plusieurs évolutions structurantes. A l'origine, en 2009, un tarif d'achat spécifique à l'autoconsommation / autoproduction avait été mis en place, cette dernière impliquant la non utilisation du réseau public ou uniquement pour de la « consommation à proximité ». Ce dispositif a été modifié en 2012 suite à l'atteinte de la « parité réseau » pour les particuliers⁴. Il s'est transformé en une rémunération au tarif d'achat photovoltaïque jusqu'à hauteur de 90 % de l'électricité produite, les 10 % restant devant être vendus sur le marché (ce pourcentage étant destiné à s'inverser dans le temps) et les autoconsommateurs étant exemptés par ailleurs de certaines taxes et prélèvements relatifs notamment à l'utilisation du réseau lorsqu'ils ne l'utilisent pas. La loi sur les énergies renouvelables (loi « EEG »), qui est entrée en vigueur le 1^{er} août 2014 introduit pour principe une contribution commune à l'ensemble des nouvelles installations (énergies renouvelables et cogénération à haute efficacité énergétique), étalée dans le temps : contribution à hauteur de 30 % de l'EEG-Umlage jusque fin 2015, puis 35 % en 2016, et 40 % à partir de 2017. Par exception, les « petits » autoconsommateurs demeurent non soumis à l'EEG-Umlage (puissance installée de moins de 10 kW).

En Italie, où la « parité réseau » est atteinte pour le résidentiel⁵, ce soutien est orienté vers le secteur résidentiel et repose sur un modèle d'installation de production photovoltaïque couplée à un dispositif de stockage et financé par une déduction fiscale à hauteur de 50 % sur les coûts de matériel et d'installation.

En Belgique, le dispositif de soutien repose actuellement sur le principe du « net-metering » (cf. point VI.2), système également mis en place dans d'autres pays européens comme le Danemark, dans certains Etats américains (43), au Brésil ou en Australie. Le constat effectué en Belgique, également observé dans certains de ces pays, est que suivant le pas de temps de calcul du « net-metering » retenu, il pouvait conduire certains consommateurs à ne plus payer de facture d'électricité, transférant ainsi vers les autres consommateurs les coûts de réseaux ainsi que les coûts des pointes électriques. Il peut également contribuer à créer une rente excessive concourant à l'attractivité de ce modèle pour les autoconsommateurs /autoproducteurs mais à des coûts élevés pour la collectivité. Le Danemark a ainsi dû ajuster ce pas de temps sur des durées beaucoup plus courtes afin de mieux réguler ce système et d'en réduire l'effet distorsif.

Certains pays ont mis en place des dispositifs de soutien plus innovants reposant par exemple, dans le cas du Minnesota, sur une évaluation et une rémunération en tant que telle de la « valeur du solaire ». Cette approche vise à comparer l'ensemble des gains pour la collectivité d'une production solaire par rapport à une production basée sur des énergies fossiles. L'aide financière attribuée au producteur repose ainsi sur l'addition de ces différents gains, estimés en \$/kWh : coûts environnementaux évités, coûts liés à l'acheminement du productible et à sa gestion, aux coûts de maintenance, etc. Ce dispositif est encore très controversé du fait de la difficulté à choisir les critères de comparaison des coûts et à les évaluer.

⁴ En janvier 2012, le prix de vente de l'électricité pour les particuliers a atteint 25,95 c€/kWh (source Eurostat 2012S1) pour un tarif d'achat fixé à 24,43 c€/kWh. Le prix de vente de l'électricité au particulier est désormais supérieur à 29 c€/kWh en Allemagne (source Eurostat 2013S2) avec des tarifs d'achat pour les petites installations de 13,7 c€/kWh.

⁵ En Italie, le prix de vente de l'électricité au particulier a atteint 23,2 c€/kWh en 2013 (source Eurostat 2013S2) pour un LCOE des installations photovoltaïques pour le secteur résidentiel compris entre 11 et 18,5 c€/kWh environ en 2013 (Source Etude OCDE/AIE « Solar Power : Possibly the Dominant Source by 2050 »).

De manière générale, les opportunités et défis relatifs au développement de l'autoconsommation / autoproduction dans les autres pays sont similaires à ceux identifiés dans le cadre de ce groupe de travail : faible adéquation entre les profils de consommation et de production, notamment pour la catégorie des ménages, impact sur les réseaux et compensation des coûts induits, moyens techniques et financiers permettant d'y répondre, pilotage des comportements, etc. L'analyse de ces différents cas n'a pas conduit à faire ressortir et à recommander un dispositif de soutien en particulier, même si les systèmes de « net-metering » semblent présenter plusieurs difficultés.

Etude de l'Agence internationale de l'énergie sur la mise en œuvre de l'autoconsommation / autoproduction par les particuliers

D'après une étude mondiale (en cours de publication) de l'AIE relative à l'émergence des « prosumers » (« consom'acteurs » en anglais), il semble qu'il n'y ait pas encore de « révolution de l'autoconsommation », le développement de ce marché restant limité et très lié aux mécanismes d'aides mis en place par les différents pays, notamment des tarifs dédiés ou des systèmes de « net-metering ».

Toutefois, l'opportunité d'un développement important à plus ou moins long terme reste d'actualité selon les pays et acteurs concernés au regard de différents critères / leviers, qui concernent les aspects suivants :

- leviers économiques : le développement de l'autoconsommation / autoproduction repose en partie sur l'équilibre économique du dispositif. Lorsque les coûts de production ne sont pas couverts par les revenus nets de l'autoconsommation / autoproduction (cumul de la facture TTC évitée et de la vente des excédents), il nécessite un soutien spécifique complémentaire. Lorsque les coûts de production sont inférieurs à ces revenus, il devient spontané. Pour cela, les coûts de production doivent être suffisamment inférieurs au prix de facture TTC évitée (atteinte de la « parité réseau ») afin de compenser notamment le fait que les courbes de consommation et de production dans le secteur résidentiel sont peu synchrones ;
- leviers comportementaux : ceux-ci peuvent être positifs ou négatifs. Le fait de produire sa propre énergie peut ainsi être perçu positivement (notions d'indépendance et de contribution citoyenne) et ce, même en l'absence de valeur économique pour le consommateur-producteur. Ce levier est particulièrement mal connu et mériterait d'être analysé davantage (il n'a pas été possible de trouver d'étude comportementale sur l'adoption du PV en autoconsommation / autoproduction disponible à échelle internationale ou nationale) ;
- leviers commerciaux : que ce soit au niveau des installations photovoltaïques en elles-mêmes ou des technologies de stockage et de gestion de la consommation de la maison, celles-ci deviennent de plus en plus accessibles, et synonymes d'une accélération du rythme de développement. Les acteurs de la grande distribution se sont ainsi lancés sur le marché en rendant l'acquisition de panneaux photovoltaïques de plus en plus facile ;
- leviers liés au contexte national : le degré d'ensoleillement, la disponibilité de toitures compatibles, la simplicité administrative et réglementaire, le portage politique, le ratio propriétaires/locataires, autant d'éléments qui facilitent – ou rendent plus complexe selon le cas – le déploiement de l'autoconsommation / autoproduction dans le résidentiel.

Ces leviers méritent également d'être analysés du point de vue des autres parties prenantes :

- les fournisseurs de technologies : pour eux, la pertinence économique du modèle est liée aux opportunités d'élargissement du marché ;
- les énergéticiens, pour qui l'autoconsommation / autoproduction peut être une source de croissance nouvelle ou de cannibalisation des activités existantes avec une opportunité de « verdir » leurs activités et une possibilité de prendre une place de « leader » technologique ;
- les opérateurs de réseaux de transport et de distribution : selon le contexte national existant, l'autoconsommation / autoproduction peut leur demander à la fois un effort d'adaptation et induire des risques sur leurs systèmes de régulation et de sûreté d'approvisionnement si l'ensemble n'est pas assez bien adapté. Plus le réseau est moderne et interconnecté, plus il est capable de gérer techniquement les problématiques liées à l'autoconsommation / autoproduction ;
- les Etats : ces derniers se doivent de gérer des problématiques telles que l'impact des mécanismes de soutien versus l'engagement sur des objectifs de déploiement des énergies renouvelables, l'impact sur les taxes et sur les factures des consommateurs, l'emploi et les filières industrielles, la sécurité, etc.

Ainsi, cette étude conclut que, même si dans le monde plusieurs initiatives sont mises en œuvre pour commencer à accompagner le déploiement de l'autoconsommation / autoproduction, avec plus ou moins de succès, il n'est pas observé à ce jour de changement structurel du marché pour la prise en compte des besoins, opportunités et risques associés à ce comportement.

1.2 - Cadre réglementaire de la vente de l'électricité photovoltaïque en France

Le développement de la filière photovoltaïque s'effectue dans le cadre d'un dispositif de soutien prévoyant deux types de mécanismes suivant la puissance des installations :

- des tarifs d'achat ajustés chaque trimestre pour les installations sur toiture de puissance inférieure à 100 kWc (correspondant à environ 1 000 m² de panneaux photovoltaïques) ;
- des appels d'offres « simplifiés » pour des installations sur bâtiments de puissance comprise entre 100 et 250 kWc (équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000 m² et 2 500 m²), et des appels d'offres « ordinaires » pour les plus grandes installations.

Dans les deux cas, l'électricité produite est achetée par un acheteur obligé (Electricité de France ou les entreprises locales de distribution) dans le cadre de contrats d'achat, dont les modèles sont approuvés par le ministre en charge de l'énergie, et qui sont actuellement établis pour des durées de 20 ans. Ces contrats prévoient deux possibilités de vente de l'électricité produite : la vente en totalité ou la vente au surplus.

Dans le cas de la vente en totalité, la consommation électrique du site sur lequel est implantée l'installation de production doit se limiter à celle des auxiliaires de cette installation. Le producteur s'engage à fournir à l'acheteur, au point de livraison, la totalité de l'énergie produite par l'installation, déduction faite de la consommation d'énergie électrique de ses auxiliaires en période de production.

Dans le cas de la vente en surplus, la consommation électrique du site sur lequel est implantée l'installation de production peut ne pas se limiter à celle des auxiliaires de cette installation. Le producteur s'engage alors à fournir à l'acheteur, au point de livraison, la totalité de l'énergie produite par l'installation, déduction faite de l'ensemble des consommations (besoins propres du producteur et auxiliaires de l'installation).

Réglementairement, l'autoconsommation / autoproduction est déjà possible dans le cadre du dispositif actuel de soutien à la filière photovoltaïque. Le recours à ce modèle reste toutefois marginal à ce stade car les tarifs d'achat de l'électricité restent en général supérieurs aux tarifs TTC de l'électricité. Dès lors que ces tarifs d'achat deviendront inférieurs aux tarifs TTC de l'électricité, il y aura un intérêt économique pour le producteur à autoconsommer / autoproduire. Mais il y aura alors aussi une possibilité de sur-rémunération de la production puisque les tarifs d'achat sont destinés à couvrir les coûts de production, qui pourront être désormais plus faibles, dans certains cas, que les tarifs TTC de l'électricité.

I.3 - Définition de l'autoconsommation et de l'autoproduction

Le groupe a distingué les deux notions « d'autoconsommation » et « d'autoproduction », qui ne recouvrent pas les mêmes comportements et conséquences.

L'autoconsommation peut se définir comme le fait de consommer tout ou partie de la production d'électricité sur le site où elle est produite (et éventuellement stockée). Cette part sera d'autant plus importante que la consommation du bâtiment est élevée au moment de la production.

L'autoproduction peut se définir comme le fait de produire tout ou partie de la consommation d'électricité sur un site où a lieu cette consommation et qui n'est pas soutirée du réseau.

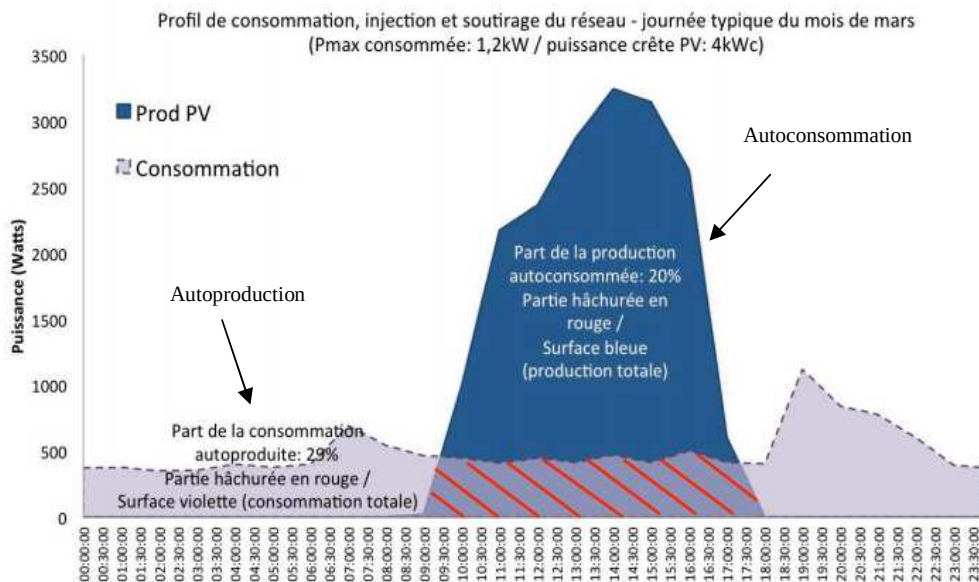


Figure 2 – Illustration de l'autoconsommation et de l'autoproduction (Source : HESPUL)

Par conséquent, les mesures visant à augmenter l'autoconsommation et l'autoproduction vont être différentes et conduire également à des effets différents.

Augmenter l'autoconsommation va consister de manière générale à augmenter la consommation au moment où l'installation produit (ce qui peut notamment dans certains cas entraîner des effets contraires à la politique d'efficacité énergétique et de maîtrise de la consommation d'énergie) mais peut en même temps réduire les quantités injectées sur le réseau. *A contrario*, augmenter l'autoproduction peut conduire à mieux maîtriser et réduire la consommation et à augmenter la production d'énergie renouvelable. Elle peut toutefois engendrer des contraintes d'injection sur le réseau. Ces notions et les effets associés sont détaillés dans la partie II du rapport.

Ces deux notions doivent donc être prises en compte de manière complémentaire et complétées par une approche systémique de leurs effets sur le système électrique.

L'autoconsommation peut se mesurer à l'aval du point de livraison mais également à l'échelle d'un bâtiment, d'un centre commercial, voire d'un quartier : en effet, les déficits de production d'un bâtiment à un instant donné pourraient être compensés par un bâtiment situé à proximité tout comme un excédent de production pourrait être valorisé à proximité et réduire ainsi les contraintes d'injection sur le réseau. Toutefois, à la différence d'une autoconsommation à l'aval du point de livraison, dans ces derniers cas il y a utilisation du réseau public de distribution.

Ces notions de « commercialisation de proximité », qui sont souvent assimilées à tort à de l'autoconsommation / autoproduction, mais ne sont que des relations commerciales. En elles-mêmes, elles sont déconnectées de la réalité physique sous-jacente (impact sur les réseaux, adéquation production-consommation, valeur ajoutée du service). Même si deux acteurs de proximité échangent du courant entre eux, cela ne change rien à la réalité physique du parcours des électrons et au fait qu'ils consomment également de l'électricité provenant du réseau en profitant de la qualité de l'onde électrique et de la sécurité d'approvisionnement que celui-ci apporte. Ces questions ont ainsi volontairement été envisagées de façon indépendante dans le cadre du groupe de travail pour se focaliser sur les aspects techniques et économiques de l'autoconsommation / autoproduction en tant qu'enjeu physique pour le système électrique.

Elles ont soulevé par ailleurs la question de la rémunération du simple foisonnement. En effet, le foisonnement, en soi, de la demande ou de la production n'est pas un effet de l'autoconsommation / autoproduction mais un phénomène naturel, une sorte de « bien public » (cf. partie II.5.1). Dans le cas spécifique d'un bâtiment collectif, il a été souligné que l'accès à l'énergie solaire ne pouvait relever d'une démarche personnelle et que l'ensoleillement était en quelque sorte une « partie commune » qu'il serait légitime de traiter comme telle en différenciant ce foisonnement « privé » d'un foisonnement « public » situé au-delà du point de raccordement au réseau de ce bâtiment.

De tels regroupements, qualifiés dans la suite du rapport sous la notion « d'ilots urbains », posent alors plusieurs questions liées à l'utilisation des réseaux publics, à la qualité de l'onde distribuée et à la valeur ajoutée créée au-delà du simple foisonnement naturel des productions et consommations, par exemple par leur pilotage.

Recommandations

- ⇒ Définir clairement la notion d'autoconsommation / autoproduction, qui pourrait être : « producteur (personne morale ou physique) raccordé ou non au réseau public et qui consomme sa propre électricité en aval du point de livraison du site où est implanté l'installation de production » ;
- ⇒ Les enjeux liés à l'autoproduction ou l'autoconsommation étant complémentaires, il ne faut pas privilégier unilatéralement l'une ou l'autre au risque d'engendrer des effets négatifs. Une approche équilibrée entre l'autoproduction et l'autoconsommation doit être recherchée en termes de comportements, couplée à une approche systémique sur les puissances maximales injectées et soutirées, valeurs dimensionnantes des capacités du réseau électrique ;
- ⇒ Il convient de bien distinguer l'autoconsommation / autoproduction, qui est un enjeu physique sur le réseau public de distribution, et la « commercialisation de proximité », qui est une simple relation commerciale, déconnectée de la réalité physique sous-jacente (impact réseaux, adéquation production-consommation, valeur ajoutée du service). Si l'autoconsommation / autoproduction pose évidemment également des questions juridiques, contractuelles, réglementaires, celles-ci doivent, dans le cas de ce GT, être examinées en lien avec la réalité technique sous-jacente ;
- ⇒ L'autoconsommation / autoproduction a une dimension locale en amont du point de livraison, qui est complexe, mais qui ne doit pas être occultée. Elle peut être encouragée dès lors qu'elle présente une réelle valeur ajoutée collective, conduisant à une meilleure intégration au système (écrêtage des pointes, etc.), allant au-delà du simple effet de foisonnement naturel ;
- ⇒ La possibilité de rechercher localement une adéquation renforcée entre les courbes de production et de consommation, allant au-delà du caractère individuel de l'autoconsommation / autoproduction, doit également être prise en compte, que celle-ci soit mise en œuvre via des mesures réglementaires à la main des pouvoirs publics ou via des mesures prises par un ensemble de producteurs et de consommateurs (personnes morales ou physiques) raccordés au réseau public de distribution, réunis afin d'optimiser localement la gestion des flux d'électricité. La pertinence des actions identifiées doit alors être appréciée selon un bilan coûts/bénéfices global.

II. Opportunités et enjeux de l'autoconsommation / autoproduction

II.1 - Bénéfices potentiels de l'autoconsommation / autoproduction

Le modèle de l'autoconsommation / autoproduction offre des opportunités pour améliorer les conditions de développement des énergies décentralisées, notamment leur intégration au système électrique et à leur environnement, enjeu qui devient prépondérant avec le développement croissant des énergies renouvelables intermittentes.

En effet, ce modèle repose sur la recherche d'une meilleure adéquation des courbes de production et de consommation d'un site donné, incitant ainsi à une localisation et à un dimensionnement optimisé des installations, mesures pouvant permettre d'améliorer leur intégration au système électrique.

Par ailleurs, l'autoconsommation / autoproduction peut présenter des opportunités en termes d'optimisation des profils de consommation et de développement des leviers de flexibilité du système électrique au niveau local (pilotage et maîtrise de la demande, stockage, écrêtement de la production, etc.) complémentaires des mesures de flexibilité à un niveau plus agrégé (interconnexion, foisonnement, stockage, flexibilité des moyens de production, etc.) (cf. parties II.5 et III.3). L'impact et la valeur de ces leviers devront être évalués au regard de l'ensemble des services qu'ils rendent pour la collectivité.

Cette recherche d'une meilleure adéquation locale des courbes de production et de consommation offre l'opportunité de réduire les contraintes induites sur le réseau de par le couplage des installations de consommation et de production par rapport à une situation où elles sont traitées séparément. Ce modèle peut ainsi conduire à la réduction des pointes d'injection liées à l'installation de production et des pointes de soutirages sur le réseau liées aux consommations, et par conséquent réduire les besoins de renforcement du réseau, ces deux éléments étant dimensionnants pour le réseau électrique.

Sur un plan sociétal, le modèle d'autoconsommation / autoproduction peut répondre à une aspiration de consommateurs à un modèle de développement économique local de production d'électricité « verte » qui permette de répondre à leurs propres besoins. L'autoconsommation / autoproduction présente à cet égard des enjeux d'appropriation, par les citoyens, des problématiques liées au fonctionnement du système électrique et des enjeux de pilotage territorial du développement de la production électrique décentralisée, qui nécessitent de donner la possibilité d'agir aux différents acteurs et de faire preuve de pédagogie.

Dans le cas spécifique des zones non interconnectées (ZNI), la poursuite du développement des énergies renouvelables devient limitée par les capacités d'accueil du réseau de nouvelles capacités intermittentes. Dans ces zones, la puissance renouvelable intermittente connectée au réseau est limitée à tout instant à 30 % de la puissance totale appelée afin de garantir la sécurité du système électrique. Cette limite est atteinte aujourd'hui dans certaines ZNI. Toute nouvelle installation de production intermittente d'une capacité supérieure à 3 kW est ainsi déconnectée du réseau lors des périodes où la limite de 30 % est atteinte, ce qui conduit à en réduire les heures de fonctionnement et par conséquent à en fragiliser le modèle économique. Les technologies de stockage peuvent permettre de pallier les effets de l'intermittence et d'atteindre des performances de production

suffisantes pour que les moyens de production ne soient pas soumis à la limite de 30 %. Dans ce cas, le développement de moyens de production couplés à des installations de stockage est propice à la prise en compte des enjeux et opportunités de l'autoconsommation / autoproduction et au développement de ce modèle.

Dans ce modèle, le besoin de subvention directe d'une installation par la CSPE apparaîtra moindre que si elle était en obligation d'achat : le coût de l'installation reste le même dans les deux cas mais dans le cas du modèle d'autoconsommation / autoproduction, la subvention directe compense l'écart entre le coût de production normalisé⁶ et le prix de vente TTC de l'électricité, alors que dans le cas du modèle de l'obligation d'achat, la subvention compense l'écart entre le coût de production normalisé et le prix de l'électricité sur le marché de gros. Cette réduction doit néanmoins être mise en regard avec les transferts de charges induits par ailleurs sur les autres consommateurs. En effet, les économies réalisées par l'autoconsommateur / autoproducteur sur sa facture, notamment en termes de couverture des coûts de réseau et des taxes devront être recouvrées auprès des autres consommateurs et contribuables. Le montant du soutien public nécessaire à la couverture des coûts de l'installation est donc semblable dans les deux modèles : il est assuré par la CSPE dans le cas de l'obligation d'achat et correspond à la somme de la subvention directe perçue par l'autoconsommateur / autoproducteur (financée par la CSPE répercutée aux consommateurs) et des transferts de charges occasionnés (CSPE, TCFE, TVA et TURPE évités qui devront être collectés auprès des consommateurs et des contribuables) dans le modèle d'autoconsommation / autoproduction.

II.2 - Impact de l'autoconsommation / autoproduction sur le réseau électrique

II.2.1 - Le dimensionnement du réseau de distribution

Le raccordement au réseau de distribution d'électricité assure plusieurs fonctions : il permet de garantir l'évacuation de la production excédentaire et de permettre la valorisation de celle-ci soit sur le marché soit par le biais de l'obligation d'achat, de garantir la continuité de l'alimentation en cas de non disponibilité de la production (intermittence, maintenance, défaillance) et enfin de garantir la qualité de l'onde de tension (référence de tension et de fréquence, etc.).

Les réseaux sont dimensionnés par des contraintes de tension et d'intensité, avec un objectif de disponibilité supérieur à 99,9 %, qui peuvent être résumées de manière schématique dans le tableau suivant :

Situation	Valeurs dimensionnantes
Forte consommation à production nulle (contrainte de soutirage)	Puissance maximale de consommation
Forte production à consommation minimale (contraintes d'injection)	Puissance maximale d'injection

⁶ Ce coût de production est un coût de référence, défini pour une installation type et pas pour chaque installation.

Historiquement, les réseaux de distribution ont été dimensionnés par les contraintes de soutirage, et rarement d'injection. Les distributeurs ont adapté leurs méthodes et outils lorsque la production décentralisée s'est développée pour traiter aujourd'hui les deux cas.

II.2.2 - Le dimensionnement du réseau de transport

Le développement à large échelle de l'autoconsommation / autoproduction, notamment photovoltaïque, y compris sur des installations de petites tailles, peut se traduire par des flux induits sur le réseau de transport d'électricité. En effet, le synchronisme quotidien de ces productions, à une heure de la journée où la consommation n'est pas la plus soutenue, peut conduire à ce que l'énergie excédentaire issue des réseaux de distribution soit évacuée sur le réseau de transport, qui doit alors être en mesure de l'absorber.

Ces mêmes conséquences pourront être rencontrées à l'échelle d'un poste source ou d'une boucle sur le réseau de transport, avec un possible besoin de développement du réseau pour pouvoir les supporter.

A contrario, à certaines périodes, la production « agrégée » sous un poste source ou une zone du réseau de transport peut soulager les transits sur le réseau de transport pour alimenter les consommations, conduisant à une réduction possible de son développement. Toutefois, cet effet bénéfique paraît réduit compte tenu des caractéristiques de la plupart de ces contraintes d'alimentation qui se produisent l'hiver, vers la fin de la journée.

II.2.3 - Impacts de l'autoconsommation / autoproduction

L'autoconsommation étant définie comme le fait de consommer tout ou partie de l'énergie que l'on produit, et l'autoproduction comme le fait de produire tout ou partie de l'énergie que l'on consomme, trois indicateurs en énergie ont été identifiés, permettant de caractériser l'autoproduction et l'autoconsommation :

- le taux d'autoconsommation, défini comme la part de la production autoconsommée et égale au rapport entre la production consommée sur site et la production totale du site ;
- le taux d'autoproduction, défini comme la part de la consommation autoproduite et égale au rapport entre la production consommée sur le site et la consommation totale du site ;
- le taux de couverture, défini comme la capacité d'autoproduction et égale au rapport entre la production totale et la consommation totale du site.

Ces indicateurs permettent ainsi d'apprécier la pertinence d'un projet vis-à-vis de son environnement au sens général et son adaptation à l'autoconsommation / autoproduction. Toutefois, ces indicateurs ne portant que sur l'énergie et non sur la puissance, ils ne permettent pas de rendre compte de tous les enjeux de l'autoproduction / autoconsommation pour le système électrique. L'autoconsommation / autoproduction doit aussi être analysée au regard des critères de puissances injectées et de puissances soutirées du réseau.

Du point de vue du dimensionnement du réseau, l'autoconsommation / autoproduction aura un effet bénéfique si elle conduit à diminuer les contraintes techniques sur les ouvrages du réseau public d'électricité grâce à une réduction de la pointe d'injection ou de la pointe de soutirage par rapport à la situation actuelle où les moyens de production et de consommation sont traités séparément. En effet, l'autoconsommation / autoproduction peut permettre de réduire les puissances maximales injectées sur le réseau lorsque le système d'autoconsommation / autoproduction est dimensionné et

piloté de telle sorte que la consommation a lieu au moment de la production. L'autoconsommation / autoproduction peut également permettre une réduction des puissances maximales soutirées si la production est garantie aux périodes de pointes de soutirage. Ces effets bénéfiques, pour être réels, doivent être garantis à tout instant et sur la durée de vie de l'installation. Ces effets peuvent être résumés sous le graphique suivant :

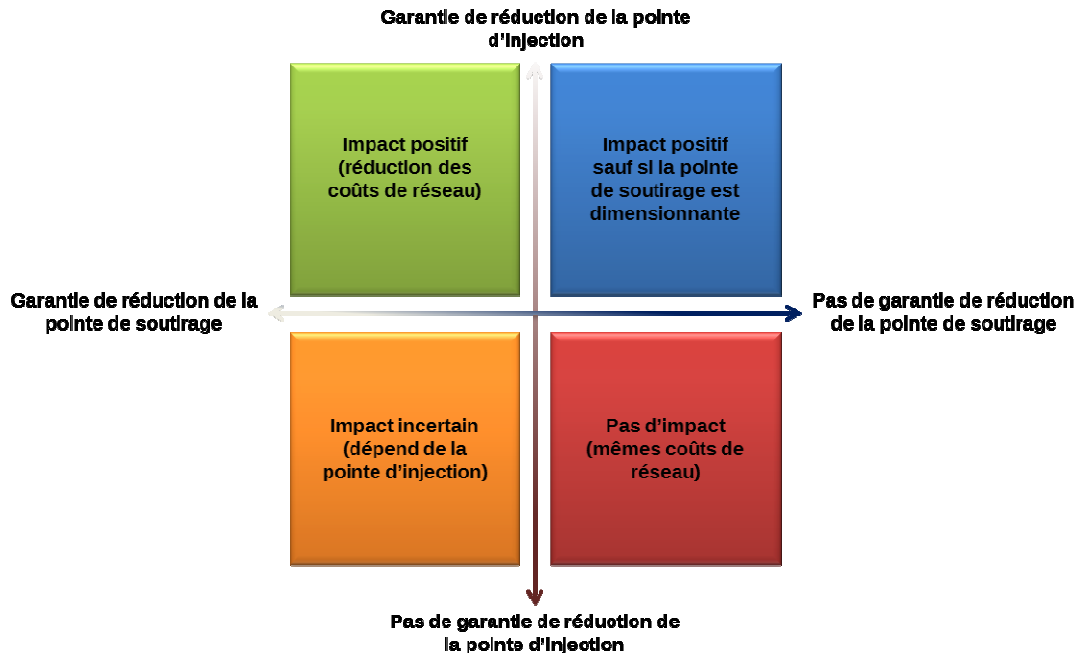


Figure 3 – Impact de l'autoconsommation et de l'autoproduction sur les réseaux électriques par rapport au modèle actuel de vente en totalité (Source : ERDF)

Le modèle d'autoconsommation / autoproduction semble donc plus favorable à l'intégration des énergies renouvelables décentralisées au réseau électrique que ne l'est le modèle actuel de vente en totalité de l'électricité produite s'il intègre les enjeux de puissance. En pratique, les effets dépendront notamment de la configuration locale du réseau lui-même et de la typologie des utilisateurs (consommateurs et producteurs). L'autoconsommation / autoproduction peut permettre de réduire ou de retarder les besoins de renforcement du réseau électrique (cas de l'insertion de nouvelles capacités renouvelables dans le réseau existant) et de manière générale inciter à un dimensionnement adapté, au niveau local, des installations de production et de consommation (cas notamment de nouvelles constructions, éco-quartiers, etc.).

Le bénéfice du modèle d'autoconsommation / autoproduction sur les réseaux sera toutefois très variable selon les secteurs et la source d'électricité. A titre d'exemple, la production photovoltaïque, en l'absence de stockage, ne permettra pas en général de réduire la pointe de soutirage chez le particulier (le soir en hiver lorsque la production est nulle) et l'autoconsommation restera faible au moment de la pointe d'injection en milieu de journée (consommation faible lors des congés estivaux par exemple). Dans le cas du secteur tertiaire ou industriel, la production photovoltaïque est mieux corrélée au profil de consommation et un modèle d'autoconsommation / autoproduction peut ainsi permettre de réduire les contraintes à l'injection (cf. partie III).

Par ailleurs, l'autoconsommation / autoproduction devrait permettre de réduire, à certaines périodes et à certains endroits, le besoin d'acheminement d'électricité du niveau de très haute tension (HTB) vers les niveaux de moyenne (HTA) et basse tension (BT). Cette réduction du transit d'électricité induit une réduction des pertes réseaux associées, principalement les pertes par effet Joule, et une réduction du « péage RTE » payé par les gestionnaires de réseaux de distribution. Les études menées par ERDF et présentées dans le cadre du groupe de travail ont ainsi montré que le taux moyen de pertes par effet Joule se situait autour de 6 % pour un client raccordé en BT (pertes liées au transport et à la distribution) et que l'économie de pertes par effet Joule n'excédait pas 3 €/MWh autoconsommé pour ce client.

Ainsi, les impacts sur le réseau électrique du modèle d'autoconsommation / autoproduction par rapport à la situation actuelle de vente en totalité de l'électricité produite sont *a priori* positifs mais complexes à évaluer : ils dépendent du niveau d'adéquation des profils de production et de consommation et au premier chef des niveaux de puissance maximale injectée et de puissance maximale soutirée du réseau.

II.3 - Enjeux de sécurité d'approvisionnement et de pilotage du réseau et de l'équilibre offre-demande

II.3.1 - La sécurité d'approvisionnement et le pilotage de l'équilibre offre-demande

RTE doit veiller à la sécurité d'approvisionnement du système électrique. L'article L. 321-10 du code de l'énergie prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau.

L'exploitation du système électrique en respect des contraintes de sûreté nécessite une anticipation des conditions de fonctionnement des installations, des niveaux de consommations et des besoins possibles de rééquilibrage en temps réel, ainsi que des flux sur le réseau. A ce titre, afin d'assurer l'équilibre global production-consommation, la maîtrise des flux de puissance dans les ouvrages de transport et la tension du réseau, RTE évalue continuellement les aléas qui pourraient survenir sur le réseau électrique et en déduit les marges nécessaires pour assurer un fonctionnement dans les meilleures conditions possibles.

Il utilise pour cela les éléments de la programmation, des modèles de prévisions de la consommation et de la production intermittente et les données d'observabilité obtenues en temps réel. L'observabilité en temps réel des flux sur le réseau est indispensable pour connaître l'état du système électrique et pour identifier par anticipation les situations de défaillances. Les données d'observabilité sont aussi des entrants dans les modèles de prévisions de la consommation ou de la production, permettant d'améliorer la précision des prévisions.

Les outils permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement, le pilotage de l'équilibre offre-demande et l'équilibre des flux sur le réseau sont ainsi les suivants :

- l'observabilité des installations, consistant en la connaissance en temps réel des puissances actives et réactives (cas des installations de production ou de consommation de grande taille en général raccordées au réseau de transport) ;

- la prévisibilité de la production, consistant en la connaissance des prévisions de production des installations afin de pouvoir assurer correctement les missions d'approvisionnement et ajuster l'équilibre offre-demande (y compris pour les installations de production et de consommation de plus petite taille) ;
- la « commandabilité » d'une installation, permettant de pouvoir agir sur la production afin notamment de lisser les excédents de production ;
- la connaissance de la localisation et du comportement des installations, en vue d'évaluer la capacité du réseau à absorber l'électricité et d'anticiper et résoudre les congestions de réseau en transit et en tension, et la connaissance de leur fonctionnement en mode dynamique ou dégradé, en lien avec la capacité à anticiper les besoins.

II.3.2 - Les enjeux liés à la gestion des réseaux de distribution

La préservation de la sécurité, de la sûreté de fonctionnement du système électrique et de la qualité au profit de tous les utilisateurs est une mission des gestionnaires des réseaux de distribution. L'article L. 322-9 du code de l'énergie prévoit ainsi que chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier, telles que :

- la sécurité des personnes et des biens (risque d'injection sur un réseau hors tension et risque d'ilotage non maîtrisé sur un micro-réseau isolé) ;
- la qualité de l'électricité : variations de tension en extrémité de réseau liées aux injections des productions (maîtrisables par exemple en augmentant la section des conducteurs du réseau).

II.3.3 - Les enjeux liés à l'autoconsommation / autoproduction

Aujourd'hui, le développement des installations de production d'énergie renouvelable, lorsqu'il se fait par le mécanisme d'obligation d'achat, garantit, via les procédures de contrat d'achat et de raccordement, la connaissance des caractéristiques principales des installations, d'en prévoir statistiquement la production et ainsi de les faire contribuer à la sécurité d'approvisionnement du système électrique. Le respect de ces procédures et d'exigences techniques minimales par les autoconsommateurs / autoproducteurs est ainsi indispensable afin d'assurer la prévisibilité de la production d'énergies renouvelables décentralisées et de pouvoir répondre aux enjeux identifiés ci-dessus.

Par ailleurs, la mise en place d'un modèle d'autoconsommation / autoproduction n'exclut pas l'étude des questions d'intégration de ces installations au système électrique, au même titre que les installations de production renouvelables de manière générale.

II.4 - La sécurité des personnes et des biens

II.4.1 - Les enjeux liés à la qualité des ouvrages

Quel que soit le modèle de développement du photovoltaïque dans le bâtiment, il est essentiel qu'il implique de respecter les règles de l'art de la construction ainsi que les règles techniques spécifiques ad hoc afin de poursuivre la réalisation d'ouvrages de qualité, pérennes dans le temps, et assurant la sécurité des biens et des personnes.

Que les installations soient intégrées à l'enveloppe du bâtiment ou mises en œuvre en surimposition, il convient de respecter les normes « produits », les préconisations des fabricants, les Documents Techniques Unifiés et les évaluations techniques le cas échéant afin de garantir la qualité des ouvrages et éviter tout sinistre.

II.4.2 - Les enjeux de sécurité électrique liés aux installations photovoltaïques

Les installations électriques des installations photovoltaïques présentent des risques qui sont liés à leurs caractéristiques physiques, indépendamment de leur modèle de développement, qu'elles soient utilisées pour de l'autoconsommation / autoproduction ou non. Ces risques concernent aussi bien les producteurs, que les installateurs, les opérateurs intervenant sur les réseaux de distribution et de transport ou les services de secours. Ils concernent également l'intégrité des biens.

Ces risques sont relatifs aux caractéristiques intrinsèques des installations de production, notamment, dans le cas du photovoltaïque, à la production en courant continu : risque d'arc électrique, risque de surchauffe liée aux surintensités, risque de contacts directs (pièces nues sous tension), et risque de contacts indirects (si absence d'une interconnexion des prises de terre).

Les risques peuvent être liés également aux capacités des installations neuves ou existantes à accueillir de nouveaux dispositifs, à la compatibilité des installations existantes suite à modifications ou encore à l'installation de nouveaux composants.

Ces enjeux de sécurité ne sont pas liés uniquement aux phases de montage/installation/modification de l'installation mais restent prégnants tout au long de la durée de vie de celle-ci durant les phases de maintenance et d'entretien (les risques liés à ces dernières pouvant d'ailleurs être plus complexes à prendre en compte dans le domaine du résidentiel par les particuliers que par des industriels).

Des règles de conception, mise en œuvre et maintenance permettent d'assurer la sécurité électrique et la performance des installations. Ces règles sont définies par la norme électrique NF C 15-100 « Installations électriques à basse tension » complétée des guides techniques de la série UTE C 15-712, spécifiques au photovoltaïque. Les intervenants amenés à mettre en œuvre et maintenir les installations doivent obligatoirement disposer d'une habilitation électrique appropriée, conformément à la norme NF C 18-510.

Le contrôle du respect de ces règles est automatique dans le cadre des procédures de raccordement.

II.4.3 - Les enjeux de sécurité dans le cadre de l'autoconsommation / autoproduction

Au-delà des risques communs à toute installation électrique évoqués précédemment, le modèle d'autoconsommation / autoproduction peut présenter des spécificités en termes de sécurité.

Si le modèle d'autoconsommation / autoproduction intègre un dispositif de stockage décentralisé de type batteries, il présentera également les risques inhérents à ces matériels : risque d'explosion en l'absence de ventilation ou en cas de ventilation insuffisante (dégagements gazeux), risques de contacts directs au niveau des bornes de batteries, risques liés à l'électrolyte, corrosion et brûlure, etc.

Les cas suivants peuvent être mentionnés :

- modification de l'installation : celle-ci peut être nécessaire pour intégrer de nouveaux composants ou systèmes à l'installation tels que des batteries d'accumulateurs, nécessitant alors l'adaptation de l'installation à cette nouvelle configuration. L'intégration de nouveaux composants peut conduire à la nécessité de modifier l'installation de consommation. En effet, dans le cas des installations photovoltaïques existantes de petite puissance, la protection contre les surintensités des câbles de chaîne n'est pas requise ;
- raccordement au tableau électrique : lors de l'intervention sur le tableau électrique de l'installation de consommation existante afin d'y raccorder la partie d'installation de stockage et ce, de manière à pouvoir fonctionner en autoproduction, le tableau électrique doit être vérifié car les protections contre les chocs électriques et les surintensités des circuits existants peuvent être inadaptées, voire inexistantes et générer des risques de chocs électriques et d'incendie ;
- mise en sécurité de l'installation de mise à la terre : l'installation de mise à la terre (prise de terre et circuits de terre) réalisée pour la partie d'installation photovoltaïque et des batteries d'accumulateurs peut augmenter le risque de chocs électriques sur la partie d'installation électrique de consommation existante dépourvue d'une installation de mise à la terre.

Certains enjeux de sécurité en cas de couplage/découplage de l'installation de production du réseau peuvent par ailleurs être plus prégnants dans le modèle d'autoconsommation / autoproduction. Les cas suivants méritent notamment d'être mentionnés :

- connexion / déconnexion au réseau de fourniture d'électricité : certaines installations permettent de fonctionner, soit de façon autonome, soit de façon connectée au réseau pour la fourniture d'énergie. Le passage de l'un à l'autre de ces modes nécessite une reconfiguration du schéma de liaison à la terre pour assurer la protection des personnes contre les chocs électriques avec des dispositifs de protection habituels (protection différentielle). Cette reconfiguration est assurée, en général, par un dispositif interne à l'onduleur dont il faut garantir le bon fonctionnement (contrôle de l'onduleur qui doit répondre à ces exigences) ;
- fonctionnement isolé du réseau : dans ce cas, il convient d'être sûr que l'installation électrique permettant de fonctionner en autoproduction n'est pas en mesure d'envoyer d'électricité sur le réseau public de distribution. Dans le cas contraire, les agents travaillant sur celui-ci pourraient croire le réseau hors tension (par l'obligation de découplage automatique de la source de production) alors qu'il est toujours sous tension par l'inexistence d'un système de découplage, entraînant alors des risques d'électrocution. Par ailleurs, l'absence de découplage peut entraîner une incompatibilité avec les caractéristiques du réseau. Dans le modèle d'injection de l'électricité produite, l'exigence des systèmes de découplage des installations de production est garantie par les procédures de raccordement au réseau de distribution. Le modèle de développement de l'autoconsommation / autoproduction devra ainsi garantir l'existence et la compatibilité des systèmes de découplage des installations de production.

En conclusion, les différents risques électriques sont maîtrisables et font aujourd'hui l'objet d'un encadrement, notamment au travers de normes. Le respect des procédures de raccordement aux réseaux électriques et des normes ainsi que le recours à des professionnels qualifiés sont essentiels à la sécurité des biens et des personnes et permettent de les prévenir. La connaissance de ces risques et des dispositions qui permettent de les maîtriser, par les consommateurs-producteurs qui recourent au modèle d'autoconsommation / autoproduction (notamment dans le cas des particuliers), est un enjeu important pour la sécurité et nécessite des actions de pédagogie sur cette thématique.

Afin de prévenir les risques électriques et de garantir la sécurité des biens et des personnes, le dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction qui sera mis en place devra ainsi :

- garantir le respect des procédures de raccordement au réseau public de distribution et *a fortiori* des normes en vigueur, des exigences en termes de déclaration des autoproducteurs auprès des gestionnaires de réseaux (connaissance de la présence de production locale en cas d'intervention sur le réseau) et de l'obligation d'une présence de dispositifs de découplage sur les installations photovoltaïques ;
- préciser en particulier les conditions d'application du décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 modifié (décret « Consuel ») pour les installations en autoconsommation / autoproduction ;
- s'inscrire dans le cadre des démarches de labellisation des matériels de production répondant à ces exigences ;
- prévoir des démarches d'accompagnement des installateurs : qualification, formation, développement de guides par exemple ;
- encourager la maintenance et l'entretien périodique des installations.

II.5 - Développer la flexibilité du système électrique

Au-delà des mesures de flexibilité du système électrique qui peuvent être développées à un niveau plus agrégé (foisonnement, stockage, interconnexion, flexibilité des moyens de production, etc.), l'autoconsommation / autoproduction présente des opportunités en termes d'optimisation des profils de consommation et de développement des leviers de flexibilité du système électrique au niveau local (pilotage et maîtrise de la demande, stockage d'électricité, écrêtement de la production, etc.).

II.5.1 - Foisonnement

Le foisonnement de la demande ou de la production présente l'avantage, vu des gestionnaires de réseaux, de pouvoir atténuer les aléas de production et de consommation, d'autant plus qu'il sera regardé à une échelle macroscopique.

En tant que phénomène « naturel », le foisonnement par les réseaux reste la mesure de flexibilité la plus compétitive et il semble opportun par conséquent de chercher à optimiser le bénéfice de ce dernier à une échelle plus locale. Les bénéfices du foisonnement issus des productions individuelles pourraient ainsi être étudiés à l'échelle des « îlots urbains » (cf. partie I.3) en notant toutefois que l'effet de foisonnement au niveau d'une boucle locale du réseau (en aval d'un poste source) est plus fort pour la consommation (au soutirage) qu'à la production (injection) car les productions sont plus corrélées que les consommations.

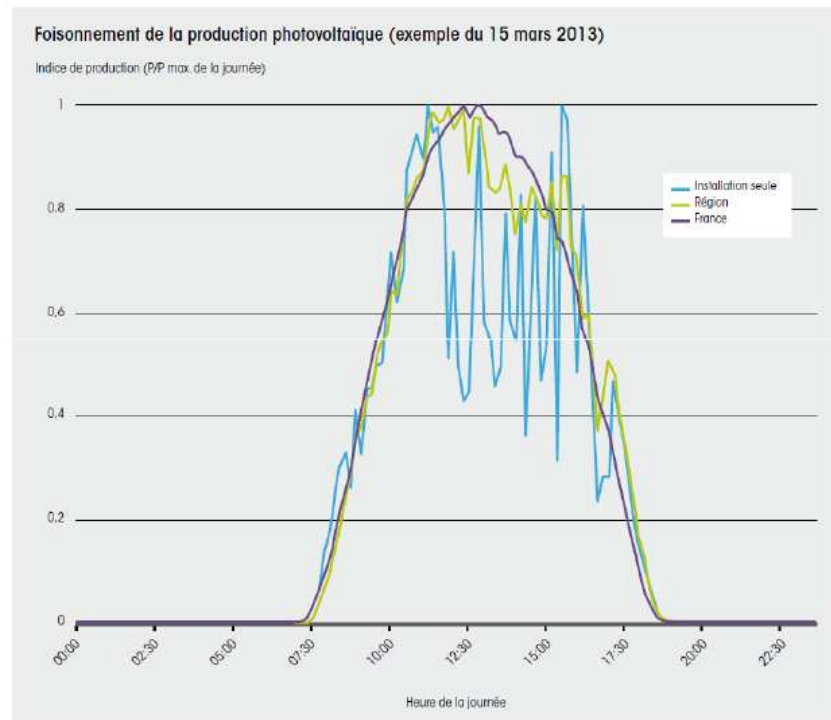


Figure 4 – Illustration de l'effet du foisonnement (Source : RTE)

Le foisonnement, en soi, de la demande ou de la production n'est pas un effet de l'autoconsommation / autoproduction mais un phénomène naturel, une sorte de « bien collectif » que les réseaux publics permettent de valoriser et mutualiser. Rémunérer certains opérateurs en particulier, par exemple les producteurs d'énergie photovoltaïque, au titre du foisonnement reviendrait à « privatiser » celui-ci alors qu'il est déjà valorisé et mutualisé par le système électrique, notamment à travers le calcul de dimensionnement du parc de production existant et celui des ouvrages de réseaux de transport et de distribution. Ainsi, seules des opérations à valeur ajoutée allant au-delà des effets du simple foisonnement, conduisant à une meilleure intégration au système électrique (écrêtage des pointes, pilotage des productions et des consommations, etc.), mérite un soutien spécifique.

Le dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction devra ainsi inciter à la bonne localisation et au bon dimensionnement des installations et pourra valoriser, au-delà du simple foisonnement, les mesures visant à améliorer les conditions d'intégration des installations dans le système, du fait d'une meilleure adéquation des courbes de demande et de production (mesures de flexibilité telles que de l'écrtage, un pilotage localisé des besoins, de l'effacement, etc.).

II.5.2 - Stockage d'électricité

Les expérimentations et les projets menés actuellement autour des technologies de stockage couvrent un large spectre des problématiques qu'elles soulèvent : sécurité, définition de la valeur ajoutée du stockage, pilotage (quelle échelle pour quelle efficacité), localisation (décentralisé chez le consommateur, chez le producteur, mutualisé (poste source) ou centralisé à plus grande échelle permettant de mieux piloter l'équilibre offre-demande) ou encore comptage. Ils permettront d'apporter des éléments quantitatifs sur ces aspects qui alimenteront les réflexions des pouvoirs publics sur la politique à mener.

Les projets et démonstrateurs suivants peuvent notamment être cités :

- Projet MILLENER : résidentiel en ZNI (stockage chez le consommateur). Le dispositif mis en œuvre permet de coupler l'autoconsommation / autoproduction avec un pilotage de la demande et un stockage d'électricité et est piloté au niveau des centres de dispatching d'EDF SEI. Les services rendus recherchés par ce dispositif sont multiples : lissage de l'intermittence par stockage de la pointe de production et par effacement lors de la pointe du soir, participation aux services système et sécurisation de l'alimentation électrique ;
- Projet MYRTE : Corse (stockage chez le producteur). Projet dont l'objet principal est le lissage de l'intermittence et la mise en place d'un système permettant de répondre à la demande d'énergie lors de la pointe de consommation du soir ;

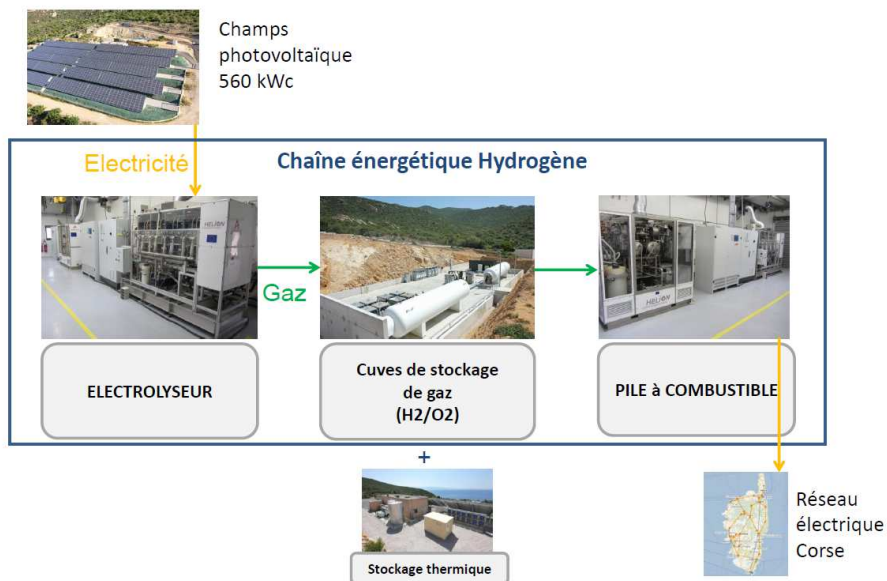


Figure 5 – Schéma de fonctionnement du dispositif de MYRTE (Source : CAPENERGIES)

- Projet NICE GRID : Sud de la France (stockage au niveau du poste source). Les objectifs de ce projet sont de tester la solution de stockage électrochimique comme l'une des solutions permettant de favoriser l'insertion massive de capacités photovoltaïques à l'échelle d'un quartier (et de gérer les contraintes d'injection associées), de tester l'effacement de consommation à l'échelle d'une ville, d'associer les consommateurs dans la résolution des contraintes locales et de tester l'ilotage sur incident (en cours de mise en œuvre). Ce démonstrateur doit notamment permettre d'optimiser la valorisation de la production locale sans créer de contraintes sur le réseau en prévoyant de l'écrtage, en pilotant le stockage ou encore en répondant aux pointes de consommation.

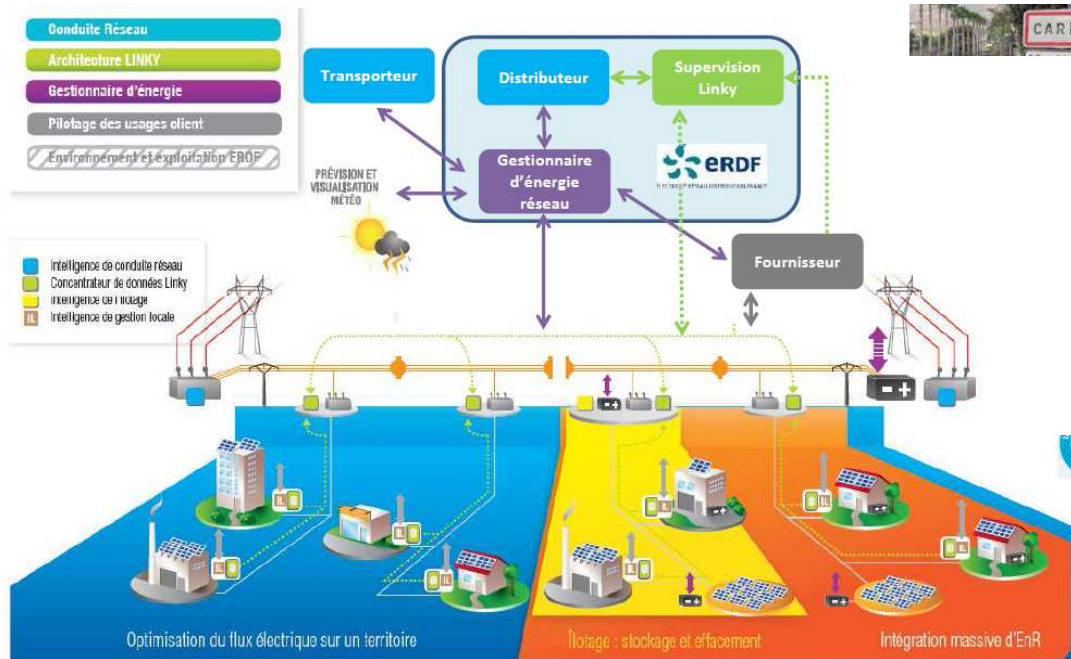


Figure 6 – Schéma de fonctionnement du dispositif de NICE GRID (Source : ERDF)

Le stockage d'électricité peut permettre, par sa fonction de report d'énergie, de réduire les contraintes d'injection sur le réseau voire également les pointes de soutirage en améliorant l'adéquation entre les courbes de demande et de production. Le stockage d'électricité peut par ailleurs remplir d'autres fonctions allant au-delà d'un « simple » report d'énergie. Il peut en effet participer à la gestion des contraintes sur le réseau en apportant une solution de gestion de l'intermittence de la production par lissage et régulation de celle-ci ou en sécurisant l'alimentation électrique (sous réserve d'un dimensionnement optimisé du couple capacité de production/capacité de stockage) en servant de source relais d'approvisionnement en cas de coupure réseau (risque plus spécifique aux ZNI). Il peut également participer aux services système (soutien en fréquence et en tension) et contribuer aux réserves, à la limitation des pertes réseau, à l'effacement du bâtiment pendant la pointe du soir, à l'ilotage, etc.).

Les technologies de stockage présentent des caractéristiques variées en fonction de la puissance et de l'énergie qu'elles peuvent délivrer qui déterminent leur adaptation aux différents usages recherchés.

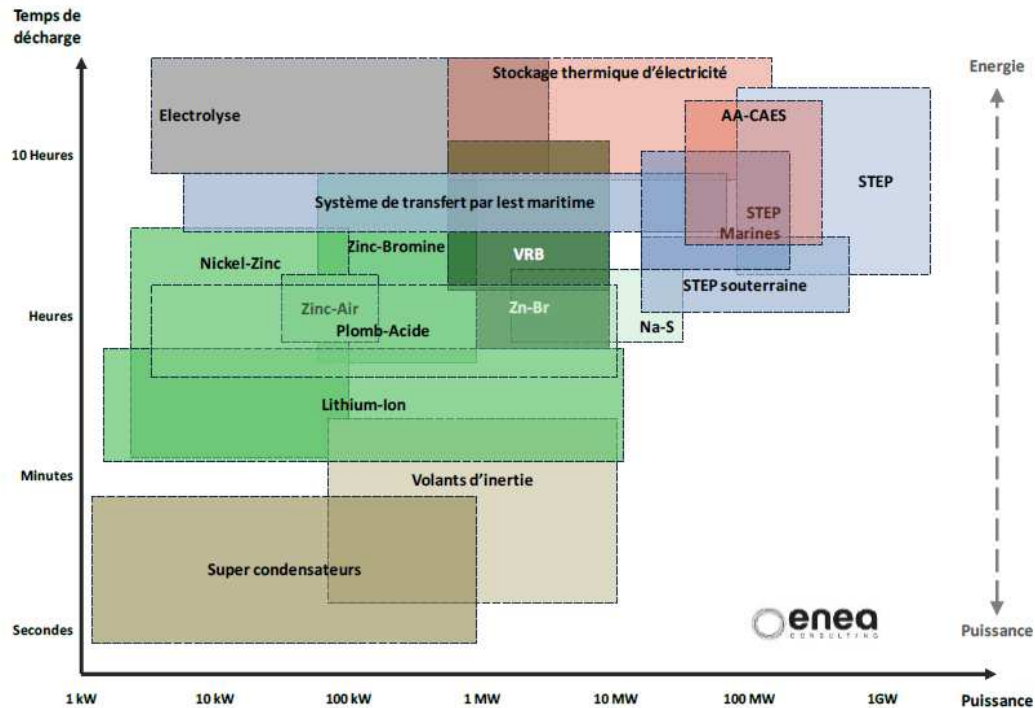


Figure 7 – Positionnement des technologies de stockage d'électricité selon leur temps de décharge et gamme de puissance « typiques »

(Source : ENEA Consulting – Etude ADEME/ATEE/DGCIS sur le potentiel du stockage d'énergies 2013)

Le stockage décentralisé présente encore (et à moyen terme) un coût d'investissement élevé, qui au regard du stade de développement et de compétitivité actuels des technologies, ne permet pas sa rentabilité par la seule valorisation de sa fonction de « simple » report de production d'énergie, les rendant peu intégrables au marché⁷ (ce constat est toutefois à nuancer dans les ZNI). Cette situation est accentuée par le contexte actuel de marché compte tenu de la réduction de l'écart entre les prix de base et de pointe qui éloigne le stockage de la compétitivité.

⁷ L'étude sur le potentiel du stockage d'énergies (PEPS) financée par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS précise ainsi que les technologies de stockage décentralisées resteront plus chères que la moyenne d'autres technologies de flexibilité même en 2030.

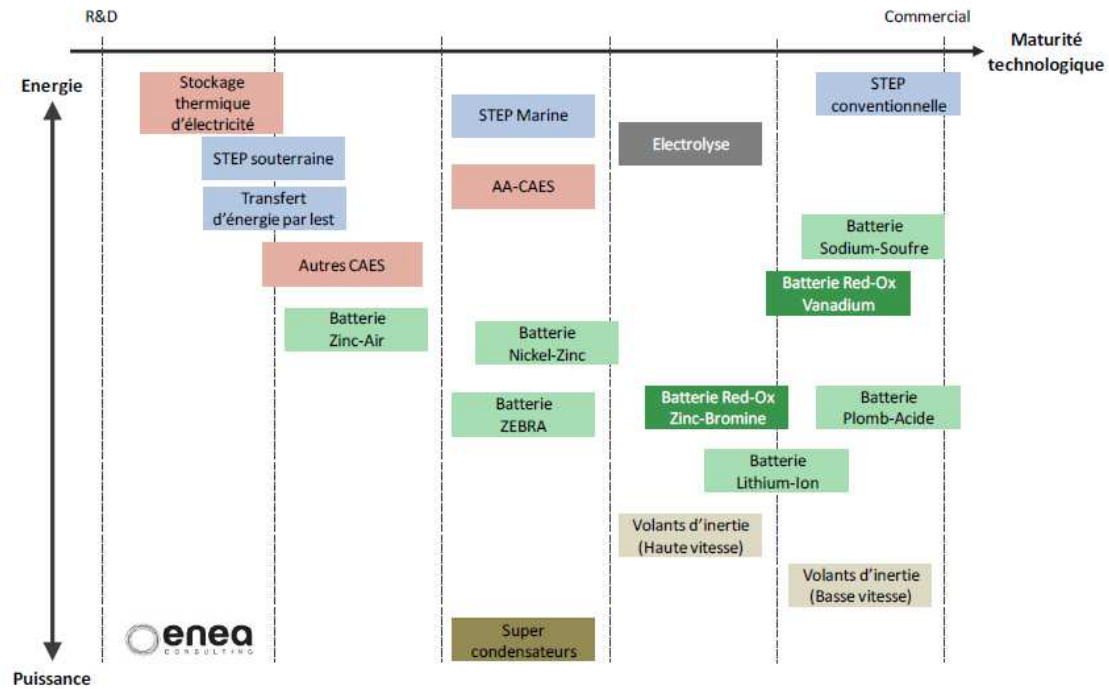


Figure 8 – Niveau de maturité technologique des moyens de stockage d'énergie
(Source : ENEA Consulting – Etude ADEME/ATEE/DGCIS sur le potentiel du stockage d'énergies 2013)

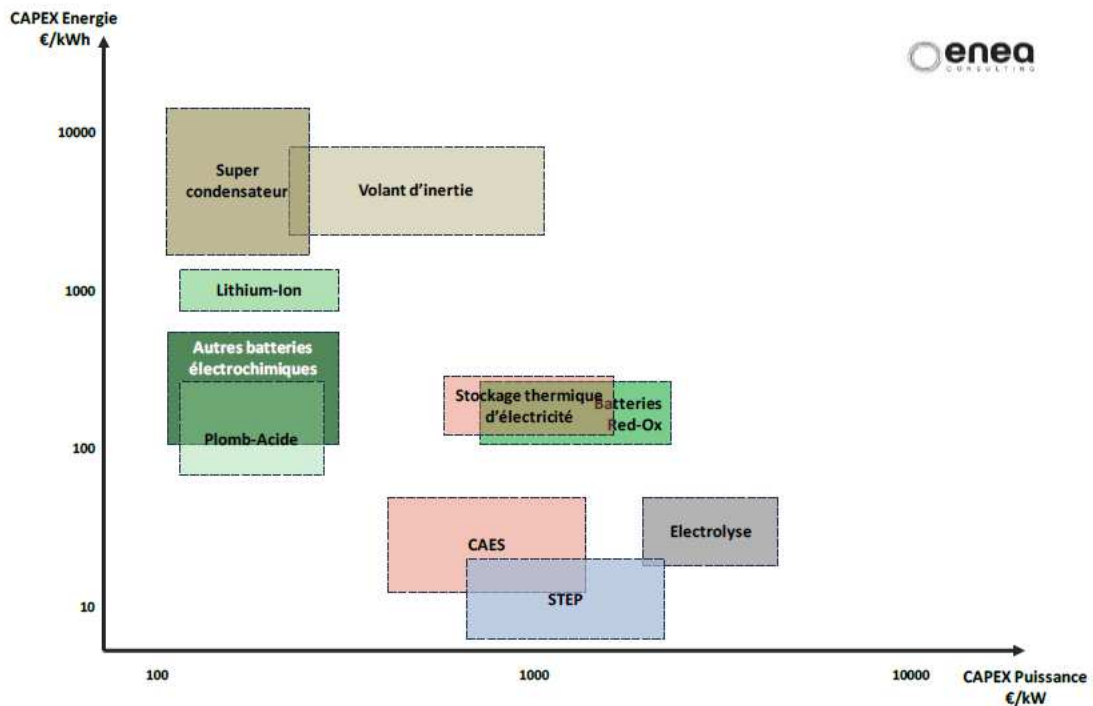


Figure 9 – Positionnement des technologies de stockage d'énergies selon leur CAPEX en énergie et puissance

(Source : ENEA Consulting – Etude ADEME/ATEE/DGCIS sur le potentiel du stockage d'énergies 2013)

Ce constat peut être nuancé dans la mesure où si le stockage décentralisé n'apparaît pas compétitif aujourd'hui, des solutions de stockage, dont la finalité première n'est pas de répondre à des enjeux du système électrique mais de répondre aux besoins d'autres usages (industrie de la batterie, véhicules électriques par exemple), pourraient se développer et trouver leur pertinence dans ces usages. Ces moyens de stockage pourront dès lors être également utiles et disponibles pour le système électrique, à moindre coût.

Au regard de ces éléments, il paraît donc nécessaire de continuer à soutenir les avancées technologiques en matière de stockage d'électricité au travers de la recherche, développement et démonstration en vue notamment de rendre ces solutions plus compétitives et d'alimenter le retour d'expérience contribuant à la réflexion des pouvoirs publics sur ce sujet. Ce soutien peut s'accompagner de la promotion du stockage dans les territoires où son intérêt économique paraît plus élevé (notamment les ZNI dans lesquelles il existe un modèle économique inscrit à l'article L. 212-7 du code de l'énergie) dès lors que le bilan coûts/bénéfices pour la collectivité est positif à services rendus au système équivalents.

II.5.3 - Valorisation des excédents de production

D'autres mesures peuvent être mises en œuvre pour réduire les contraintes sur le réseau électrique comme le couplage de l'autoconsommation / autoproduction avec d'autres types de valorisation des excédents de production, via par exemple des technologies matures comme le stockage d'énergie thermique dans les usages (notamment ballons d'eau chaude sanitaire) ou émergentes (« power-to-gas », véhicules électriques, couplages des réseaux électriques et de chaleur, etc.).

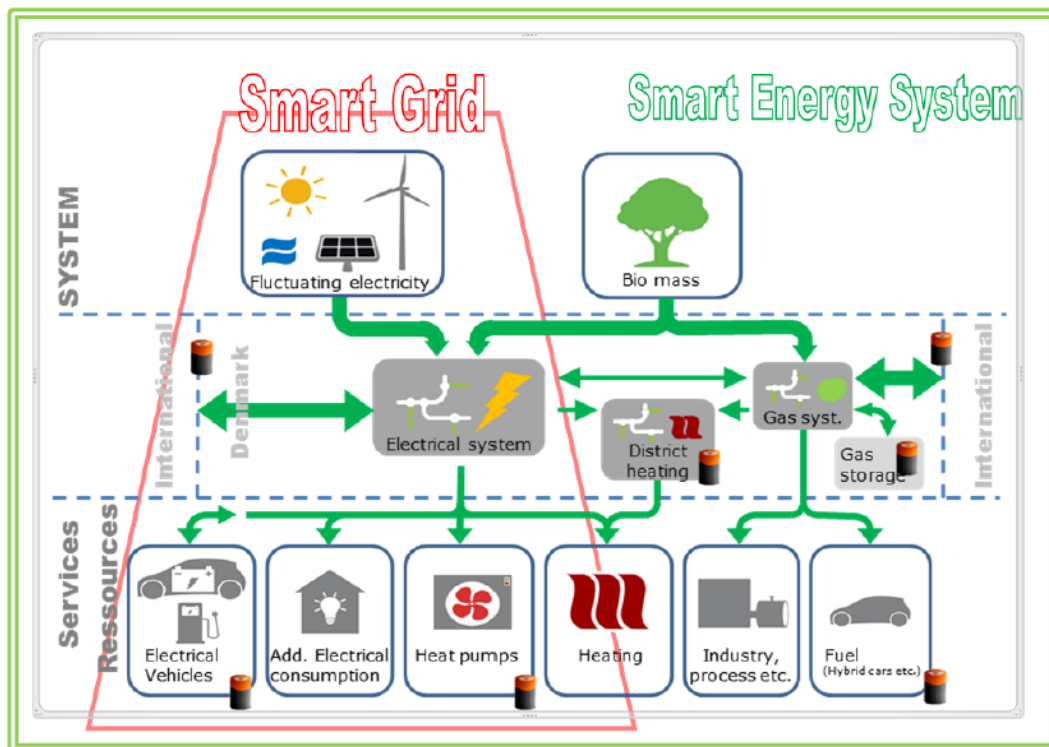


Figure 10 – Exemples de valorisation de la production électrique (Source : The Danish Smart Grid Research Network – Road map for Smart Grid research, development and demonstration up to 2020, Janvier 2013)

Le « Power-to-gas »

Dans la perspective d'une forte pénétration des sources d'énergie renouvelable variables sur les réseaux électriques qui génèrera périodiquement de forts volumes d'excédents de production, le « Power-to-Gas » (production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et/ou de méthane de synthèse par réaction de Sabatier) offre l'une des options les plus fréquemment évoquées de valorisation de ces excédents.

L'hydrogène et le méthane produits dans ces conditions n'ayant pas vocation à être reconvertis en électricité au regard des pertes de rendements associées mais à être utilisés comme vecteur énergétique pour les autres usages, notamment dans les transports en substitution des produits pétroliers, le « Power-to-Gas » ne constitue pas à proprement parler un moyen de stockage de l'électricité mais, dans une approche systémique, un moyen de flexibilité complémentaire aux autres solutions évoquées dans ce chapitre.

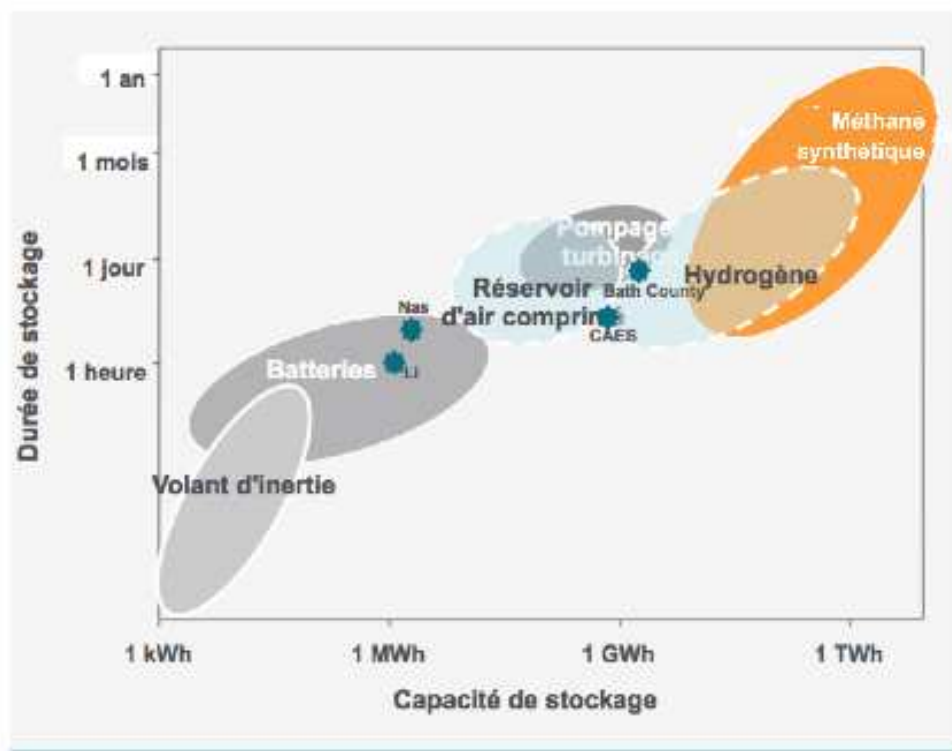


Figure 11 – Positionnement des technologies « Power-to-Gas » (Source : Etogas – 2013)

II.5.4 - Autres mesures de flexibilité

D'autres mesures de flexibilité existent pour réduire les contraintes sur le réseau indépendamment de l'autoconsommation / autoproduction. De manière générale, la rémunération d'un service qui consisterait en la mise en œuvre de mesures permettant de s'exonérer de renforcer les réseaux, de différer ou de réduire les investissements d'un tel renforcement devrait être étudiée avec les gestionnaires de réseaux.

De telles mesures pourraient consister en :

- la réduction des pointes d'injection par des moyens physiques (déconnexion de l'installation ou écrêtage de la production – cf. partie III.4) ;
- la modification des comportements des consommateurs (retour d'expérience du projet NICE GRID), mesure pour laquelle il convient de différencier la mise en place de systèmes intelligents pouvant agréger instantanément les données liées à la production photovoltaïque et envoyer une commande aux équipements du bâtiment et les actions relatives à la modification des comportements humains, plus complexes à mettre en œuvre (enjeux pédagogiques permettant l'implication du consommateur) et à encadrer (risques liés aux déplacements de charges – cf. partie III.4).

Recommandations

- ⇒ **Favoriser avant tout les dispositifs de soutien qui incitent à réduire les puissances d'injection et de soutirage**, qui sont dimensionnantes pour le réseau électrique ;
- ⇒ **Intégrer/Rappeler dans le dispositif de soutien les exigences en termes de connaissance des installations (procédures de raccordement et déclaration obligatoire) ;**
- ⇒ **Prévoir un rappel des exigences techniques obligatoires permettant d'assurer la sûreté du système électrique ;**
- ⇒ **Intégrer/Rappeler dans le dispositif de soutien les exigences techniques permettant d'assurer la sécurité des personnes** (consommateurs, installateurs, opérateurs des réseaux) **et des biens et la réalisation d'ouvrages de qualité** (respect des règles de l'art de la construction, conformité électrique des installations, qualification des entreprises de conception/mise en œuvre/maintenance, réalisation du devoir de conseil sur la maintenance des installations, assurabilité des installations) ;
- ⇒ **Continuer les réflexions sur les mesures de flexibilité du système électrique** qui pourraient être mises en œuvre, notamment celles qui permettraient de différer ou de supprimer les besoins de renforcement des réseaux ;
- ⇒ **Soutenir la R&D et la démonstration sur les technologies de stockage d'électricité et de valorisation des excédents d'électricité renouvelable, et promouvoir notamment leur implantation dans les ZNI** (pour lesquelles ces solutions peuvent présenter une justification économique et qui peuvent être intégrées pour certaines dans les charges de CSPE) lorsque le bilan coûts / bénéfices pour la collectivité est positif.

III. Différents types d'autoconsommateurs / autoproducteurs

Au regard des critères définis au chapitre II, il est possible d'identifier trois grandes catégories d'autoconsommateurs / autoproducteurs qui présentent des synchronisations de leurs profils de consommation et de production différents : le secteur résidentiel individuel, les formes d'agrégation de producteurs et de consommateurs (bâtiments collectifs notamment résidentiels et « îlots urbains ») et le secteur tertiaire/industriel. Les mesures d'optimisation des taux d'autoproduction et d'autoconsommation et de réduction des impacts potentiels sur le réseau seront ainsi différentes selon les caractéristiques de ces profils d'autoconsommateurs / autoproducteurs et plus ou moins efficaces et faciles à piloter.

III.1 - Segment résidentiel individuel

Le secteur du résidentiel individuel se caractérise par des installations photovoltaïques de puissance limitée (allant de quelques centaines de Wc à quelques kWc), répondant, lorsqu'elles sont développées dans le cadre actuel des tarifs d'achat, aux critères d'intégration ou d'intégration simplifiée au bâti. Le profil de production « en cloche » présente un pic méridien dont l'ampleur dépend de la puissance crête de l'installation. Les profils de consommation dans ce secteur sont variables, avec des pointes le matin, à midi ou le soir, plus ou moins marquées suivant la saison, les régions (climat) et les modes de chauffages (électrique ou non). Néanmoins, ces profils présentent en général deux caractéristiques communes : une pointe de consommation le soir en hiver et une consommation très faible l'été pendant les périodes de vacances.

La synchronisation des profils de consommation et de production est donc généralement relativement faible dans ce secteur, notamment pendant les périodes estivales.

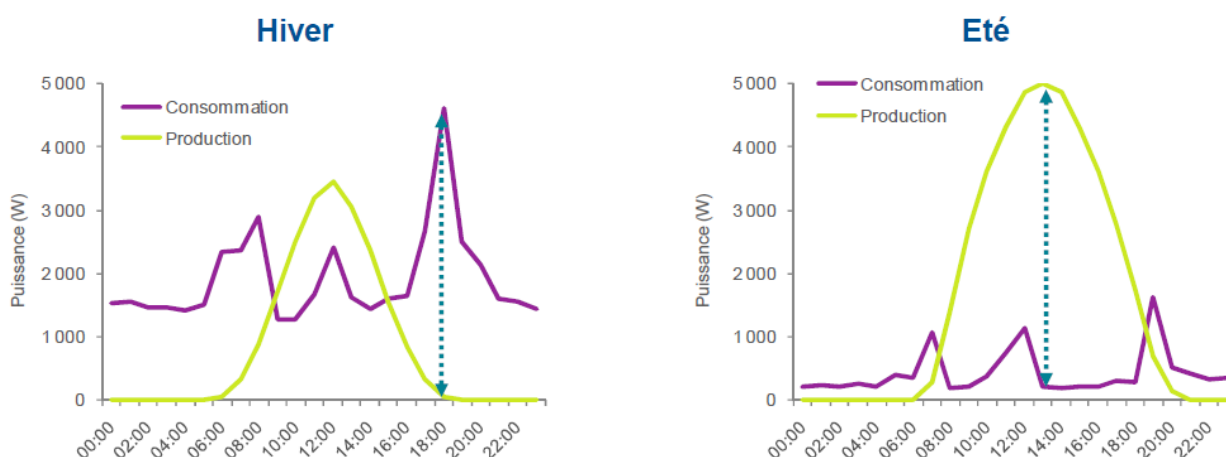


Figure 12 – Profils de consommations d'un particulier en hiver et en été avec chauffage électrique (Source : ERDF)

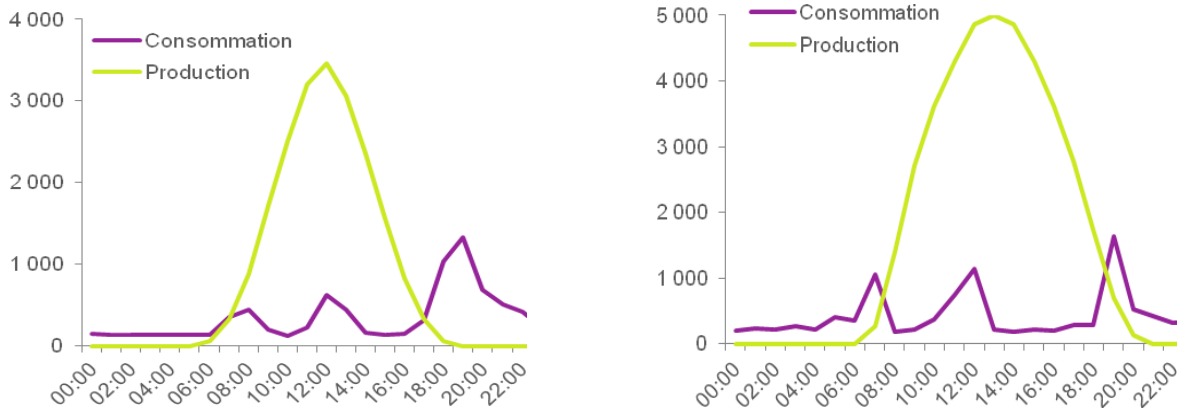


Figure 13 – Profils de consommations d'un particulier en hiver et en été sans chauffage électrique (Source : ERDF)

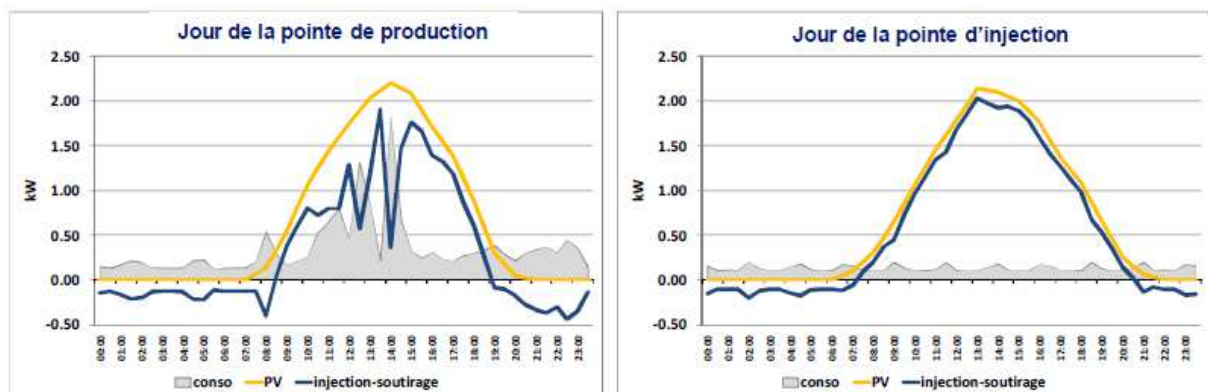


Figure 14 – Impact de l'absence du consommateur (Source : EDF)

Les estimations chiffrées sur quelques cas concrets étudiés en groupe de travail montrent ainsi que pour ce secteur, le taux d'autoconsommation « naturelle » est très variable en fonction des profils de consommation et du dimensionnement de l'installation de production, pouvant aller typiquement de 10 à 75 %. Du fait de la faible synchronisation des courbes de demande et de production, l'autoconsommation « naturelle », c'est-à-dire non couplée à des mesures d'optimisation du taux d'autoconsommation, peut rester à un niveau relativement faible dès lors que la consommation méridienne ne couvre pas la production, ce qui se traduit par des pointes d'injection potentiellement élevées en proportion de la puissance installée sur le bâtiment. Par ailleurs, la pointe de soutirage n'est en général pas réduite puisque la pointe de consommation a typiquement lieu les soirs d'hiver.

Le principal levier permettant d'accroître significativement le taux d'autoconsommation est d'adapter le dimensionnement de l'installation de production au profil de consommation de sorte que la puissance de l'installation soit du même ordre que la puissance consommée aux heures méridiennes.

A titre d'exemple chiffré, dans le cas d'une maison individuelle tout électrique comportant une installation photovoltaïque de 9,2 kWc, le taux d'autoconsommation atteint 13 % (et le taux d'autoproduction 11 %). Ce taux d'autoconsommation peut atteindre 40 % avec une installation photovoltaïque de 3 kWc. Le taux d'autoconsommation peut passer à près de 80 % avec des installations de production de taille encore plus réduite. Les mesures d'optimisation de ces taux et les effets associés sont présentés au point 4.

Toutefois, un taux d'autoconsommation élevé n'est pas toujours synonyme de réduction de la pointe d'injection, surtout dans le résidentiel, du fait de consommations très irrégulières d'un jour à l'autre, et d'absences pendant les périodes de pointe d'injection.

III.2 - Bâtiments collectifs et « îlots urbains »

Au niveau d'un bâtiment collectif, résidentiel ou non, d'un groupe de bâtiments ou d'un quartier (notion « d'îlot urbain »), le foisonnement des consommations peut permettre naturellement une meilleure synchronisation des courbes de demande et de production des installations renouvelables décentralisées.

Dans cette approche « d'îlots urbains », le modèle d'autoconsommation / autoproduction doit permettre d'optimiser le dimensionnement des installations de production au regard du foisonnement des consommations et des capacités d'accueil du réseau, ce dont tient compte la contribution payée au titre du raccordement.

Aller au-delà de ce dimensionnement des installations, qui peut permettre d'optimiser les effets du simple foisonnement des consommations à l'échelle du bâtiment, de l'îlot urbain ou d'un poste de transformation, nécessite des mesures supplémentaires de pilotage de la demande et de la production, permettant de créer une valeur ajoutée additionnelle.

Cela suppose un effort particulier d'amélioration de l'adéquation offre – demande et de maîtrise des pointes d'injection et de soutirage par l'activation de flexibilités locales sur la production ou la consommation. Ainsi, seules des opérations à valeur ajoutée pour la collectivité conduisant à une meilleure intégration au système électrique (écrêtage des pointes, etc.), mériteraient de faire l'objet d'un soutien spécifique, sous réserve que le bilan global coûts (coût de mise en œuvre) / bénéfices (réduction des investissements réseaux) de ces mesures de flexibilité locale soit positif pour la collectivité.

L'expérimentation en cours dans le cadre du projet Nice-Grid permettra d'étudier cette problématique et d'évaluer les bénéfices de solutions technologiques alliant à l'échelle d'un quartier des moyens de production décentralisés, des technologies « smart grids », des technologies de stockage, des incitations au lissage des consommations pour les particuliers, etc. et de comparer les coûts et les bénéfices de différents dispositifs de régulation pour générer ces flexibilités (autoproduction, signaux de prix véhiculé par les compteurs communicants, etc.).

L'autoconsommation / autoproduction dans les îlots urbains ne revêt pas par ailleurs qu'une seule dimension de réseau électrique, elle doit être également appréhendée en termes d'urbanisme, de planification énergétique, de coordination des réseaux d'énergie.

Cas particulier des bâtiments à énergie positive

Le cas particulier des bâtiments à énergie positive (BEPOS) ne doit pas être oublié, particulièrement dans la logique des « îlots urbains ». Ces bâtiments devront par définition intégrer une production locale d'énergie dont les caractéristiques devraient être précisées dans le cadre de la réglementation thermique 2020.

Ces bâtiments BEPOS seront amenés à « cohabiter » avec des bâtiments voisins qui continueront à être consommateurs nets d'énergie. Cette configuration présente alors les mêmes opportunités que l'autoconsommation / autoproduction envisagée au niveau d'un « îlot urbain ». Les moindres consommations sur ces bâtiments BEPOS ne doivent pas occulter le fait qu'ils consommeront toujours de l'énergie, *a minima* pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et pour leurs besoins électriques spécifiques. La mutualisation des investissements et le foisonnement des consommations à l'échelle de plusieurs bâtiments devront donc être considérés. Ainsi, les installations solaires – photovoltaïque et thermique – d'un bâtiment pourront alimenter les autres bâtiments de l'îlot urbain (dans le même esprit, la chaleur fatale issue d'un bâtiment pourra bénéficier aux bâtiments voisins) : à l'échelle de cet îlot, la consommation pourra être entièrement couverte par les productions décentralisées, sans que chaque bâtiment soit nécessairement autonome énergiquement.

Il convient toutefois de garder à l'esprit que la notion de bâtiment à énergie positive ne résout pas les questions de pointes d'injection qu'il peut engendrer. La réflexion sur des « îlots urbains » et les bâtiments BEPOS devra donc également intégrer cette recherche, à tout instant, de la meilleure adéquation possible des courbes de production et de consommation afin de minimiser les puissances maximales injectées.

III.3 - Segment Industriel et Tertiaire

Les secteurs industriel et tertiaire (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) se caractérisent généralement par des taux d'autoconsommation « naturelle » plus élevés compte tenu d'une bonne synchronisation de leurs profils de consommation et de production photovoltaïque. En effet, pour ces segments, les activités qu'elles exercent en journée et la baisse de celles-ci en soirée (à nuancer suivant les activités visées) correspond au profil de production de leurs installations et peut conduire dans certains cas à des impacts nuls en termes d'injection et des effets bénéfiques en termes de soutirage.

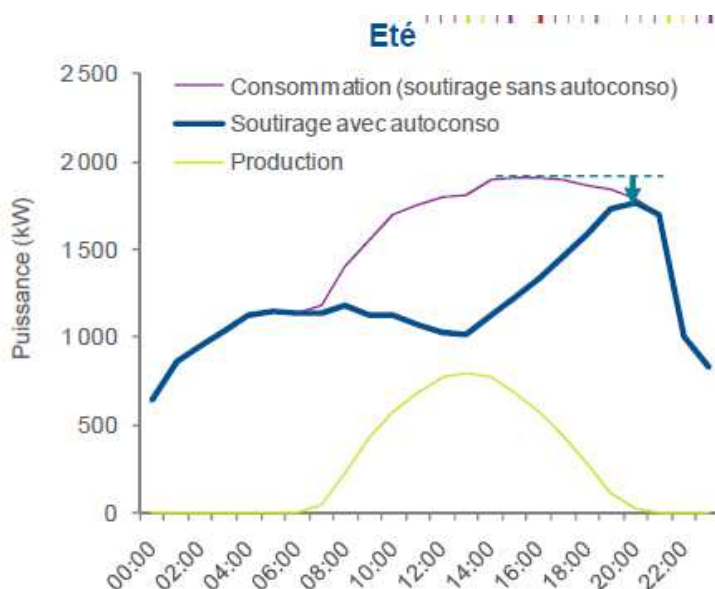


Figure 15 – Profil de consommation d'un hypermarché (Source : ERDF)

Un hypermarché ou des activités industrielles, telles que des entrepôts frigorifiques par exemple, présentent des consommations plus élevées en été (climatisation, groupes froids). Leur couplage à une installation photovoltaïque en autoconsommation / autoproduction peut conduire à une baisse de l'énergie soutirée (sans toutefois atténuer la pointe de soutirage du soir). Pour ce type d'activité, le taux d'autoconsommation peut être proche de 100 % (à nuancer toutefois lors des jours de fermeture).

Dans le cas de bâtiments de bureaux, le taux d'autoconsommation peut varier, lui, de 50 % à 100 % suivant l'efficacité énergétique du bâtiment (les bâtiments à énergie très positive présenteront par définition une consommation de base très faible) ou le dimensionnement des installations (des installations surdimensionnées peuvent engendrer des pointes d'injection importantes les jours de faible activité pour lesquels la consommation de base est inférieure à la production photovoltaïque).

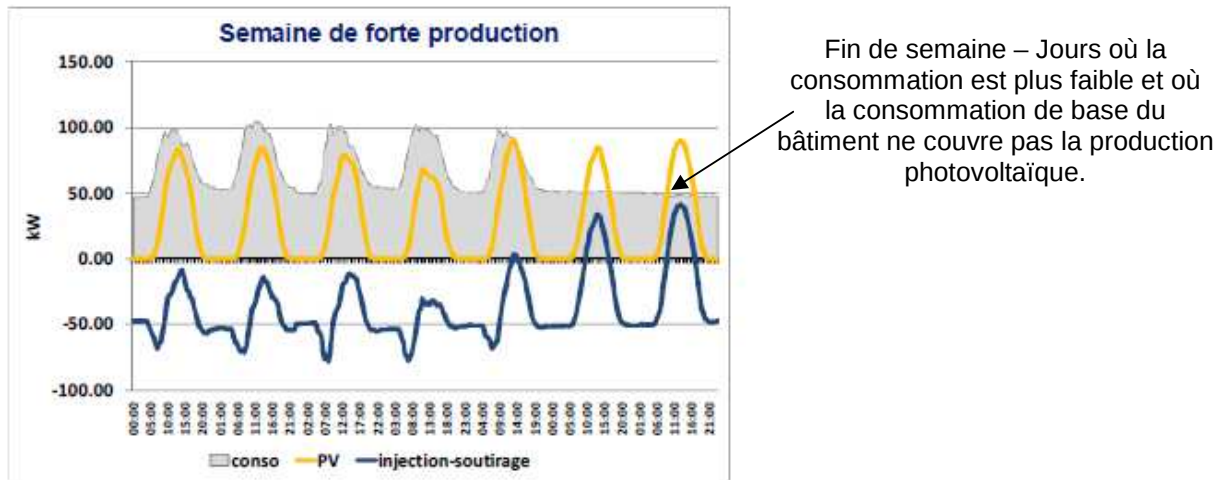


Figure 16 – Profil de consommation d'immeubles de bureaux (Source : EDF)

Ainsi, dans le cas des secteurs industriels et tertiaires, la concordance des activités avec les périodes de production photovoltaïque peut permettre d'obtenir des taux d'autoconsommation assez élevés et d'éviter d'engendrer des contraintes d'injection sur le réseau, sous réserve que la taille des installations soit adaptée à la consommation du bâtiment et que la consommation couvre, au moins en partie, la production lors des périodes de fermeture (week-ends, congés). Cet effet sera d'autant plus marqué dans les cas des activités où la consommation de base couvrant la production sera permanente.

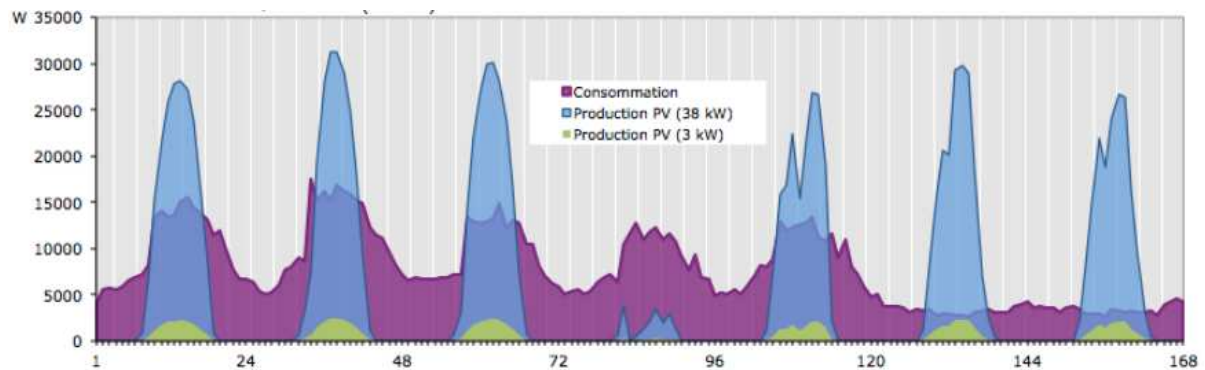


Figure 17 – Illustration de l'impact du dimensionnement des installations sur une semaine (Source : HESPUL)

III.4 - Optimisation et ciblage des profils d'autoconsommation / autoproduction

Différentes solutions peuvent être mises en œuvre afin d'améliorer la synchronisation de la production et de la consommation en vue de minimiser les contraintes sur le réseau et permettre une meilleure intégration de la production décentralisée au système électrique :

1. Le pilotage de la production par l'optimisation du dimensionnement des installations, conduisant potentiellement à réduire la puissance installée des installations : une telle mesure peut toutefois conduire à ne pas optimiser l'utilisation des surfaces, notamment en toiture et à réduire les effets d'échelle (les systèmes plus petits coûtant plus chers). Néanmoins, elle permet d'améliorer sensiblement le taux d'autoconsommation, en adaptant le profil de production au profil de consommation.
2. Le pilotage de la demande en vue d'améliorer l'adéquation entre les profils de consommation et de production : cette mesure, si elle est correctement définie et pilotée peut avoir des effets bénéfiques. Dans le secteur résidentiel où elle présenterait le plus de pertinence, les possibilités de réduction de la pointe d'injection par autoconsommation existent mais semblent limitées en l'absence de solutions de stockage d'électricité à des coûts acceptables. La mise en place d'un organe de contrôle-commande pourrait apporter une première solution partielle mais ne permettra pas de répondre totalement au fait que les consommations sont peu corrélées à la production, notamment lors des périodes printanières et estivales des pics d'injection (consommations réduites et très irrégulières d'un jour à l'autre, absence lors des week-end, vacances, etc.) et que la mesure de la puissance d'injection nécessitera un matériel coûteux avant le déploiement de Linky. L'émergence de technologies de type « smart grids » pourra en revanche permettre un pilotage plus fin des consommations. Le potentiel de synchronisation des profils de consommation avec le profil de production devra être étudié plus finement. De plus, des mesures de pilotage de la demande présentent également un risque de comportements allant à l'encontre des objectifs de maîtrise de l'énergie et des déplacements de charges non bénéfiques pour la collectivité.

Des déplacements de consommation (notion différente d'une nouvelle consommation) des périodes de forte consommation où le coût de production de l'électricité est plus élevé (forte demande conduisant à appeler des moyens de production au coût marginal élevé, généralement à base de sources fossiles fortement émettrices de gaz à effet de serre), typiquement lors des pointes du matin ou du soir, vers des périodes où ce coût de production (et par conséquent le signal prix) est moins élevé (milieu de la journée par exemple) peuvent s'avérer pertinents pour le système électrique.

En revanche, des déplacements de consommation d'une période de non production photovoltaïque (période de faible consommation) vers une période de production photovoltaïque ne doivent pas être systématiquement encouragés dans la mesure où ils renchérisse le coût d'approvisionnement et peuvent donc conduire à désoptimiser le système électrique au niveau global. En effet, en l'absence de déplacements de consommation, la production solaire diurne se substitue à la production souvent fossile appelée aux périodes de forte consommation en milieu de journée. Déplacer de la consommation des périodes de faible consommation, typiquement la nuit (cas des chauffe-eaux électriques notamment), vers le milieu de journée conduit donc à accroître les besoins de production à cette période et donc à solliciter les moyens de production

fossiles auxquels le photovoltaïque par exemple aurait pu se substituer. Il convient donc de prévenir les risques de désoptimisation du système électrique et d'identifier et de piloter les cas de déplacements de charges bénéfiques et ceux présentant des effets négatifs, en évaluant les bénéfices collectifs, qui sont à comparer au bénéfice individuel attendu.

La valeur, positive ou négative, des déplacements de consommation est égale à l'écart de prix sur le marché entre les périodes où ces consommations ont lieu. L'exemple de la journée du 14 mars dernier illustré par le graphique ci-dessous, montre que des déplacements de consommation des pointes de 8h et de 20h vers la mi-journée ont une valeur positive alors que des déplacements de la nuit vers le milieu de journée ont une valeur négative.



Figure 18 – Evolution du prix spot de l'électricité sur une journée (Source : EPEX SPOT)

3. La mise en place de dispositifs de stockage en vue d'une consommation différée (cf. partie II.5) : dans ce cas, le taux d'autoconsommation peut être augmenté à des niveaux élevés en fonction du dimensionnement des installations :

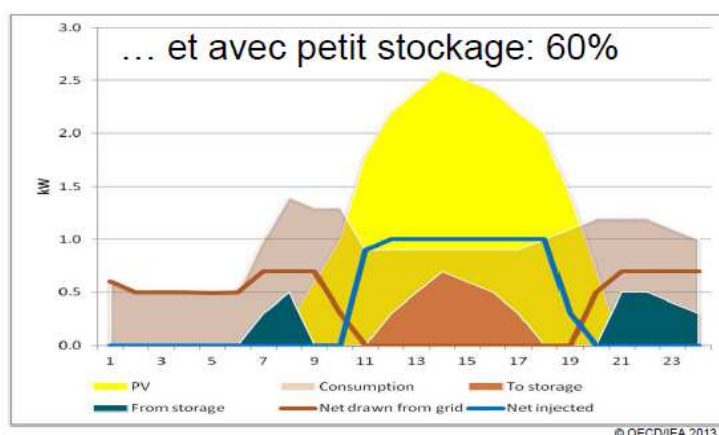


Figure 19 – Taux d'autoconsommation avec stockage (Source : AIE)

4. Des mesures physiques visant à réduire les pointes d'injection et les contraintes sur le réseau : déconnexion de l'installation, écrêtage de la production, limitation de la puissance maximale injectée, etc. Ces opérations peuvent être rémunérées dès lors qu'elles permettent de s'exonérer de renforcer les réseaux, de différer ou de réduire les investissements d'un tel renforcement, notamment au travers des coûts de raccordement. De telles mesures doivent être encadrées, bien dimensionnées et effectuées de manière transparente et économiquement viable pour les producteurs.

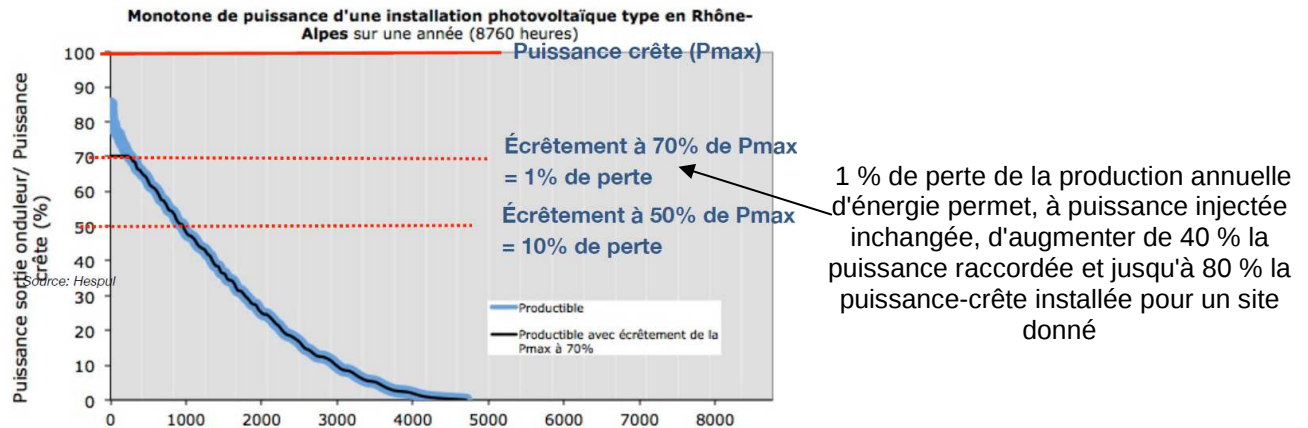


Figure 20 – Impact de l'écrêtage de la production (Source : HESPUL)

Ainsi, de manière générale, les mesures d'optimisation des taux d'autoconsommation et d'autoproduction pourraient représenter des opportunités en termes de développement des leviers de flexibilité du système électrique au niveau local (pilotage et maîtrise de la demande, stockage, écrêtage de la production) visant à réduire les coûts d'investissements sur les réseaux, complémentaires des mesures de flexibilité à un niveau plus agrégé (interconnexion, foisonnement, stockage, flexibilité des moyens de production). S'agissant d'une politique publique, il sera important de veiller à n'encourager que ceux dont le bilan coûts/bénéfices pour la collectivité est positif.

Recommandations

- ⇒ **Rechercher un dimensionnement adapté des installations de production au niveau de consommation des bâtiments** semble être le levier le plus pertinent pour accroître le niveau d'autoconsommation et réduire ainsi les contraintes à l'injection, au moins jusqu'au développement de solutions plus compétitives et matures sur le plan technique ;
- ⇒ **Accompagner de façon prioritaire l'autoconsommation / autoproduction dans les secteurs tertiaires et industriels paraît naturel**, d'autant plus que les résultats d'une politique de soutien seront plus marqués pour ces secteurs que pour le résidentiel individuel ;
- ⇒ **Approfondir les réflexions sur les options d'écêtement et de déconnexion en lien avec les gestionnaires de réseaux et la profession** ;
- ⇒ **Mieux définir, à l'échelle de l'îlot urbain, ce qui relève d'opérations d'autoconsommation / autoproduction, allant au-delà du foisonnement naturel et qui améliore effectivement les conditions d'intégration des installations au système électrique au bénéfice de la collectivité. Approfondir les réflexions sur la mise en place d'un dispositif approprié**, en prenant en compte les questions de foisonnement et d'îlots urbains et les thèmes liés : réseaux privés, possibilité de caper les plans de tension, options de délestage, etc ;
- ⇒ **Poursuivre le dialogue entre les gestionnaires de réseaux et les professionnels sur les règles de dimensionnement technique et économique des raccordements** et leur adaptation aux spécificités de l'autoconsommation / autoproduction.

IV. L'autoconsommation / autoproduction dans les zones non interconnectées (ZNI)⁸

IV.1 - Rappel du contexte dans les ZNI

Les enjeux liés à l'autoconsommation / autoproduction sont particulièrement prégnants dans les zones non interconnectées (ZNI), qui se distinguent de la métropole continentale par un contexte intrinsèquement plus favorable à la production d'énergie photovoltaïque du fait notamment des conditions d'ensoleillement et de la capacité de synchronisation des courbes de production et de consommation plus importante qu'en métropole (grâce à la climatisation notamment).

Par ailleurs, dans les ZNI, les systèmes électriques présentent une taille réduite par rapport aux réseaux continentaux, rendant les impacts liés à l'intermittence des productions à partir de sources d'énergies renouvelables particulièrement importants à maîtriser. Une limite d'insertion de nouvelles capacités intermittentes a ainsi été fixée dans ces zones, correspondant à un seuil d'injection de 30 % de la puissance appelée à tout instant au-delà duquel le gestionnaire de réseau ne peut plus assurer la sécurité du système. Lorsque la capacité intermittente connectée au réseau dépasse ce seuil, le surplus est déconnecté pour assurer la stabilité du réseau. Ce seuil de 30 % est actuellement atteint à la Guadeloupe, en Corse et à la Réunion.

Ces zones se caractérisent également par une part des énergies fossiles dans le mix électrique et un contenu carbone plus élevés qu'en métropole, engendrant des coûts de production élevés. Le système tarifaire prévoit ainsi une compensation par la CSPE des surcoûts de production et des surcoûts d'achats de l'électricité non pris en compte par les tarifs réglementés de vente (le montant prévisionnel de CSPE pour les ZNI est ainsi estimé en 2014 à 1,9 Md€). La part des énergies renouvelables sous obligation d'achat dans ce montant reste toutefois limitée (environ 13 %), une large partie des surcoûts étant liée au soutien à la production fossile.

Ce constat s'inscrit par ailleurs dans le contexte des objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement pour les départements d'outre-mer d'atteindre l'autonomie énergétique à l'horizon 2030, soit plus de 50 % d'énergies renouvelables à 2020.

IV.2 - Opportunité de l'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI

Compte tenu de ce contexte particulier, l'autoconsommation / autoproduction présente des enjeux et des opportunités spécifiques dans ces territoires.

Au regard de ses impacts sur le système électrique, l'autoconsommation / autoproduction ne permettra pas *a priori* de répondre à l'enjeu lié à l'intermittence de la production. En effet, même si la totalité de la production était autoconsommée (donc non injectée sur le réseau), l'intermittence de la production se transmettrait au profil de consommation si bien que les variations de soutirage seraient analysées sur le réseau comme des variations de production. Il est donc nécessaire que l'intermittence soit gérée dans le dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction qui pourrait être mis en place dans les ZNI en prévoyant par exemple que l'autoconsommateur puisse garantir au maximum la couverture de ses consommations par sa production. Une telle gestion devra également permettre de garantir la qualité du courant injecté et de réduire les risques de

⁸ Les recommandations du groupe de travail ZNI sur l'autoconsommation sont présentées en annexe 4.

désoptimisation de l'équilibre offre-demande et pourra comprendre la définition de services système que pourrait assurer un autoconsommateur / autoproducteur connecté au réseau, notamment des mesures de lissage de la production.

Le développement de l'autoconsommation / autoproduction pourra apporter des bénéfices dans les ZNI en répondant aux enjeux suivants :

- sécuriser l'approvisionnement énergétique et les réseaux des systèmes insulaires ;
- développer des technologies et un savoir-faire diffusables ensuite en métropole et à l'étranger, notamment les solutions de stockage qui présentent des enjeux stratégiques dans les ZNI qu'ils soient mutualisés ou décentralisés (mais dont la valeur doit être quantifiée) ;
- s'affranchir de la limite d'insertion de nouvelles capacités intermittentes sur la base du seuil d'injection de 30 % de la puissance appelée à tout instant grâce notamment au développement des solutions de stockage mentionnées ci-dessus ;
- réduire le coût d'adaptation des réseaux à la croissance de la production délocalisée ;
- répondre à l'augmentation de consommation qui pourra être liée notamment au développement des véhicules électriques dans ces régions.

Elle devra enfin viser à alléger le poids de la CSPE qui subventionne actuellement une production d'électricité d'origine essentiellement thermique avec des coûts de production élevés.

L'autoconsommation / autoproduction présente par ailleurs un intérêt dans tous les cas de production « on site » (déconnectée du réseau) surtout si elle est associée à du stockage.

IV.3 - Principes d'un dispositif d'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI

Le dispositif d'autoconsommation / autoproduction qui pourra être mis en place dans les ZNI devra répondre aux mêmes objectifs et enjeux que ceux identifiés pour la métropole continentale, notamment en termes de risques d'effets « anti-MDE », de sécurité des biens et des personnes, de comptage et de maîtrise des charges de CSPE (une réduction de ces charges pourrait être recherchée dans le cadre du dispositif de soutien aux ZNI).

De plus, afin de répondre aux caractéristiques spécifiques des ZNI, et notamment de pouvoir s'affranchir de la limite des 30 % de capacités intermittentes raccordées au réseau, le dispositif devra inclure des moyens de lissage de la production : solutions de stockage (permettant, au-delà du lissage de la production, le soutien à la pointe de consommation, la gestion de la fréquence du système ou le contrôle de tension) ou de déconnexion, dont les modalités devront être définies en lien avec le gestionnaire de réseau.

Le dispositif pourra par ailleurs prévoir des mesures de « garanties de consommation » : chauffe-eau solaire, stockage de froid, véhicule électrique, etc. tout en veillant à ne pas conduire à des comportements « anti-MDE ». Il devrait également être adressé en priorité aux segments industriel et tertiaire pour les mêmes raisons de synchronisation des courbes de production et de consommation qu'en métropole continentale. Les clients résidentiels peuvent également représenter un gisement intéressant pour l'autoconsommation / autoproduction solaire associée à du stockage pour des raisons de sécurité d'approvisionnement dans un contexte de pannes plus fréquentes et de maîtrise de l'augmentation de la consommation (potentiellement liée au développement des

véhicules électriques).

Un modèle de dispositif type étudié dans le cadre du groupe de travail reposait sur le principe d'une installation de production couplée à des dispositifs de stockage lissant la production et des mesures de maîtrise de la demande avec un taux d'autoconsommation important (de l'ordre de 60 %) et d'un dimensionnement approprié des installations pour éviter les rejets sur le réseau (une installation type dimensionnée pour couvrir moins de 50 % de la consommation annuelle du site).

Recommandations

- ⇒ **Maintenir le groupe de travail ZNI, sous l'égide de la DGEC**, avec pour objectif d'affiner un modèle d'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI visant à contribuer à la sécurisation de l'équilibre offre-demande du système insulaire et d'étudier l'opportunité des propositions suivantes : fixer des objectifs chiffrés à moyen/long terme, mettre en place un dispositif de soutien basé par exemple sur des quotas par territoire, des tarifs d'achat et/ou des subventions et continuer les échanges avec EDF SEI ;
- ⇒ **Organiser la mise à disposition des acteurs d'éléments d'analyse économique par zone** permettant d'en comprendre l'économie sous-jacente et d'évaluer les bénéfices des modèles d'autoconsommation / autoproduction qui doivent conduire à une réduction des coûts des systèmes électriques non interconnectés ;
- ⇒ **Capitaliser sur la mise en œuvre de l'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI ;**
- ⇒ **Etendre les dispositions du d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie aux installations en autoconsommation / autoproduction ;**
- ⇒ **Prendre en compte le développement des véhicules électriques dans le modèle d'autoconsommation / autoproduction dans les ZNI tout en lui fixant un cadre (déconnexion du réseau ou pilotage de la recharge par le gestionnaire de réseau par exemple).**

V. L'impact de l'autoconsommation / autoproduction sur les fondamentaux économiques du système électrique et le financement du soutien aux énergies renouvelables

V.1 - La couverture des coûts du système électrique

La couverture des coûts du système électrique se fait au travers des factures acquittées par les consommateurs qui présentent plusieurs composantes :

- la part « fourniture » qui permet de rémunérer le parc de production (part « énergie ») et la commercialisation ;
- la part « acheminement » qui permet de rémunérer le réseau public d'électricité ;
- une part de contributions et taxes, concourant pour certaines d'entre elles à la couverture des coûts du système électrique.

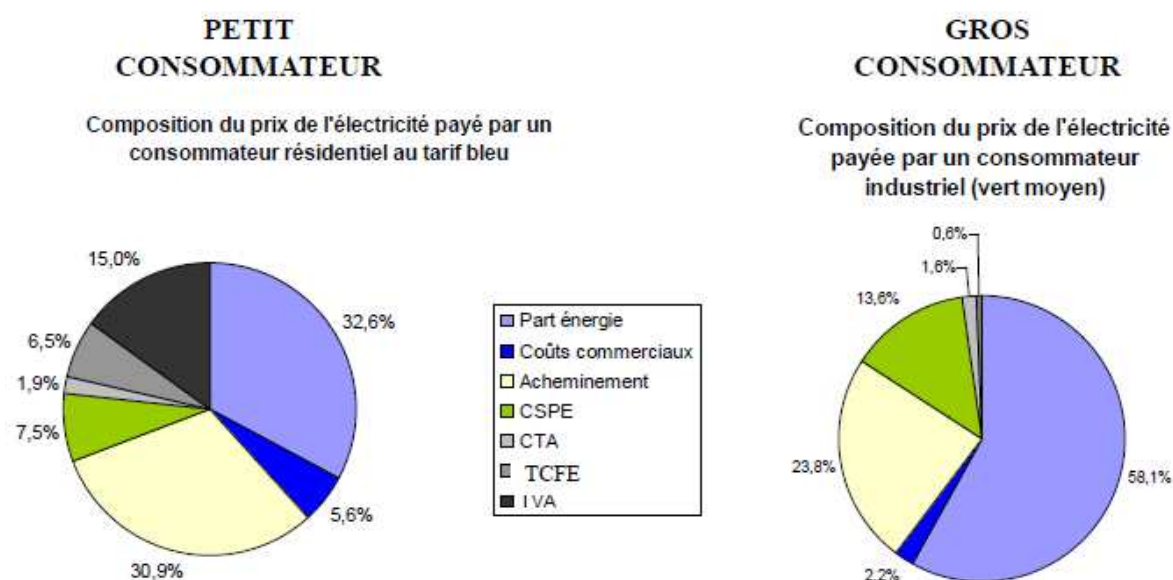


Figure 21 – Décomposition du prix TTC de l'électricité payé par un consommateur suivant son profil de consommation (Source : DGEC)

Lorsqu'un consommateur-producteur consomme l'énergie qu'il produit, sa facture se réduit : tout MWh autoconsommé se substitue à un MWh soutiré du réseau et ne lui est plus facturé. Ainsi, la contribution à la couverture des coûts du système électrique par sa facture d'un consommateur qui autoproduit diminue⁹, cette réduction touchant toutes les composantes de la facture. Ainsi, le modèle

⁹ Ce constat, s'il semble similaire aux économies de facture qui peuvent être faites par la mise en place de mesures d'économie d'énergie, présente toutefois une différence majeure : dans le cadre des économies d'énergie, le consommateur réduit **généralement** sa puissance maximale de soutirage et donc son impact sur le réseau (et potentiellement les charges variables découlant de son utilisation). *A contrario*, suivant les profils des autoconsommateurs / autoproducteurs, ils réduisent **plus rarement** cette pointe de soutirage (ainsi que leur puissance souscrite), et ne contribuent donc pas dans ce cas à faire économiser des coûts de réseaux. Par ailleurs, ils peuvent induire des contraintes à l'injection, ce qui n'est pas le cas des actions de « MDE ».

Cette interprétation ne fait toutefois pas l'objet d'un consensus au sein du groupe de travail, la CRE estimant notamment que, du point de vue du tarif de réseau, il n'y a pas de raison de traiter différemment les

d'autoconsommation / autoproduction induit des changements sur le mécanisme de couverture des coûts du système électrique.

De plus, par rapport au soutien par l'obligation d'achat financé exclusivement par la CSPE, il conduit également à un changement du financement du soutien au développement des énergies renouvelables en multipliant les canaux de financement.

Ce chapitre illustre ces deux points.

V.2 - La couverture des coûts du réseau électrique

Le code de l'énergie prévoit que le tarif d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution (TURPE) est calculé de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux. C'est la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est chargée de définir les méthodologies utilisées pour établir ce tarif.

Le TURPE prend en compte une part fixe liée à la puissance souscrite et une part variable liée à l'énergie soutirée. Le rapport entre part fixe et part variable du TURPE est un output du modèle tarifaire utilisé qui dépend principalement de la structure des coûts d'utilisation des réseaux, ces derniers étant notamment fonction de la durée d'utilisation du réseau par les consommateurs et de leur profil de consommation.

Aujourd'hui, la part du TURPE liée à l'énergie soutirée est prépondérante si bien que le montant payé par le consommateur qui autoproduit est fortement diminué puisque sa consommation soutirée du réseau est réduite.

Or, les coûts des infrastructures sont déterminés par le niveau maximal des transits sur le réseau pendant les « heures dimensionnantes » (à la pointe de consommation en particulier). Ainsi, si l'autoconsommation / autoproduction n'induit pas de réduction des pointes de soutirage et d'injection, l'impact sur le réseau du consommateur qui autoproduit est inchangé par rapport à une installation inscrite dans un schéma de vente en totalité.

Les installations de production situées à proximité des lieux de consommation permettent de réduire les pertes par effet Joule sur le réseau. Ces économies de pertes sont toutefois d'un ordre de grandeur sensiblement inférieur aux économies réalisées par un autoconsommateur / autoproducteur sur sa facture d'acheminement de l'électricité. En effet, les cas étudiés dans le cadre d'une présentation en groupe de travail ont montré que, dans le cas d'un particulier doté d'une installation photovoltaïque de 3 kWc, les économies de pertes pour le réseau électrique pouvaient atteindre de l'ordre de 3 €/an et les économies sur la facture d'acheminement de l'ordre de 30 €/an.

A court terme, cette économie de facture de l'autoconsommateur / autoproducteur (qui dépasse sensiblement les coûts évités sur le réseau) sera pris en charge par les autres consommateurs, conduisant à des transferts de charges entre les autoconsommateurs / autoproducteurs et les autres utilisateurs du réseau.

autoconsommateurs / autoproducteurs et les autres utilisateurs qui, par d'autres biais, diminuent leurs soutirages soit au travers d'actions de maîtrise de la demande, soit au travers d'opérations d'effacement, ni les autoconsommateurs / autoproducteurs des autres producteurs.

A plus long terme, si l'autoconsommation / autoproduction se développe sans effets sur le niveau des soutirages pendant les « heures dimensionnantes », le modèle tarifaire devra garantir que le tarif payé par les autoconsommateurs / autoproducteurs couvre les coûts de réseau qu'ils génèrent.

Ainsi, afin de prévenir les transferts de charges entre les autoconsommateurs / autoproducteurs et les autres consommateurs et de donner un signal tarifaire représentatif des coûts induits sur le réseau par chacune de ces catégories d'utilisateurs, le modèle tarifaire devra probablement évoluer à terme, si l'autoconsommation / autoproduction se développe.

Une réflexion pourrait être engagée, sous l'égide de la CRE, compétente en matière d'établissement des tarifs réseaux afin de réfléchir aux impacts et aux besoins d'adaptation éventuels du modèle tarifaire actuel.

V.3 - Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est payée par les consommateurs d'électricité finals et permet de financer les charges de service public d'électricité qui couvrent notamment :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (charges estimées à 3 550 M€ pour 2013 dont plus de 3 000 M€ pour les énergies renouvelables) ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique métropolitain continental, dus à la péréquation tarifaire nationale (Corse, départements d'outre-mer, Chausey, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein). Les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu'en métropole continentale alors même que les moyens de production y sont plus coûteux et fonctionnent pour la plupart à base d'énergies fossiles (charges estimées à 1 430 M€ pour 2013) ;
- les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN), et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (charges estimées à 150 M€ pour 2013).

La CSPE est assise sur la quantité d'énergie consommée soutirée du réseau. Les autoconsommateurs / autoproducteurs en sont toutefois exonérés jusqu'à 240 GWh/an en vertu des dispositions de l'article L. 121-11 du code de l'énergie (*« l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 millions de kilowattheures par an et par site de production »*) si bien qu'un autoconsommateur / autoproducteur ne contribue pas à la CSPE sur les MWh qu'il autoconsomme.

V.4 - Autres contributions et taxes

Les taxes pesant sur l'électricité représentent environ 30 % de la facture d'un particulier et 15 % de celle d'un industriel. Elles sont les suivantes :

- Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) (environ 1,4 Md€ en 2013 et 2014)

La CTA finance les retraites des agents des industries électriques et gazières (IEG). Elle est due par les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution et par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel qui la perçoivent auprès des consommateurs finals, puis la déclarent et la reversent mensuellement ou trimestriellement à la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG). Elle est proportionnelle à la part fixe HT des tarifs de transport et distribution de l'électricité (TURPE) et du gaz (ATR). Les taux sont définis en fonction des besoins prévisionnels pour les 5 années à venir.

Etant assise sur la part fixe du TURPE, le montant versé par un consommateur qui autoproduit, dès lors qu'il n'aura pas modifié sa puissance souscrite, sera identique, qu'il consomme l'électricité du réseau ou qu'il autoconsomme sa production.

- Taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE et TICFE)

Pour les puissances souscrites inférieures à 250 kVA, cette taxe est prélevée au profit des communes et des départements. Deux taxes sont applicables : la taxe communale sur les consommations finales d'électricité (TCCFE) et la taxe départementale sur les consommations finales d'électricité (TDCFE). Elles sont proportionnelles à la consommation depuis 2011 (auparavant elles étaient proportionnelles aux montants facturés). Un taux nominal est fixé par la loi en fonction de la puissance souscrite et de l'usage (0,25 €/MWh pour les sites professionnels dont la puissance est supérieure à 36 kVA, 0,75 €/MWh pour les autres sites) auquel s'applique un coefficient multiplicateur défini par les communes (entre 0 et 8,44 pour la taxe communale en 2014) et départements (entre 2 et 4,22 pour la taxe départementale en 2014).

Pour les puissances souscrites supérieures à 250 kVA, c'est la taxe intérieure sur les consommations finales d'électricité (TICFE) qui s'applique. Le montant de cette taxe est fixé à 0,5 €/MWh et vient alimenter le budget de l'Etat.

Ces taxes sont assises sur la quantité d'énergie consommée soutirée du réseau, mais les autoconsommateurs / autoproducteurs dont la production n'excède pas 240 GWh/an en sont exonérés en vertu des dispositions de l'article L. 3333-2 du code général des collectivités territoriales (*« L'électricité est exonérée de la taxe mentionnée au I lorsqu'elle est [...] 4° Produite par de petits producteurs d'électricité qui la consomment pour les besoins de leur activité. Sont considérées comme petits producteurs d'électricité les personnes qui exploitent des installations de production d'électricité dont la production annuelle n'excède pas 240 millions de kilowattheures par site de production. »*). Ainsi, un autoconsommateur /autoproducteur ne contribue pas à ces taxes sur les MWh qu'il autoconsomme. Ceci se traduit donc par une perte de recettes pour les collectivités locales et l'Etat selon les puissances des installations concernées.

– Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)

La TVA alimente le budget général de l'Etat et est assise sur l'ensemble des composantes de la facture d'électricité précédente (TURPE, CSPE et autres taxes), au taux normal de 20 % en général, mais au taux réduit de 5,5 % sur la part abonnement des particuliers (bien de première nécessité) et sur la CTA.

La plupart de ces composantes étant assises sur la quantité d'énergie consommée soutirée du réseau, la TVA l'est aussi, si bien qu'un autoconsommateur / autoproducteur ne contribue pas totalement à la TVA sur les MWh qu'il autoconsomme. Ceci se traduit par une perte de recettes pour l'Etat.

V.5 - Aperçu global des impacts de l'autoconsommation / autoproduction sur le financement du soutien au développement des énergies renouvelables

Le modèle d'autoconsommation / autoproduction va conduire à modifier les contributions des différents acteurs à la couverture des coûts des énergies renouvelables.

Dans ce modèle, le besoin de subvention directe d'une installation par la CSPE sera moindre que si elle était en obligation d'achat : le coût de l'installation reste le même dans les deux cas mais dans le cas du modèle d'autoconsommation / autoproduction, la subvention directe (CSPE) compense l'écart entre le coût de production normalisé¹⁰ payé par l'autoconsommateur / autoproducteur et le prix de vente TTC de l'électricité qu'il aurait dû payer sans autoconsommation / autoproduction, alors que dans le cas du modèle de l'obligation d'achat, la subvention directe compense l'écart entre le coût de production normalisé et le prix de l'électricité sur le marché de gros. En passant à un modèle d'autoconsommation / autoproduction, le montant de CSPE pour chaque MWh renouvelable produit par les consommateurs-producteurs est donc réduit de l'écart entre le prix de vente TTC de l'électricité et le prix de marché de l'électricité.

D'un autre côté, les consommateurs-producteurs ne contribuent plus à la couverture des coûts des autres composantes du système électrique (en particulier les réseaux) et évitent les taxes sur l'énergie qu'ils autoconsomment, sans nécessairement réduire leur impact sur les réseaux électriques. Les charges d'utilisation des réseaux étant couvertes par le TURPE, elles vont se reporter sur les autres consommateurs (réduction d'assiette et hausse de taux pour maintenir un niveau de recettes constant). Mise à part la CTA dont le versement n'est pas modifié par le modèle d'autoconsommation / autoproduction, les autres taxes verront également leur assiette réduite et par conséquent le montant de leurs recettes également ; une augmentation des prélèvements sera donc nécessaire pour rétablir le niveau général des recettes fiscales.

Ces transferts de charges (baisse de la CSPE *versus* hausse du TURPE et des taxes) se compensent globalement tant que les coûts de production des énergies renouvelables en autoconsommation / autoproduction restent supérieurs au prix de vente TTC de l'électricité : la réduction du montant de CSPE perçu par les consommateurs-producteurs pour la production d'électricité (égale à l'écart entre le prix de vente de l'électricité TTC et le prix de marché de gros) est comparable à la somme des montants de TURPE, CSPE et taxes qu'ils économisent sur leur facture pour chaque MWh autoconsommé et qui devront être payés par d'autres consommateurs ou

¹⁰ Ce coût de production est un coût de référence, défini pour une installation type et pas pour chaque installation.

contribuables. Les montants de subvention explicite (CSPE) dans le modèle de vente en totalité de l'électricité produite sont comparables à l'addition des montants de subvention explicite (CSPE) et des montants de subventions implicites dans le modèle d'autoconsommation / autoproduction (baisse de facture du TURPE, CSPE et taxes évitées). Ainsi, le montant de subvention nécessaire au développement d'une installation en autoconsommation / autoproduction n'est pas diminué mais se répartit entre divers canaux de financement.

Lorsque les coûts de production des énergies renouvelables décentralisées deviennent inférieurs au prix de vente TTC de l'électricité, les économies de factures réalisées par les consommateurs-producteurs dans le modèle d'autoconsommation / autoproduction deviennent supérieures à la rémunération qui serait versée sous forme de tarif d'achat pour soutenir la production électrique d'installations identiques dans un modèle de vente en totalité de l'électricité produite. Dans ce cas, les montants de subvention implicite (somme des composantes de baisse de facture du TURPE, CSPE et taxe de la facture évitée) peuvent devenir supérieurs au montant de subvention explicite (CSPE) nécessaire dans le cas du modèle de vente en totalité, en fonction du taux d'autoconsommation et de l'écart entre le prix de vente TTC de l'électricité et le coût de production de l'installation. Cette sur-rémunération de l'autoprodacteur se trouve alors financée par les autres consommateurs et contribuables *via* les transferts de charges qui s'opèrent. Cette situation est celle dans laquelle se trouvent plusieurs pays européens dont l'Allemagne qui prennent des mesures correctrices pour contenir le phénomène.

Ainsi, à court terme, les impacts de modèle d'autoconsommation / autoproduction sur la couverture des coûts du système électrique sont limités mais deviendront plus marqués si l'autoconsommation / autoproduction se développe de manière importante.

Or, ces transferts de charges induits par le modèle d'autoconsommation / autoproduction ne sont pas représentatifs d'une réalité physique qui est que les réseaux sont dimensionnés en grande partie en fonction des pointes de puissance (soutirage et injection) et dans une moindre mesure en fonction de l'énergie y transitant. D'un point de vue économique, la valeur de l'énergie autoconsommée devrait se comparer aux coûts de production du système électrique, y compris la part de CSPE dédiée au soutien des énergies renouvelables.

Recommandations

- ⇒ **Affiner l'analyse de l'impact de l'autoconsommation / autoproduction sur la couverture des coûts du système électrique**, et notamment les effets de transferts de charges et essayer de définir à partir de quel seuil les impacts deviennent trop importants et nécessitent une refonte de l'architecture des taxes/contributions ;
- ⇒ **Engager une réflexion sur l'opportunité d'une évolution du TURPE à moyen terme, sous l'égide de la CRE**, qui pourra le cas échéant s'appuyer sur une expérimentation économique par exemple.

VI. La rémunération et le financement de l'autoconsommation / autoproduction

Les revenus de l'autoconsommation / autoproduction sont assis sur le cumul des revenus de la facture TTC économisée (quantités consommées) et de la vente, sur le marché, à un agrégateur ou à un acheteur obligé, des excédents non consommés. Par conséquent, en termes de rentabilité financière de l'autoconsommation / autoproduction, deux cas peuvent être identifiés, qui nécessitent des réponses différenciées et adaptées :

- lorsque les coûts de production de l'électricité (qui englobent notamment les frais associés au raccordement, comptage, etc. et dépendent du productible de l'installation) sont couverts par cette rémunération et que le développement de l'autoconsommation / autoproduction peut se faire sans rémunération complémentaire spécifique ;
- lorsque les coûts de production de l'électricité ne sont pas couverts intégralement par cette rémunération et que le développement de l'autoconsommation / autoproduction nécessite une aide financière complémentaire pour rentabiliser les installations (ajout d'une prime).

Cette situation peut être résumée sous la forme suivante :

Rémunération de l'autoconsommateur / autoproducteur =

Facture TTC évitée + Revenu de la vente des excédents (dans le cas où l'électricité produite est vendue que ce soit sur le marché, via un agrégateur ou à un acheteur obligé) + **Prime** (tant que les coûts de production ne sont pas couverts par les deux premiers termes) (+ éventuellement rémunération liée à la vente de garanties d'origine)

Cette rémunération comporte en outre, au travers de la facture évitée, des subventions implicites liées aux transferts de charges de certains coûts et taxes sur les autres consommateurs ou contribuables (cf. partie V).

Les réflexions du groupe de travail visaient par conséquent à étudier les modalités possibles de cette rémunération au travers soit de systèmes de comptage, tel que le principe du « net-metering », soit au travers de systèmes de primes complémentaires de rémunération, en tenant compte des enjeux techniques identifiés, notamment en termes d'impacts sur le réseau électrique.

A ce stade, la question posée était celle de la bonne architecture de rémunération de l'autoconsommateur / autoproducteur, indépendamment de la taille des projets et du recours ou non à des dispositifs d'appels d'offres.

Les autoconsommateurs / autoproducteurs présentent toutefois des caractéristiques très différentes tant en termes de profils de consommation (résidentiel *versus* tertiaire/industriel par exemple et puissance des installations) que d'implantation (enjeux liés au réseau, densité de consommation, ensoleillement des régions, etc.) ou de types d'acteurs (PME, particuliers, artisans, agriculteurs, etc.). Ces différences ont été analysées en partie et doivent être prises en compte dans le système de soutien qui sera mis en place, afin qu'il soit efficace et adapté aux secteurs visés.

VI.1 - Exemples de rémunération

Compte tenu du modèle de rémunération rappelé ci-dessus, les revenus de l'autoconsommateur / autoproducteur vont dépendre de son profil d'autoconsommation et présenter des variations importantes suivant ce profil. Les exemples suivants illustrent cette variation et les effets pouvant en découler.

VI.1.1 - Exemple du résidentiel individuel

Dans le résidentiel individuel, le taux d'autoconsommation annuel peut varier fortement, d'environ 30 % à 70 % dans les cas d'école étudiés. Sur la base d'une hypothèse de tarif TTC de vente de l'électricité au client final de 15,4 c€/kWh et de prix de vente de l'électricité sur le marché de 4,5 c€/kWh, la rémunération de l'autoconsommateur / autoproducteur (reposant sur le prix de la facture TTC évitée et de la vente sur le marché de l'électricité produite en surplus) pourrait ainsi varier de 7,77 c€/kWh dans le cas d'un taux d'autoconsommation de 30 % à 12,13 c€/kWh pour un taux d'autoconsommation de 70 %, voire à 15,4 c€/kWh pour un taux d'autoconsommation de 100 %.

Ce niveau de rémunération n'est pas suffisant aujourd'hui pour rentabiliser des installations de type photovoltaïque « intégré au bâti »¹¹ dont les coûts sont plus élevés. En revanche, dans le cas des installations photovoltaïques au sol ou sur toiture sans conditions spécifiques d'intégration au bâti, les coûts de production de l'électricité photovoltaïque peuvent d'ores et déjà être couverts par les économies effectuées sur la facture TTC d'électricité, sans nécessité d'aide complémentaire.

La rémunération est d'autant plus importante que le taux d'autoconsommation est élevé. En l'absence de dispositif de soutien additionnel, les autoconsommateurs / autoproducteurs sont donc incités à maximiser leur taux d'autoconsommation pour pouvoir rentabiliser leurs installations de production. Ce taux d'autoconsommation sera d'autant plus élevé que l'installation de production aura été dimensionnée de telle sorte qu'à tout instant la production n'excède pas la consommation.

Compte tenu des profils de consommation dans le secteur résidentiel individuel (cf. partie III.1) - consommation méridienne faible lorsque l'installation photovoltaïque produit à son maximum -, et par rapport à la situation actuelle où une installation photovoltaïque a une puissance typique de l'ordre de quelques kWc pour une consommation méridienne de l'ordre du kW, voire inférieure, le modèle d'autoconsommation / autoproduction incite *a priori* à une réduction des puissances unitaires installées dans ce secteur, les possibilités de report de consommation de la pointe du soir vers la journée étant relativement limitées. Une telle incitation aurait par ailleurs un impact positif sur le réseau puisqu'elle tend à limiter les pointes d'injection par rapport au modèle actuel de soutien à la production par les tarifs d'achat.

VI.1.2 - Exemple du tertiaire

Dans le secteur tertiaire, les taux d'autoconsommation peuvent être plus élevés et varier par exemple de 50 % à 100 % suivant les activités présentes (bureaux, activités frigorifiques, etc.). Dans ce cas, sur la base d'un tarif TTC de vente de l'électricité au client final de 11 c€/kWh et d'un prix de vente de l'électricité sur le marché de 4,5 c€/kWh, la rémunération de l'autoconsommateur / autoproducteur pourrait ainsi varier de 7,75 c€/kWh à 11 c€/kWh.

¹¹ Le tarif d'achat pour la technologie « Intégré au bâti » est de 27,94 c€/kWh au 1^{er} avril 2014.

Ces niveaux de rémunération sont insuffisants pour permettre de rentabiliser des installations photovoltaïques de type « intégré simplifié au bâti », voire même des installations en surimposition. Ces secteurs semblent donc nécessiter dans la majeure partie des cas d'une prime de rémunération complémentaire.

Ces exemples permettent non seulement de mettre en perspective les « efforts » à mettre en œuvre pour soutenir l'autoconsommation / autoproduction en fonction des profils des autoconsommateurs / autoproducteurs mais illustrent également l'opportunité d'ajuster le système de rémunération de l'autoconsommation / autoproduction suivant les différents secteurs.

VI.2 - Système de net-metering

Le système du « net-metering », « comptage net » en français, consiste à déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau de la quantité soutirée du réseau pour la consommation. Dans ce système, le consommateur ne paye que la part résiduelle de l'électricité soutirée du réseau qui n'a pas été compensée par la quantité injectée. La rémunération de l'autoconsommateur / autoproducteur est, dans ce cas, indépendante de son taux d'autoconsommation ou d'autoproduction, sa facture étant réduite de l'énergie qu'il a produite, que celle-ci soit autoconsommée ou qu'elle soit injectée sur le réseau, sur la période de comptage retenue, et quel que soit le prix réel de l'énergie au moment où elle est injectée ou consommée.

L'enjeu en termes de rémunération de ce système de comptage repose par conséquent sur le pas de temps retenu pour effectuer le calcul. En effet, dans le cas d'un pas de temps très long (mensuel par exemple), le consommateur aura pu injecter des quantités importantes sur le réseau et sa facture en sera d'autant réduite et pourra parfois atteindre zéro même s'il a en réalité soutiré la majeure partie de sa consommation du réseau et injecté l'essentiel de sa production. *A contrario*, sur un pas de temps de quelques heures, si le panneau photovoltaïque n'a pas pu produire ou très peu et que le consommateur a soutiré de l'électricité du réseau, le montant de sa facture sera similaire à un consommateur sans panneau. De même, la quantité injectée sans besoin de consommation en face sera perdue et ne pourra pas être « rentabilisée ».

Plus le pas de temps est étendu, plus l'autoconsommateur / autoproducteur peut effacer une part importante de sa facture, quels que soient ses profils de production et de consommation, mais plus on s'éloigne de la réalité des coûts générés ou des avantages apportés au système.

Ce modèle présente donc des inconvénients majeurs :

- un tel dispositif n'est pas de nature à inciter un consommateur à diminuer sa pointe de puissance injectée (et par conséquent les contraintes et les coûts qu'il peut occasionner sur le réseau électrique) ni à rechercher l'adéquation entre sa production photovoltaïque et sa consommation ;
- ce système ne correspond pas à une réalité physique puisqu'il soustrait à l'énergie consommée soutirée du réseau et déduit de la facture, l'électricité produite, même lorsqu'elle est injectée sur le réseau, et ce indépendamment de sa valeur économique réelle. Le modèle d'autoconsommation / autoproduction correspondrait physiquement à un système de net-metering « instantané » ;

- ce système crée un déséquilibre et des distorsions massives sur le marché en valorisant au même coût l'électricité injectée et soutirée alors que ces dernières présentent des coûts différents suivant les moments de la journée et de l'année (pointe du soir *versus* consommation de nuit et été *versus* hiver). Il conduit par conséquent à un transfert de ce différentiel de coût vers les autres acteurs (fournisseurs d'électricité et consommateurs) ;
- il a conduit, dans certains pays où il a été mis en œuvre, à des effets d'aubaine importants et des rémunérations excessives des installations en autoconsommation / autoproduction.

Ainsi, un tel dispositif doit être écarté.

VI.3 - Système de prime complémentaire de rémunération

Le système de prime repose sur un principe d'amélioration de la rémunération d'un autoconsommateur / autoproducteur par l'octroi d'une prime complémentaire à la rémunération « naturelle » qu'il peut toucher par ailleurs *via* son économie de facture TTC et la vente de son électricité le cas échéant.

Une architecture de prime est ressortie des discussions en groupe de travail, reposant sur l'équation suivante :

$$\text{Prime} = A \times \text{Quantité autoproduite} + B \times \text{Quantité vendue/injectée} - C \times P_m + D \times P_i$$

où les coefficients A, B, C et D représentent :

- A : valorisation de la quantité autoconsommée, qui sera économisée sur la facture finale et pourra potentiellement participer à la baisse de la quantité d'énergie soutirée et de la pointe de soutirage ;
- B : valorisation de l'excédent de production. Cette valorisation peut prendre différentes formes : prime en complément d'une rémunération de marché ou tarif d'achat à la quantité injectée ;
- C : encadrement de la pointe de puissance injectée sur le réseau ;
- D : subvention à l'investissement ;
- P_m : puissance maximale injectée sur le réseau ;
- P_i : puissance installée de l'installation.

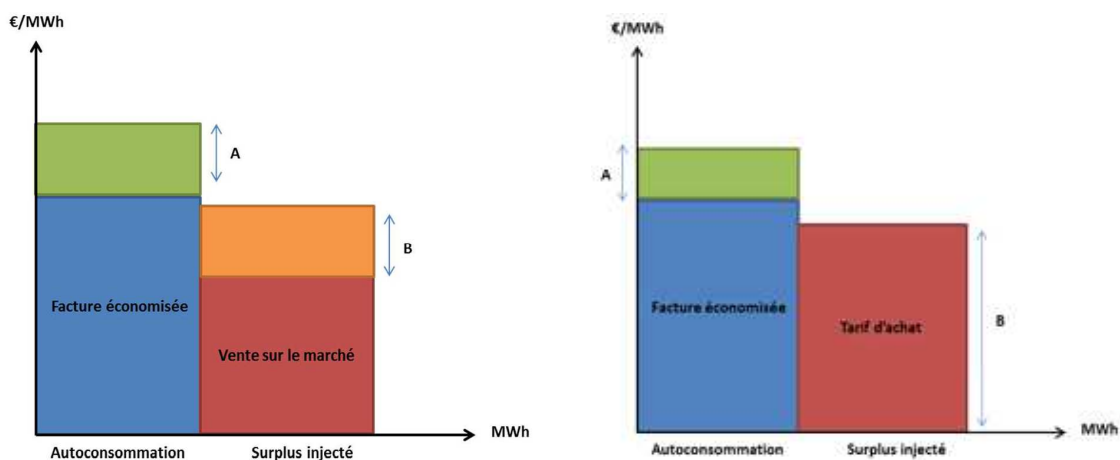


Figure 22 – Illustration de la rémunération de l'autoconsommateur / autoproducteur avec une prime complémentaire

La rémunération de l'autoproduiteur peut alors prendre deux formes suivant que l'électricité injectée est vendue directement sur le marché ou à un acheteur obligé.

Cas d'une vente sur le marché

Rémunération =	
Prix TTC facture évitée x Q autoproduite + Prix marché x Q injectée + A x Q autoproduite +	B x
Q injectée + termes C et D =	
Q autoproduite (Prix TTC facture évitée + A) + Q injectée (Prix marché + B) + termes C et D	

Cas d'un tarif d'achat

Rémunération =	
Prix TTC facture évitée x Q autoproduite + A x Q autoproduite + T x Q injectée + termes C et D =	
Q autoproduite (Prix TTC facture évitée + A) + Q injectée (T) + termes C et D	

Nota Bene : le tarif d'achat « T » pourrait être construit explicitement comme la somme d'un prix de marché et d'une prime B ou être conçu comme un prix fixe. Ce sujet n'est pas développé dans le présent rapport. Quoi qu'il en soit, on considère dans la suite de l'analyse que, dans le cas d'une vente sur le marché comme dans celui d'un tarif d'achat, la valorisation de la production injectée se décompose en un terme homogène à un prix de marché et une subvention B ce qui permet de noter cette valorisation dans les deux cas « B + prix de marché ».

VI.3.1 - Valeur des coefficients relatifs à la valorisation de l'énergie (A et B)

Calage des coefficients

Ces deux coefficients sont les critères dimensionnants en énergie de ce système de rémunération qui permettent d'influer sur les taux d'autoconsommation et d'autoproduction. En effet, en jouant conjointement sur l'incitation à autoproduire (coefficient A) ou à injecter (coefficient B), le calage de ces coefficients doit permettre d'optimiser le taux d'autoconsommation, sans engendrer d'effets « anti-MDE » ni de déplacements de consommation néfastes qui désoptimiseraient le système électrique au niveau global.

Pour ce faire, le calage de ces paramètres doit ainsi reposer sur les principes et points d'attention suivants :

- Prévenir les effets « anti-MDE »** : si la rémunération directe liée à l'autoconsommation (terme A) est supérieure à la rémunération directe liée à l'injection (terme « B + prix de marché »), l'autoconsommateur / autoproduiteur a intérêt à augmenter sa consommation plutôt que de vendre au surplus, ce qui peut conduire à des effets « anti-MDE ». La fixation des paramètres de telle sorte que **$A \leq B + \text{prix de marché}$** permet de prévenir ces effets ;
- Inciter l'autoconsommation plutôt que l'injection : ce critère implique que la rémunération liée à l'autoconsommation (terme « A + prix de facture TTC évitée ») soit supérieure à la rémunération liée à l'injection (terme « B + prix de marché »).** Si la rémunération liée à l'injection est trop élevée, l'autoproduiteur est incité à injecter plutôt qu'à autoconsommer. Cela peut également l'inciter à surdimensionner ses installations par exemple (cf. partie III.3), engendrant ainsi potentiellement des contraintes importantes sur le réseau. Une rémunération symétrique (« A + prix de facture évitée » = « B + prix de marché ») est équivalente à un tarif

d'achat et a la vertu de la simplicité mais ne donne pas d'incitation particulière à l'autoconsommation et à un dimensionnement optimisé des installations tenant compte de la consommation du site ;

- c. **Eviter les déplacements de consommation qui conduisent à une désoptimisation du système électrique au niveau global et inciter ceux qui peuvent s'avérer pertinents** (cf. chapitre III.3). Le dispositif doit viser à inciter les déplacements de consommation vers la période de production uniquement lorsque cette consommation provient initialement d'une période où le coût d'approvisionnement est plus élevé (ce qui se traduit par un prix de marché plus élevé). Ainsi, pour éviter des déplacements de consommation des périodes de faible coût (le plus souvent des périodes creuses de consommation) vers des périodes de coût plus élevé (le plus souvent des périodes pleines de consommation), il faut que la rémunération de l'énergie injectée soit supérieure à la somme de l'économie de facture TTC que pourrait faire le consommateur en période creuse et de la prime à l'autoconsommation (soit « **B + prix de marché** » > « **A + prix de facture TTC évitée en période creuse** »).

Inversement, pour inciter à déplacer une consommation des périodes de coût élevé (périodes pleines) vers des périodes de coût plus faible (périodes creuses) au moment de la production, il convient que la rémunération de l'énergie injectée soit inférieure à la somme de l'économie de facture TTC que pourrait faire le consommateur en période pleine et de la prime à l'autoconsommation (soit « **B + prix de marché** » < « **A + prix de facture TTC évitée en période pleine** »).

Ainsi, en synthèse, un calage des paramètres A et B, tel que le différentiel entre ces derniers permette de respecter les deux conditions suivantes :

- « B + prix de marché » < « A + prix de facture TTC évitée en période pleine »

et

- « B + prix de marché » > « A + prix de facture TTC évitée en période creuse »

permet d'inciter à l'autoconsommation tout en évitant des effets « anti-MDE » ou des déplacements de consommation néfastes.

Il importe néanmoins de poursuivre la réflexion sur le calage de ces coefficients, dont le niveau doit être suffisant pour susciter l'investissement dans les projets en autoconsommation / autoproduction.

Par ailleurs, le calage de ces coefficients devra tenir compte de la dynamique d'évolution à moyen et long terme des tarifs réglementés de vente et du prix de l'électricité afin de continuer à répondre aux objectifs précités et aux objectifs globaux du dispositif.

Ces coefficients peuvent être fixés *ex-ante* pour la durée du contrat (cela n'excluant pas une clause de révision portant sur le différentiel entre ces coefficients en vue de respecter les deux conditions précitées) ou être révisés annuellement en fonction de l'évolution des prix de marché et de vente. Dans le premier cas, les niveaux de revenus et la rentabilité constatée seront exposés aux incertitudes de l'évolution des prix de vente et du prix de marché de l'électricité, avec un risque de sur ou de sous-rémunération. Dans le second cas, le niveau de rémunération sera garanti sur la durée du contrat, comme dans le cas d'un contrat d'achat. Si une règle d'ajustement était décidée, il serait préférable qu'elle soit prédéfinie pour viser une « rentabilité fixe ». Quoi qu'il en soit, le dispositif devra veiller à procurer une rentabilité normale sur la durée de vie des installations.

Les niveaux de A et B (ou de A uniquement si la valeur de B est fixée en fonction de celle de A) peuvent être révélés par une procédure de mise en concurrence de type « appel d'offres », ou être régulés. Dans ce dernier cas, ils devront être fixés au niveau national par voie réglementaire en donnant de la visibilité aux acteurs.

Une option de ce dispositif de prime évoquée par le groupe de travail consiste aussi en la mise en place de tarifs horosaisonnalisés, assortis d'une prime à l'autoconsommation et en contrepartie l'obligation pour le producteur d'assurer de la disponibilité à la pointe électrique (pendant la période rouge d'un tarif bleu/blanc/rouge par exemple).

Le champ externe de contraintes

Au regard des nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie adoptées par la Commission européenne, le paramètre B devrait, pour les installations de taille suffisante, être construit sous la forme d'un complément de rémunération à la vente de l'électricité sur le marché.

La question du calage des coefficients A et B soulève également la problématique globale des dispositifs de comptage à mettre en place qui peuvent présenter un surcoût au dispositif (dans l'attente du déploiement de Linky). Il semble toutefois indispensable, lorsque l'on se place dans une logique d'autoconsommation / autoproduction, de comptabiliser l'énergie autoproduite (ce comptage étant indispensable par ailleurs à la mesure de la part d'énergie provenant de sources renouvelables dans la consommation finale, indicateur suivi au niveau européen).

VI.3.2 - Valeur des coefficients relatifs à la pointe d'injection (C et Pm)

Les paramètres A et B permettent de traiter les enjeux en énergie de l'autoconsommation / autoproduction mais ne permettent pas de traiter à eux seuls les enjeux en puissance de maîtrise des pointes d'injection et de soutirage.

Ainsi, au regard des enjeux liés plus spécifiquement aux pointes de puissance injectées sur le réseau, il est apparu opportun aux membres du groupe de travail de réfléchir à la prise en compte de ces contraintes (et de leur développement) dans le dispositif d'encadrement de l'autoconsommation / autoproduction. L'une des possibilités évoquées a ainsi été d'introduire un critère spécifique dans la prime complémentaire de rémunération, destiné à encadrer cet aspect et visant à dissuader les pointes d'injection, notamment aux moments les plus critiques (période de faible consommation), et à inciter à un dimensionnement optimisé des installations.

Coefficient C

L'effet incitatif du terme C devrait intervenir en complément de celui résultant de la répercussion aux producteurs des coûts de raccordement.

Ce coefficient C devrait être défini non pas comme un paramètre coercitif mais comme une variable plus complète d'une incitation à « bien » injecter. Il serait alors ajusté sous la forme d'un système de pénalité (éventuellement de prime) suivant l'intérêt pour le système à injecter, et reposant éventuellement sur une logique d'horosaisonnalité et de localisation. Durant la pointe de consommation du soir, dans les zones densément peuplées, l'injection pourrait être encouragée (sous réserve qu'elle soit maîtrisée) via un terme C positif. Une telle réflexion devrait toutefois également tenir compte des cycles de production des panneaux photovoltaïques (pointe en journée) et paraît ainsi ne pas pouvoir s'appliquer de manière systématique à toutes les zones (adéquation

spécifique aux ZNI), saisons (hiver à privilégier) et usages (consommations en journée), et nécessiter un ajustement périodique. Elle peut aussi s'inscrire de ce fait dans les réflexions liées aux « îlots urbains » dans la mesure où inciter à injecter n'a de sens que si l'autoproduiteur ne consomme pas lui-même son électricité et répond à une consommation locale (pour ne pas engendrer d'effets importants sur le réseau). Ces considérations sont donc complexes et la prise en compte d'une telle diversité de cas pourrait affaiblir la lisibilité du dispositif. Pour cette raison, retenir un terme C fixe semble devoir être privilégié.

Ce coefficient C, de « dissuasion » à l'injection devrait enfin être calé de façon à ne pas créer d'effets « anti-MDE » et à inciter les déplacements de consommation uniquement lorsqu'ils sont bénéfiques pour la collectivité.

Terme P_m

Le terme P_m est destiné à représenter la dimension de puissance maximale injectée sur le réseau électrique. Une telle puissance serait mesurée et correspondrait, sur un pas de temps donné, à la plus grande valeur de puissance injectée.

La question de la puissance à prendre en compte dans le terme $C \times P_m$ a été soulevée par le groupe de travail, notamment s'il fallait déduire, pour calculer celui-ci, la puissance de soutirage souscrite de la puissance maximale injectée. Chacune des deux grandeurs étant dimensionnante dans les études de réseaux indépendamment l'une de l'autre, il apparaît plus pertinent de les distinguer.

En fin de compte, le terme $C \times P_m$ pourrait être calé sur l'écart entre la contribution des producteurs au titre du raccordement (branchement et extension) et les coûts complets de réseaux induits par l'autoconsommateur / autoproduiteur, au-delà de la simple liaison de branchement ou d'extension. Il pourrait également être calé à un niveau plus élevé pour avoir un caractère incitatif plus important et orienter plus fortement la réalisation des projets vers les configurations les plus favorables pour leur intégration au réseau au moindre coût.

La prise en compte des enjeux en puissance de l'autoconsommation / autoproduction peut se faire par l'intermédiaire d'une incitation financière. Toutefois, si le terme C devait être fixé égal à 0 avec un argument de simplification du système de soutien, d'autres mesures, telles que celles mentionnées au point 4, devraient alors être envisagées afin de traiter ces enjeux de puissance que le seul couple de paramètre A et B ne permet pas d'adresser pleinement.

Le bénéfice d'un tel terme devra ainsi être regardé à l'aune des éléments précédents, de son caractère opérationnel dans sa mise en œuvre, notamment en termes de comptage, et de sa valeur ajoutée par rapport aux autres mesures d'encadrement des pointes d'injection mentionnées ci-dessus.

VI.3.3 - Valeur des coefficients relatifs aux installations de production (D et P_i)

Ce terme « $D \times P_i$ » repose sur l'idée d'un système de prime à l'investissement, qui serait versée périodiquement (annuellement par exemple).

Il a été proposé par certains membres du groupe de travail en vue de sécuriser une partie des revenus liés à l'autoconsommation / autoproduction en ne faisant pas dépendre toute la rémunération de critères en énergie (produite, achetée ou vendue). En effet, plusieurs incertitudes sont liées à ces paramètres (évolution de la consommation, des tarifs de vente et des prix du marché).

Cette prime à l'investissement présente toutefois les inconvénients suivants :

- a. si elle était couplée à un coefficient B de valorisation à l'injection important, elle pourrait inciter les producteurs à surdimensionner leurs installations pour obtenir une prime à l'installation plus élevée tout en engendrant des contraintes d'injection importantes sur le réseau, qui seraient rémunérées à ce titre ;
- b. si elle présentait une part trop importante par rapport à la valorisation de l'énergie produite par l'installation, elle pourrait inciter les producteurs à recourir à des installations de qualité médiocre (et à s'orienter vers des produits à bas coût) et à ne pas entretenir correctement leurs installations entraînant un risque de dégradation de ces dernières. L'opportunité de conditionner le versement de cette prime à une validation technique de l'installation pourrait alors être étudiée mais se ferait au détriment de la simplicité et des coûts de mise en œuvre du système ;
- c. dans le cadre de son versement, elle nécessiterait d'être accompagnée de contrôles pour s'assurer que les installations sont présentes et en fonctionnement ;

Par conséquent, par souci d'efficacité et de simplicité du dispositif, il a été choisi de ne pas retenir l'idée d'une telle prime.

VI.4 - Dispositions complémentaires pouvant favoriser l'intégration au réseau électrique

Comme précisé au point II.2, les coûts de renforcement des réseaux sont liés aux puissances maximales injectées et aux puissances maximales soutirées. L'un des bénéfices potentiels de tout dispositif favorisant l'autoconsommation / autoproduction est donc de pouvoir inciter à la réduction de ces pointes, dimensionnantes pour le réseau électrique.

Une incitation à bien dimensionner l'installation et à limiter les pointes d'injection peut se faire via une mesure financière telle qu'exposée au chapitre précédent (terme $C \times P_m$), complémentaire aux incitations déjà existantes relatives au barème de raccordement des installations (incitation de la réduction des pointes d'injection, incitation à la localisation, transmission au client des éventuelles économies sur le raccordement). Elle peut également être de nature contractuelle, technique et/ou réglementaire.

Des solutions alternatives permettant de réduire les contraintes sur le réseau (objectif de réduction des pointes d'injection et de soutirage et des coûts de raccordement associés) peuvent ainsi également être étudiées comme la rémunération de services/mesures permettant de s'exonérer de renforcer les réseaux (déconnexion, écrêtement ou limitation de la puissance maximale injectée à un seuil fixé ou à un pourcentage à déterminer de la puissance installée par exemple) ou de différer les investissements d'un tel renforcement. Ces alternatives doivent alors tenir compte de la nécessité d'une visibilité acceptable sur sa rémunération pour l'autoconsommateur / autoproducteur.

Pour certains autoconsommateurs / autoproducteurs présentant des taux d'autoconsommation proches de 100 %, il pourrait être envisagé de privilégier naturellement l'énergie autoconsommée tout en réduisant les contraintes d'injection résiduelles en limitant contractuellement voire techniquement et financièrement les heures d'injection et la rémunération associée. Cela permettrait également de sécuriser cette partie de la rémunération sous réserve que ces critères techniques et financiers soient calés correctement.

VI.5 - Financement des installations en autoconsommation / autoproduction

VI.5.1 - Financement bancaire

Le mode de rémunération prévu par le dispositif de soutien actuel à la filière photovoltaïque (tarifs d'achat) a permis aux acteurs de la filière de recourir au mode de financement de projet pour développer leurs installations. En effet, de par sa structure (actif isolé dans une société créée spécifiquement), couplée au mode de financement des énergies renouvelables (tarifs d'achat garantis sur le long terme), le financement de projet était adapté et a permis à de nombreux acteurs, notamment ceux de plus petite taille de développer des projets.

Le modèle de l'autoconsommation / autoproduction est plus complexe à appréhender sur le plan financier :

- parce-que les revenus sont plus difficiles à évaluer (prime, vente sur le marché) et dépendent en partie des revenus du consommateur (facture évitée) ;
- parce-que le modèle suppose un montage entre producteur et consommateur, qui peut être remis en cause sur la durée du contrat (changement d'activité, faillite, etc.).

Afin de garantir le financement des projets en autoconsommation / autoproduction, un certain nombre de questions devront être approfondies dans le cadre de travaux ultérieurs. Ces questions sont relatives notamment à :

- a. la maîtrise des surfaces à équiper : gestion des cas où un consommateur ne peut pas produire sur son toit (s'il est locataire) et où un producteur ne consomme pas (propriétaire-bailleur) contrairement à ses locataires ;
- b. la maîtrise des flux financiers : les modèles de rémunération de l'autoconsommation / autoproduction associent plusieurs sources financières : prime, vente au surplus, facture évitée, etc. Pour chaque flux, la question est de savoir qui rémunère le porteur du projet, qui le maîtrise sur la durée d'amortissement du projet, qui le régule et comment un changement d'activité et de consommation sont gérés ;
- c. la rémunération du projet :
 1. si le porteur du projet peut investir en fonds propres dans son outil de production photovoltaïque, le projet semble finançable uniquement si ce porteur de projet (et investisseur) maîtrise les deux compteurs (production/consommation) sur la durée de contractualisation. Les cas des propriétaires-occupants d'une maison ou d'un bâtiment d'exploitation entrent dans ce champ, voire également les cas de location par le consommateur du toit où est située l'installation. *A contrario*, le financement semble plus difficile pour un immeuble d'habitat collectif (type logement social) ou pour un immeuble de bureaux où il y a plusieurs consommateurs, car il manquera à l'investisseur les recettes de la vente de l'électricité « autoconsommée » et la prime associée ;
 2. si le porteur du projet recourt à un tiers investisseur pour la production photovoltaïque, la maîtrise des deux compteurs étant impossible, le tiers investisseur ne capte que les recettes de production et ne peut pas rembourser sa dette sans la valeur de l'électricité autoconsommée (et la valeur des primes).

Ainsi, ces questions devront être approfondies afin de ne pas restreindre, par manque de faisabilité financière, l'autoconsommation / autoproduction à des cibles de « propriétaires-occupants ». Elles pourront être étudiées par comparaison avec le modèle de rémunération développé dans le cadre du financement de l'efficacité énergétique.

Ces questions mettent également en lumière la problématique des mutations et des locations de bâtiments.

Pour le cas des mutations, le contrat pourrait être transféré au nouveau propriétaire, les panneaux photovoltaïques étant traités comme tout autre aménagement du bâtiment.

Le cas de la location paraît plus compliqué et devra être approfondi. L'opportunité de recourir, en le faisant évoluer, au dispositif de contribution du locataire au partage des économies de charges issues des travaux d'économie d'énergie réalisés par un bailleur privé mis en place par le décret n° 2009-1439 du 23 novembre 2009 pourra notamment être étudiée. Celui-ci permet déjà actuellement de faire payer au locataire une contribution à l'installation d'une production d'eau chaude sanitaire utilisant une source d'énergie renouvelable, notamment solaire.

Enfin, le mécanisme retenu devra être robuste aux montages innovants susceptibles d'être imaginés par les porteurs de projets.

VI.5.2 - Financement participatif

Le financement participatif peut prendre différentes formes dont la plus développée est celle du « crowdfunding » (signifiant « financement par le plus grand nombre ») et se définissant comme un mode de financement participatif se faisant exclusivement *via* Internet et pour lequel les internautes peuvent choisir le projet dans lequel ils investissent. Un des exemples les plus représentatifs de « crowdfunding » est celui du financement de la Statue de la Liberté et de son socle en 1880 en France et aux Etats-Unis.

Le « crowdfunding » permet de soutenir le développement des énergies renouvelables en intégrant la dimension sociétale dans la transition énergétique (en améliorant potentiellement l'acceptation des projets par les citoyens, en particulier ceux concernés par le développement des parcs), en orientant l'épargne de long terme vers le financement de la transition énergétique et en améliorant la prise de conscience des citoyens, incitant au changement des comportements (vertu pédagogique).

Il existe différents modèles de financement participatif, qui peuvent être résumés sur le schéma suivant :

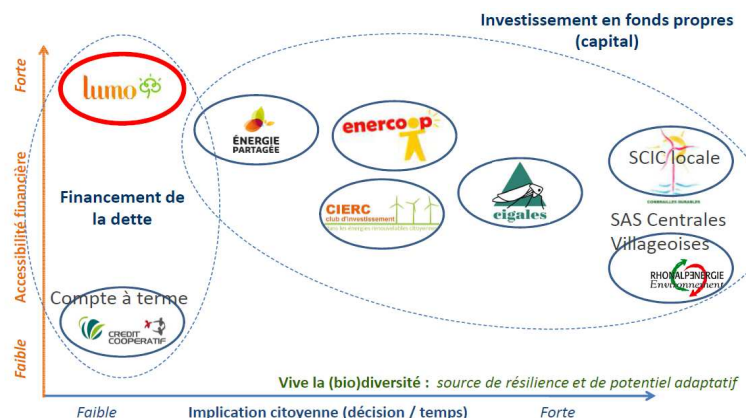


Figure 23 – Modèles de financement participatif (Source : LUMO)

Sur ce schéma, l'accessibilité financière représente le « ticket d'entrée » pour l'investisseur (qui est moins élevé dans le haut de l'axe) et l'implication citoyenne couvre les notions de degré d'investissement personnel en termes de temps et de pouvoir de décision sur les projets choisis.

En termes de modalités de financement, trois possibilités existent pour les investisseurs : financement de la dette, dons ou financement du capital.

En 2012, tous secteurs confondus, le « crowdfunding » a représenté dans le Monde 2,67 Md\$ répartis sur 362 plates-formes et plus de 80 M€ collectés en France en 2013 (soit 10 fois plus qu'en 2011 et avant) répartis à plus de 60 % sous forme de prêt, 25 % sous forme de dons et moins de 15 % sous forme de participation au capital. Ces fonds sont destinés en majorité au financement d'entreprises (44 %) et à des projets associatifs (21 %), les investissements dans le domaine de l'environnement et de l'énergie ne représentant en 2013 que 4 %.

Recommandations

- ⇒ **Privilégier un système de soutien reposant sur un principe de prime de rémunération complémentaire** à la rémunération « naturelle » de l'autoconsommation / autoproduction ;
- ⇒ **Réfléchir à l'adaptation de ce système aux différents segments ;**
- ⇒ **Accompagner les réflexions sur l'adaptation de ce système à des réflexions sur les typologies d'installations à soutenir** (critères d'intégration au bâti notamment) et leur dimensionnement ;
- ⇒ **Caler les paramètres A et B de manière à inciter à l'autoconsommation / autoproduction tout en évitant les effets « anti-MDE » et les déplacements de consommation néfastes ;**
- ⇒ **Ajuster le terme C pour inciter à minimiser les contraintes à l'injection en cohérence avec les dispositifs encadrant la contribution des producteurs à la couverture des coûts de réseaux ;**
- ⇒ **Ne pas intégrer de prime à l'investissement dans le modèle de rémunération ;**
- ⇒ **Approfondir les enjeux liés au mode de financement des projets en autoconsommation / autoproduction.**

VII. Architecture d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction

VII.1 - Objectifs du dispositif à poursuivre

Le développement de la filière photovoltaïque s'effectue actuellement dans le cadre d'un dispositif de soutien prévoyant deux types de mécanismes suivant la puissance des installations : des tarifs d'achat de l'électricité pour les plus petites installations et des appels d'offres pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc. Ce dispositif permet au producteur de se faire acheter soit l'intégralité de son électricité (vente en totalité) soit uniquement l'électricité qu'il n'a pas consommée (vente du surplus). L'autoconsommation / autoproduction est donc déjà permise dans le cadre du dispositif de soutien actuel même si elle n'est pas soutenue spécifiquement en tant que telle.

Par conséquent, modifier le dispositif de soutien actuel au photovoltaïque en vue de soutenir l'autoconsommation / autoproduction devra d'une part s'inscrire dans le cadre de la politique publique de soutien à la filière, en contribuant à la réalisation de son objectif dans les meilleures conditions possibles et en permettant aux pouvoirs publics de piloter et de maîtriser le développement du parc. Il devra d'autre part s'accompagner de la recherche d'un bénéfice global pour la collectivité en favorisant l'intégration du photovoltaïque au système électrique.

Quel que soit le dispositif de soutien qui sera mis en place, il devra être conforme aux nouvelles lignes directrices de la Commission européenne, adoptées le 9 avril 2014, encadrant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie et qui prévoient notamment une obligation de vente sur le marché de l'électricité produite à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les installations de plus de 500 kWc. Le dispositif qui sera mis en place devrait par conséquent commencer à intégrer une logique de marché compte tenu des enjeux liés à l'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité, rappelés dans le cadre de la consultation nationale sur l'évolution des mécanismes de soutien menée fin 2013 / début 2014.

S'agissant de subventions, quel que soit le modèle de rémunération qui accompagnera le dispositif de soutien qui sera mis en place, il devra procurer une rentabilité normale des capitaux investis sur la durée de vie des installations. Le modèle de rémunération ainsi que les dispositions contractuelles qui en découleront, notamment la durée des contrats d'achat et leurs modalités de rupture devront tenir compte de cet aspect.

Il devra par ailleurs s'inscrire dans un cadre simple, lisible, opérationnel, efficace et adapté aux différents profils d'autoconsommateurs / autoproducteurs, assurant de la visibilité aux acteurs et permettant de sécuriser les flux financiers liés au mode de rémunération en vue de rendre les installations finançables.

Enfin, les dispositifs de soutien à l'autoconsommation / autoproduction qui seront mis en place devront pouvoir coexister avec le dispositif de soutien actuel pendant une phase expérimentale, ce qui permettra d'en tirer les enseignements, et ce, afin de laisser de la visibilité aux acteurs de la filière. A terme, la substitution du mécanisme actuel par un mécanisme de soutien dédié à l'autoconsommation / autoproduction ne fait pas consensus. Néanmoins, maintenir pour un segment donné deux dispositifs concurrents (par exemple un dispositif de tarif d'achat et un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction) donnerait des possibilités d'arbitrage économique et annulerait les effets bénéfiques de la mise en place d'un tel dispositif spécifique.

VII.2 - Rappel des enjeux d'un soutien à l'autoconsommation / autoproduction

Si l'autoconsommation / autoproduction pose des questions d'ordre juridique, contractuelle ou encore réglementaire, les enjeux qui y sont liés portent avant tout sur les aspects physiques qu'elle recouvre (impact sur les réseaux, adéquation production-consommation, valeur ajoutée du service, etc.).

Les effets physiques de l'autoconsommation / autoproduction sont complexes à évaluer mais peuvent être bénéfiques si celle-ci conduit à réduire les pointes d'injection (par rapport à la situation actuelle) et les pointes de soutirage.

Ainsi, nonobstant la situation de surcapacité de production actuelle du marché de l'électricité, tout dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction devra viser une meilleure intégration au réseau de l'électricité produite, en réduisant les pointes d'injection et en incitant à une bonne localisation et un bon dimensionnement des installations, et devra prendre en compte les enjeux d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande.

Le dispositif de soutien qui sera mis en place devra par ailleurs permettre de répondre aux enjeux de sécurité des biens et des personnes et de sûreté d'approvisionnement identifiés dans le cadre du groupe de travail. Ces enjeux doivent être pris en compte, que ce soit au niveau des consommateurs, des installateurs ou des gestionnaires de réseaux et quels que soient les dispositifs qui seront mis en place. Sur le plan de la sécurité du bâti, les installations doivent respecter la structure de chaque bâtiment et répondre à des exigences de solidité, de qualité et de pérennité des ouvrages et de sécurité des biens et des personnes. Sur le plan de la sécurité électrique, les installations doivent être déclarées auprès du gestionnaire du réseau public et respecter les normes applicables et les opérations de contrôles prévues par la réglementation. La maintenance des installations doit également être *a minima* encouragée afin de prévenir les risques de sinistres.

Dans le contexte réglementaire actuel, l'autoconsommation / autoproduction induit des transferts de charges entre autoconsommateurs / autoproducteurs et consommateurs et des réductions de recettes pour certaines contributions et taxes. Ces transferts de charges portent sur la couverture des coûts des réseaux électriques, des énergies renouvelables et de la péréquation (CSPE), et de certaines taxes. Par conséquent, la mise en place d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction devra viser à réduire tout ou partie de ces effets ainsi que les subventions implicites associées (ou leur mitigation si cela est opportun (cas des réflexions qui pourraient être menées sur la tarification des réseaux ou sur la fiscalité)). Elle repose toutefois par principe sur l'acceptation préalable de ces transferts et réductions de recettes.

VII.3 - Architecture du dispositif

Le groupe de travail s'est accordé sur le fait qu'un dispositif de soutien commun à tous les segments et profils d'autoconsommateurs / autoproducteur n'était pas envisageable compte tenu des différences existant entre ces derniers. En effet, la diversité des situations des autoconsommateurs / autoproducteurs potentiels se traduit aussi bien en termes de profils de consommation (résidentiel *versus* tertiaire/industriel), de puissance des installations concernées, que d'implantation (ensoleillement des régions, capacités d'accueil du réseau, coût de la production d'électricité, etc.) ou de types d'acteurs (PME, particuliers, artisans, agriculteurs, etc.).

VII.3.1 - Sites non raccordés au réseau public d'électricité

Par définition, les sites de consommation non raccordés au réseau public d'électricité constituent un modèle d'autoconsommation / autoproduction « autarcique » en ne soutirant aucune énergie extérieure.

Ces sites ne doivent pas faire l'objet d'un dispositif spécifique mais être simplement encadrés comme toute installation de production d'électricité d'un point de vue de la sécurité des biens et des personnes.

Ces sites ne faisant pas l'objet d'un contrôle de la sécurité des installations à l'heure actuelle, une démarche volontaire auprès du Consuel pourrait être encouragée.

VII.3.2 - Secteur résidentiel individuel (hors ZNI)

Dans le résidentiel diffus, les profils de consommation et de production sont en général naturellement peu synchrones, et le taux d'autoconsommation naturelle au niveau du bâtiment peut être très variable en fonction, principalement, de la puissance de l'installation de production : pour des installations solaires de l'ordre du kWc (ou de puissance inférieure), le taux d'autoconsommation peut être élevé et l'installation peut être rentable grâce aux seules économies de factures ; pour des installations de plusieurs kWc (3 à 6), le taux d'autoconsommation est en général peu élevé (estimé aux alentours de 30 à 45 %). Dans ce dernier cas, les contraintes d'injection peuvent être importantes, et s'accompagnent rarement d'une baisse parallèle de la puissance soutirée du réseau.

Le groupe de travail s'est accordé sur la nécessité d'encadrer et d'accompagner le développement de l'autoconsommation / autoproduction sur ce segment en priorité sous l'angle des enjeux de sécurité. Ces enjeux recouvrent autant les questions de sécurité des biens et des personnes, liés à la connaissance et la déclaration des installations, que les aspects de qualité des offres proposées aux particuliers (risques liés à la mise sur le marché de produits défectueux ou mal dimensionnés par rapport aux besoins des particuliers ou à des pratiques parfois frauduleuses de vente et d'installation de panneaux photovoltaïques). Donner un statut aux particuliers autoconsommateurs / autoproducteurs devrait permettre de circonscrire l'ensemble de ces risques.

Ainsi, le groupe de travail préconise *a minima* pour ce secteur le respect des normes et des règles de l'art en vigueur en termes de sécurité, de construction, de conformité électrique des installations, de qualification des entreprises de conception/installation/maintenance ou encore d'assurabilité des installations. Il préconise en particulier l'obligation de déclaration des installations photovoltaïques et le respect des procédures de raccordement (avec ou sans proposition technique et financière selon la puissance des installations), y compris pour celles qui seraient raccordées en aval du point de livraison.

La définition et la mise en place d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation / autoproduction dans le secteur résidentiel individuel ne fait pas consensus au sein du groupe de travail. Trois cas semblent devoir être distingués :

- **le cas des petites installations de faible puissance**, situées sur les maisons individuelles, dont le dimensionnement permet *a priori* d'atteindre un taux d'autoconsommation élevé (nonobstant les périodes où les occupants sont absents) et dont la rentabilité repose principalement sur la facture économisée. Au regard de cette rentabilité, il ne semble pas nécessaire de mettre en place un système spécifique de rémunération complémentaire qui s'avèrerait de plus complexe à définir et difficile à appréhender pour les particuliers. **Pour ce**

type d'installations, le groupe de travail recommande la définition d'une prestation de service globale standardisée (éventuellement labellisée) qui ferait référence et qui couvrirait notamment les aspects de bon dimensionnement des installations, de leur qualité, de leur montage et maintenance ainsi que les exigences en termes de déclaration des installations. Les contours d'une telle prestation devront être définis en lien avec le CONSUEL, la profession et les représentants des particuliers et l'opportunité de prévoir des aides pour sa mise en œuvre étudiée ;

- **le cas des installations d'une puissance de l'ordre de quelques kWc** situées sur des bâtiments individuels dont la production peut plus facilement dépasser la consommation en journée. Dans ce cas, l'instauration d'un mode de soutien spécifique à l'autoconsommation / autoproduction ne fait pas consensus au sein du groupe de travail. Elle semble complexe compte tenu de la faible synchronisation des courbes de production et de consommation et de la diversité des situations possibles. Un dispositif de soutien de type « vente en totalité » de l'électricité produite (tel que le système d'obligation d'achat actuel) semble à court terme, notamment par sa simplicité, plus adapté.
- **le cas des installations de puissance plus importante situées sur des bâtiments collectifs. Ces derniers entrent alors dans le champ des « îlots urbains » et sont traités dans ce cadre.**

Ces propositions visent le court terme au regard des coûts actuels de production du photovoltaïque et des prix de vente TTC de l'électricité. Lorsque la « parité réseau » aura été atteinte pour ce secteur, des réflexions devront être engagées sur l'opportunité de maintenir les tarifs d'achat pour ces différentes catégories.

De plus, de manière générale, des réflexions sur les moyens de réduire les pointes d'injection et par conséquent de réduire les coûts de raccordement des installations pourraient être menées.

VII.3.3 - « Ilots urbains » : bâtiments collectifs, groupes de bâtiments ou quartiers

La notion d' « ilots urbains » recouvre un principe d'optimisation locale des quantités consommées ou injectées dans le réseau par une compensation des déficits de production et de consommation entre bâtiments situés à proximité (sorte d'autoconsommation à l'échelle d'un quartier).

La définition d'un dispositif de soutien de l'autoconsommation / autoproduction dans ces « îlots » nécessite des réflexions complémentaires.

En effet, au-delà des aspects contractuels et commerciaux qui devront être affinés, il est nécessaire de bien identifier les situations où de la valeur ajoutée est créée par rapport au simple effet du foisonnement des productions et des consommations entre sites (cf. points II.5.1 et III.2).

Deux types d'actions créant cette valeur ajoutée sont envisageables, aucune mesure précise associée n'ayant été étudiée dans le cadre de ce groupe de travail :

- des actions de planification visant à optimiser le dimensionnement des installations de production en fonction du réseau électrique et de la demande, qui sont à la main des pouvoirs publics ;
- des actions et initiatives qui font appel plus largement aux consommateurs et producteurs locaux et qui visent par le pilotage de l'offre et de la demande à optimiser localement les flux d'électricité en allant au-delà de ce que permet le simple foisonnement.

Une rémunération pourrait être prévue si de telles actions étaient entreprises et apportaient un bénéfice à la collectivité (réduction garantie dans la durée des pointes d'injection et/ou des pointes de soutirage au moment où la consommation est la plus forte au niveau du poste susceptible de retarder le besoin de renforcement de ce poste essentiellement). Cette rémunération devrait être définie en fonction des gains effectivement réalisés, nécessitant l'instruction et la mise en œuvre d'un dispositif de régulation s'assurant que le rapport coût / bénéfices pour la collectivité est positif. Ces gains pourraient être reversés à ceux qui ont permis de les dégager.

Quelles que soient les mesures précitées, la question de l'échelle de leur application devra être étudiée (aval d'un poste de livraison, aval d'un poste HTA/BT, quartiers, zones industrielles ou commerciales, territoire d'une collectivité ou d'un groupement de collectivité) dans la mesure où elle est un facteur indispensable d'optimisation locale du réseau par une mesure plus fine des consommations et d'intégration des énergies renouvelables.

Ces problématiques sont complexes et leur étude précise est nécessaire. **Des réflexions complémentaires pourraient être menées au travers d'une expérimentation (éventuellement l'expérimentation d'un service de flexibilité local sur des portions de réseau public de distribution d'électricité prévue par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte).**

Cette expérimentation viserait à identifier les conditions dans lesquelles un tel modèle permet d'optimiser les flux d'électricité à une échelle pertinente (bâtiment, groupe de bâtiments, quartier, etc.), tout en réduisant les contraintes d'injection et les puissances souscrites et en créant de la valeur ajoutée additionnelle pour la collectivité par rapport aux modèles actuels (notamment au simple foisonnement). Elle devrait également permettre de traiter les questions juridiques liées à ce modèle (alimentation des parties communes d'un bâtiment collectif, question de la location des locaux, etc.) et d'identifier quel acteur économique pourra s'engager sur les mesures susmentionnées d'amélioration de l'adéquation offre-demande et de réduction des coûts de réseau et sur leur pérennité.

VII.3.4 - Secteurs tertiaire et industriel

Les segments des activités tertiaires et industrielles (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) sont ceux où les profils de consommation et de production peuvent être les plus synchrones notamment grâce à des charges importantes pendant la journée (climatisation, bureautique, groupes froids, etc.) voire à des capacités de stockage liées à l'activité du site (frigorifique, chauffage, etc.), capables d'absorber la production photovoltaïque par exemple. Le soutien au développement de l'autoconsommation / autoproduction y paraît donc pertinent d'un point de vue énergétique et alors nécessaire sur le plan économique au regard des difficultés de rentabilité pour ces installations compte tenu des prix actuels de l'électricité et des tarifs réglementés de vente.

Ainsi, le dispositif de soutien qui pourrait être mis en place pour ce segment devra dans tous les cas comprendre une rémunération complémentaire, de type prime préférentiellement. Ce dispositif devra par ailleurs tenir compte de la diversité des acteurs de ces segments, qui peuvent globalement être divisés en deux groupes : les installations de puissance supérieure à 100 kWc et les installations de puissance inférieure à ce seuil.

Ce dispositif devra également intégrer des exigences techniques permettant d'assurer la sécurité des personnes et des biens et la réalisation d'ouvrages de qualité.

Installations de puissance supérieure à 100 kWc

Pour ces installations, le soutien à l'autoconsommation / autoproduction pourrait dans un premier temps prendre la forme d'une expérimentation sous la forme d'un appel à projets. Elle devrait permettre de tirer les enseignements de différentes solutions à tester et qui pourraient conduire à terme à faire évoluer le cadre réglementaire de soutien au photovoltaïque. Une telle expérimentation devra être facile d'accès (afin de permettre au plus grand nombre d'y participer) et prendre en compte concrètement les enjeux techniques de l'autoconsommation / autoproduction ainsi que ses enjeux financiers, juridiques, économiques, de faisabilité ou même technologiques. Les résultats de cet appel à projets et les enseignements tirés des projets soutenus pourraient permettre d'évaluer l'opportunité de pérenniser voire de généraliser un tel dispositif de soutien à l'ensemble de ce secteur et d'en affiner les modalités.

Un dispositif d'appel à projets dédié pourrait ainsi être privilégié pour ce segment, reposant sur un système de prime complémentaire de rémunération, qui prendrait la forme suivante :

$\text{Prime} = A \times \text{Quantité autoproduite} + B \times \text{Quantité injectée} - C \times P_m$

Dans ce dispositif, les coefficients A et B pourraient résulter de la mise en concurrence via l'appel à projets (d'autres critères de sélection pouvant être introduits), le coefficient B pouvant par ailleurs être fixé en fonction du coefficient A pour simplifier la procédure et défini de façon à minimiser les effets « anti-MDE » et les déplacements de consommation lorsque ceux-ci ne sont pas bénéfiques pour le système électrique global (cf. chapitre V).

Cette expérimentation pourrait également permettre d'évaluer le comportement des autoconsommateurs / autoproducteurs face aux signaux prix qui leur seront adressés, en associant le terme B à une rémunération complémentaire à la vente sur le marché des excédents de production.

Le coefficient C pourrait être fixé préalablement dans les dispositions de l'appel à projets, pour refléter par exemple, l'écart entre la participation de l'autoconsommateur / autoproducteur à son raccordement et les coûts complets de réseaux induits, au-delà de la simple liaison de raccordement ou même de son extension éventuelle. Un montant plus élevé pourrait également être envisagé pour mieux différencier et sélectionner les meilleurs projets en dissuadant de manière plus certaine ceux risquant d'induire des coûts de réseau importants. La prise en compte des enjeux de puissance à l'injection pourrait également s'effectuer via les mesures alternatives exposées au point VI.4. L'appel à projets pourrait ainsi permettre de les expérimenter pour en mesurer les bénéfices.

La durée des contrats qui résulteraient d'un tel appel à projets devrait tenir compte de l'évolution prévisible des prix de marché et des prix de vente de l'électricité et de la problématique du coût de financement des projets.

Installations de puissance inférieure à 100 kWc

Pour ces installations, un dispositif de soutien de l'autoconsommation / autoproduction sous la forme d'appel à projets ou d'appel d'offres a été jugé moins adapté. Pour ces installations, le dispositif de soutien se doit d'être facile à appréhender et à mettre en œuvre.

Un dispositif de soutien expérimental pourrait donc être instauré, pour un volume limité, via une prime complémentaire de rémunération dans le cadre de contrat d'achat sous la forme suivante :

$\text{Prime} = A \times Q \text{ autoproduite} + T \times Q \text{ injectée} [- C \times P_m]$

En fonction des résultats de cette expérimentation et de l'appel à projets qui pourraient être mené pour les installations de plus grande taille, les paramètres pourraient être affinés dans le cadre d'une éventuelle généralisation du dispositif.

Dans l'hypothèse où le terme C serait fixé à zéro, les enjeux de puissance injectée devraient alors être traités grâce à des mesures alternatives telles que celles détaillées au point VI.4.

A moyen terme, suivant les résultats de cette expérimentation, des réflexions devront également être engagées sur l'opportunité de maintenir les tarifs d'achat pour ces installations.

VII.3.5 - Zones non interconnectées (ZNI)

Les ZNI présentent des enjeux importants en termes de coûts de production et de flexibilité du système électrique, notamment au regard de la limite d'insertion de nouvelles capacités intermittentes par le seuil d'injection de 30 % de la puissance appelée à tout instant. Par conséquent, le soutien de l'autoconsommation / autoproduction est pertinent dans ces territoires, via un dispositif y alliant des mesures de flexibilité (stockage, mesures « MDE », etc.) permettant de répondre à ces enjeux.

Installations de puissance supérieure à 100 kWc hors résidentiel diffus

Le dispositif de soutien actuel à la filière photovoltaïque prévoit déjà actuellement des appels d'offres dans ces territoires pour les installations de puissance supérieure à 250 kWc. Ce dispositif pourrait être étendu à des lots spécifiques d'installations répondant au modèle d'autoconsommation / autoproduction à partir d'une puissance de 100 kWc, permettant une mise en œuvre rapide, et qui devraient permettre de soutenir le développement et la maturation de mesures de maîtrise de l'énergie (MDE) et de flexibilité du système électrique :

- obligation de coupler l'autoconsommation / autoproduction à des mesures de « MDE » telles que des chauffe-eaux solaires, stockage de froid, etc.) ;
- incitation au couplage d'une consommation au moment de la production photovoltaïque (véhicules électriques par exemple) ;
- amélioration et compétitivité des dispositifs de stockage ;
- mesures alternatives telles que celles mentionnées au point VI.4.

Pour ces installations, le dispositif de soutien pourrait prendre la forme d'une prime complémentaire de rémunération, dans le cadre de contrats d'achat, sous la forme suivante :

$\text{Prime} = A \times Q_{\text{autoproduite}} + B \times Q_{\text{injectée}} [- C \times P_m]$

Dans ce système, compte tenu des conditions complémentaires à l'autoconsommation /autoproduction mises en place (lissage ou stockage de la production, limitation de la puissance injectée, mesures de « MDE », etc.), le coefficient C pourrait être pris égal à 0 et le coefficient B pourrait être régulé et présenter une valeur faible, légèrement supérieure au coefficient A, avec un calage des coefficients permettant une rémunération normale des capitaux.

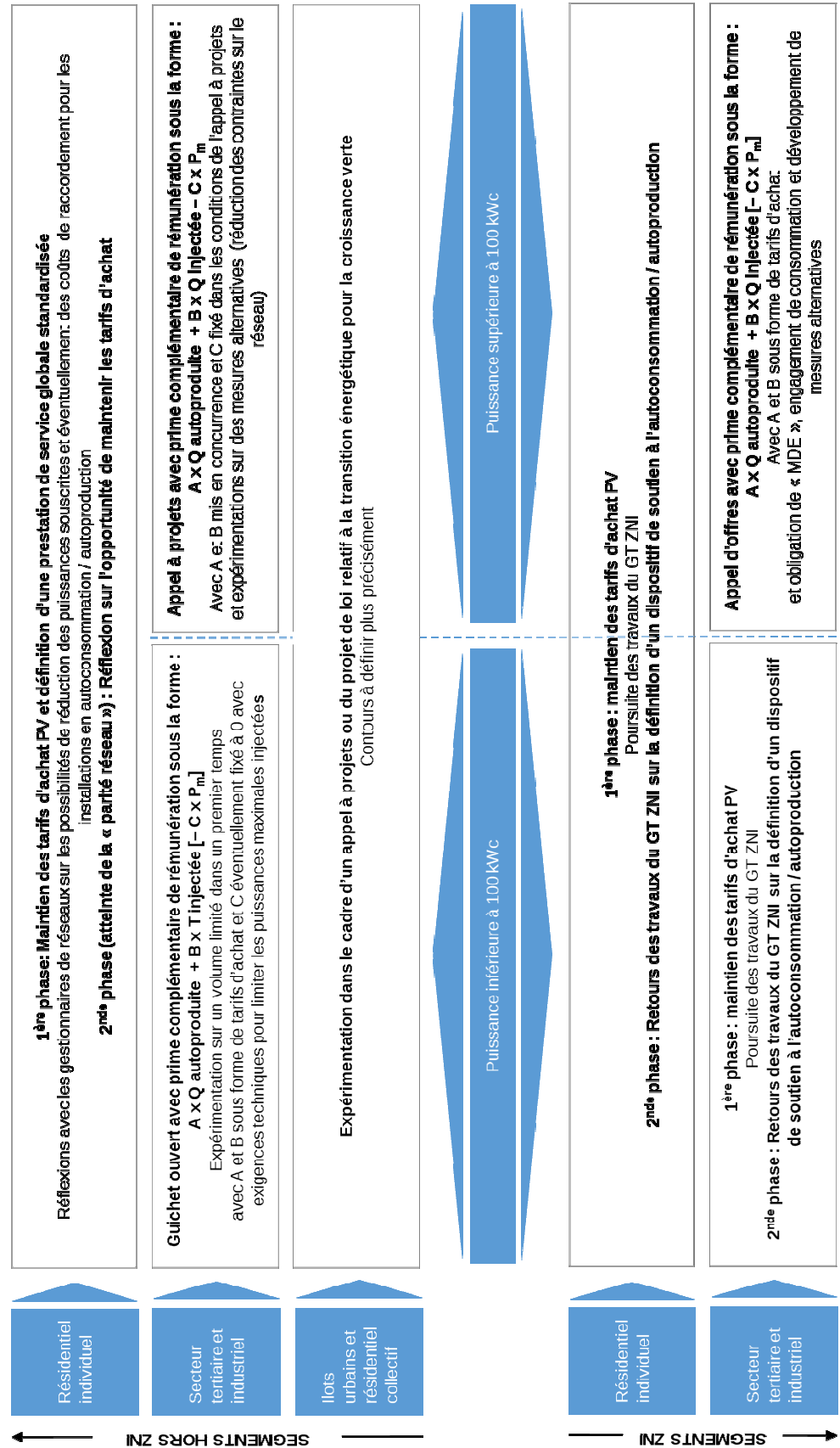
La durée des contrats qui résulteraient de tels appels d'offres devrait tenir compte de l'évolution prévisible des coûts de production et des prix de vente de l'électricité et de la problématique du coût de financement des projets. De plus, le dispositif devrait être conditionné à la mise à disposition du gestionnaire du système de services de flexibilité contribuant à sa stabilité.

Installations de puissance inférieure à 100 kWc et résidentiel diffus

Pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc, des réflexions complémentaires sur le mécanisme de soutien à mettre en place pour favoriser l'autoconsommation / autoproduction pourraient être menées au sein du groupe de travail ZNI. Les pistes de réflexion sont actuellement les suivantes :

- intégrer la dimension « maîtrise de l'énergie » dans le dispositif de soutien ;
- finaliser un cahier des charges technique avec EDF SEI (définition des services réseau, approfondissement des différents modèles technico-économiques : avec ou sans stockage, stockage centralisé ou décentralisé...) ;
- progresser dans l'analyse coûts/bénéfices collectifs avec l'analyse des coûts de production des mix par ZNI ;
- encadrer les initiatives locales d'autoconsommation / autoproduction pour préserver la sécurité des biens, des personnes et du système électrique ;
- trouver un mécanisme de maîtrise des volumes d'installations inférieures à 100 kWc éligibles au dispositif de soutien ;
- étendre les dispositions du d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie aux installations en autoconsommation / autoproduction.

VII.3.6 - Schéma récapitulatif du dispositif de soutien



VII.4 - Mise en œuvre du dispositif

Les expérimentations et dispositifs préconisés devront permettre de mesurer en situation réelle les enjeux et problématiques mis en exergue par le groupe de travail et d'évaluer les solutions effectives à mettre en place. A partir de ces éléments et suivant les besoins, des mesures « correctives » pourront être élaborées tant sur les aspects techniques qu'administratifs, juridiques et économiques.

De manière plus précise, les suites qui pourront être données aux travaux du groupe sont les suivantes.

- I. Concernant les installations photovoltaïques du secteur résidentiel diffus, les travaux ultérieurs qui seront menés devront porter sur :
 1. l'élaboration ou la révision/adaptation des prestations de référence, normes ou standards de qualité que les petites installations en autoconsommation /autoproduction devront respecter afin de répondre aux problématiques de sécurité des biens et des personnes, de qualité et de pérennité des ouvrages, d'assurabilité et de sûreté du système électrique ;
 2. le lancement de réflexions en lien avec les gestionnaires de réseaux, les représentants des particuliers et les représentants de la profession sur les bonnes pratiques à mettre en œuvre qui pourraient permettre aux particuliers de réduire leur puissance injectée et les coûts de raccordement de leurs installations ;
 3. le lancement de réflexions, lorsque la « parité réseau » sera atteinte pour ce segment, sur l'opportunité de maintenir les tarifs d'achat.
- II. Concernant les installations de puissance inférieure à 100 kVA hors secteur résidentiel, pour lesquelles le dispositif de soutien préconisé prendrait la forme d'une prime à l'autoconsommation / autoproduction, les travaux à mener devront porter sur l'élaboration de la réglementation et les exigences techniques associées à ce dispositif, sur le calage des paramètres A, B et C, le schéma de comptage associé, l'encadrement des pointes d'injection et sur le volume dédié. Ces réflexions pourront être menées d'ici fin 2014 dans le cadre d'un groupe de travail restreint associant l'administration, la profession, les gestionnaires de réseaux et l'acheteur obligé afin d'aboutir début 2015 à la mise en place de ce dispositif expérimental. De plus, à moyen terme, suivant les résultats de l'expérimentation et de l'atteinte de la « parité réseau » pour ce secteur, des réflexions pourront également être engagées sur l'opportunité de maintenir les tarifs d'achat pour ces installations.
- III. Concernant les installations de puissance supérieure à 100 kVA, et éventuellement les « îlots urbains » si ces derniers ne sont pas traités dans le cadre de l'expérimentation d'un service de flexibilité local sur des portions de réseau public de distribution d'électricité prévue par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, un dispositif d'appel à projets, lancé par l'Etat, éventuellement appuyé par l'ADEME est préconisé. Un groupe de travail pourrait être mis en place afin de définir d'ici la fin de l'année les conditions générales d'un tel appel à projets : segments, volumes, modalités de lancement, installations visées, dispositions techniques associées (dont le comptage et les traitements associés), méthode et critères de sélection des projets, critères qui seront suivis, etc. Cet appel à projet devrait également tenir compte des bonnes pratiques mises en œuvre au niveau régional et qui devraient être recensées.

Cet appel à projets devra prendre en compte la diversité des configurations qui pourront être rencontrées en termes de typologies d'installations (bâtiment collectif, groupement de bâtiments, échelle d'un quartier, zones industrielles, d'activités, etc.), de taille des installations et éventuellement d'implantation géographique. Il devra présenter un volume suffisamment important pour permettre une représentativité des projets qui seront retenus et un retour d'expérience enrichissant sans toutefois impacter le développement des installations qui ne seraient pas retenues dans cet appel à projets. Son calendrier de lancement sera à définir dans le cadre du groupe de travail susmentionné et devra *a priori* tenir compte de l'avancement de la mise en place de l'expérimentation prévue par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

- IV. Concernant les installations situées dans les ZNI, des réflexions pourront être engagées pour intégrer l'autoconsommation / autoproduction dans les cahiers des charges des prochains appels d'offres photovoltaïques pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc. Pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc, des réflexions complémentaires pourront être menées dans le cadre du GT ZNI et prendre en compte les recommandations du présent rapport.
- V. De manière plus générale, une réflexion sur l'opportunité de faire évoluer à moyen terme le modèle tarifaire du TURPE pourrait être engagée, sous l'égide de la Commission de régulation de l'énergie.

Annexes

[Annexe 1](#) : Composition du groupe de travail

[Annexe 2](#) : Programme de travail et thématiques abordées par le groupe de travail

[Annexe 3](#) : Contributions écrites des membres du groupe de travail

[Annexe 4](#) : Recommandations du groupe de travail ZNI

ANNEXE 1

COMPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL

Composition du groupe de travail

Représentants des pouvoirs publics

- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
- Commissariat général à la stratégie et à la prospective
- Commission de Régulation de l'Energie
- Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie – Direction générale de l'énergie et du climat
- Ministère des finances et des comptes publics et Ministère de l'économie, du redressement productif et du numérique - Direction générale du Trésor, Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services et Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes
- Ministère des Outre-Mer

Gestionnaires de réseaux et acheteurs obligés

- Association Nationale des Régies de service public et des Organismes constitués par les Collectivités locales – ANROC
- EDF – Direction de l'optimisation amont-aval trading et
- EDF Systèmes électriques insulaires
- ERDF
- Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité – FNSICAE
- RTE
- Union nationale des entreprises locales de l'électricité et du gaz – UNELEG

Acteurs de l'électricité et des énergies renouvelables

- ANODE
- CONSUEL
- EDF
- E.ON
- GDF Suez
- Office Franco-Allemand des Energies Renouvelables – OFAENR
- Saint Gobain
- Solaire Direct
- TOTAL
- Union Française de l'Electricité – UFE

Syndicats professionnels

- Association Française des Professionnels du Petit Éolien – AFPPE
- CLER
- ENERPLAN
- HESPUL

- France Hydro Electricité
- Groupement des métiers du photovoltaïque de la Fédération Française du Bâtiment – GMPV-FFB
- Groupement des Particuliers Producteurs d'Electricité Photovoltaïque – GPPEP
- Syndicat des Energies Renouvelables – SER
- Syndicat des Entreprises de génie électrique et climatique – SERCE
- Syndicat du petit éolien – SYPEO

Acteurs du stockage de l'électricité et de la gestion des systèmes électriques

- ALSTOM
- Association technique énergie environnement – ATEE
- Groupement des Industries de l'équipement électrique – GIMELEC
- SAFT
- Schneider Electric

Organismes de recherche

- Centre Scientifique et Technique du Bâtiment – CSTB
- Institut national de l'énergie solaire – INES

Pôles de compétitivité

- Capenergies
- DERBI

Acteurs du financement

- Banque Populaire Caisse d'Epargne – BCPE
- Banque Publique d'Investissement – BPI
- Caisse des dépôts et consignations
- Lumo France

Collectivités locales

- Association AMORCE
- Association des Régions de France – ARF
- Fédération nationale des collectivités concédantes et régies – FNCCR
- Réseau PURE AVENIR

ANNEXE 2

PROGRAMME DE TRAVAIL ET THEMATIQUES ABORDEES PAR LE GROUPE

Programme et thématiques du groupe de travail

Réunion du 7 décembre 2013 – Réunion de lancement

Réunion du 8 janvier 2014 – Autoconsommation / autoproduction et systèmes électriques : état des lieux, opportunités et défis

- Quelle définition de l'autoconsommation / autoproduction ?
- Opportunités et défis de l'autoconsommation / autoproduction pour le réseau électrique et le système électrique
- Impact du développement de l'autoconsommation / autoproduction et du stockage sur le pilotage du réseau et le système électrique (en puissance et en énergie)
- Cas spécifique de la Corse et des DOM
- Impact sur les coûts de réseau (analyse en puissance et en énergie) ? Sont-ils réduits, inchangés ou augmentés ?
- Quelles distinctions entre situation d'autoconsommation / autoproduction chez le particulier, dans le tertiaire, l'industriel et le local ?
- Conséquences du développement du stockage (résidentiel / tertiaire) sur le réseau électrique
- Comment maximiser le profil de consommation et celui de la production ?

Réunion du 22 janvier 2014 – Présentations des expériences étrangères

Réunion du 5 février 2014

1. Présentation de cas d'école de systèmes d'autoconsommation/autoproduction

2. Impact de l'autoconsommation/autoproduction sur le financement des taxes, de la CSPE et des réseaux

- Impact de l'autoconsommation / autoproduction sur l'assiette et le taux des prélèvements finançant le réseau (TURPE), les ENR (CSPE), les taxes locales, la participation aux services systèmes
- Transfert des coûts de réseau entre les autoconsommateurs/autoproducteurs et les autres – analyse puissance/énergie
- Comment financer les coûts du système électrique ?

Réunion du 19 février 2014 – Le stockage et de la maîtrise de l'énergie – Les enjeux en termes de R&D et d'innovation

- Les différentes technologies de stockage : présentation multicritère
 - o Technologies et service rendu
 - o Echelle : résidentiel, local, global
 - o Time-to-market
 - o Pertinence économique
 - o Les enjeux de R&D
- Présentations des expérimentations en cours : INES, Nice-Grid, ATEE
- Quel dimensionnement optimal pour les installations PV ?
 - o Intégration au bâtiment
 - o Problématiques de sécurité
 - o Modalités de mise en œuvre

Réunion du 5 mars 2014 – Réunion de point d'étape

Réunions du 19 mars 2014 et du 2 avril 2014 – Quel modèle économique pour l'autoconsommation/ autoproduction ?

- Le modèle économique actuel, en France et à l'étranger
- Impact des différents modes de soutien à l'autoconsommation / autoproduction (tarif d'achat, net metering, aucun soutien spécifique, etc.)
- Comment accompagner la transition avec le modèle actuel ?
- Quel modèle d'intégration au système électrique (services systèmes, stockage) ? - Analyse en puissance et en énergie
- Rappel de la clé de lecture : bâtiments résidentiels vs bâtiments tertiaires, industriels, voire groupe de bâtiments, systèmes locaux ?
- Quels modèles économiques pour réduire les besoins de développement du réseau électrique ? pour quelles applications (sites isolés ? sites disposant d'un stockage compétitif de type froid ou chaleur ?), pour quel segment de marché (résidentiel ou tertiaire) ? A quelle échéance ?
- Les initiatives des collectivités locales

Réunion du 16 avril 2014 – Quel cadre réglementaire et quel financement pour l'autoconsommation / autoproduction ?

- Problématique de la Gouvernance : articulation entre local, territorial, national et global
- Statut juridique et fiscal de l'autoconsommateur/autoproducteur : situation actuelle et évolutions nécessaires
- Problématiques assurantielles
- Problématiques liées à la sécurité
- Quelles évolutions réglementaires nécessaires ?*
- Question de la bancabilité, des risques et des coûts de gestion
- Le financement participatif

Réunion du 30 avril 2014 – Réunion consacrée au cas spécifique des ZNI

Réunion du 7 mai 2014 – Quel modèle économique pour l'autoconsommation/ autoproduction (suites) ?

Réunion du 28 mai 2014 – Modèle économique de l'autoconsommation / autoproduction et relecture du document de synthèse

Réunion du 9 juillet 2014 – Réunion de synthèse

ANNEXE 3

CONTRIBUTIONS DES MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

Contributions

- Association technique énergie environnement – ATEE
- Groupement des métiers du photovoltaïque de la Fédération Française du Bâtiment – GMPV-FFB
- Groupement des Particuliers Producteurs d'Electricité Photovoltaïque – GPPEP
- HESPUL
- Syndicat des énergies renouvelables
- Union Française de l'Electricité – UFE



**ATEE – Association technique énergie environnement
47, Avenue LAPLACE – 94117 ARCUEIL**

Janvier 2014

***Contribution du Club Cogénération de l'ATEE au
Groupe de travail « autoconsommation »
du Ministère de l'Ecologie, du Développement
Durable et de l'Energie
sur la filière « cogénération basse tension »***

Le groupe de travail « autoconsommation » qui a été lancé par le Ministère en charge de l'énergie en décembre 2013, s'inscrit dans les objectifs clairement assignés par les Pouvoirs publics en matière de systèmes énergétiques :

- maîtrise de la sécurité d'approvisionnement de la France,
- respect des impératifs européens du paquet Climat-Energie,
- maîtrise de la consommation d'énergie.

Dans ce contexte, il a pour objet de mener une réflexion technique sur les enjeux (en termes d'opportunités et de défis) de l'autoconsommation/autoproduction. Il s'agit également d'évaluer l'impact de l'autoconsommation/autoproduction sur les réseaux électriques.

La présente note représente la contribution du Club Cogénération de l'ATEE à cette réflexion.

Quel intérêt représente la cogénération raccordée en basse tension et fonctionnant en autoconsommation ?

On observe trois tendances fortes pour les systèmes énergétiques (chaleur/électricité) une **dynamique croissante de décentralisation**, qui permet (i) d'améliorer l'efficacité énergétique globale de ces systèmes par une production des énergies (chaleur, électricité) au plus près des consommateurs finals, (ii) de limiter les pertes de transport et (iii) de sécuriser l'approvisionnement électrique du consommateur. Cette dynamique se traduit notamment par la démultiplication du nombre de petits producteurs grâce au développement de micro systèmes autonomes : modules photovoltaïques, micro-éoliennes, micro-cogénération.

La seconde tendance correspond au déploiement de dispositifs interactifs incitant à une **réappropriation de la question énergétique par les consommateurs finals** via la mise en œuvre de réseaux de distribution intelligents.

La troisième et dernière tendance correspond à **un développement de nouveaux usages stationnaires de l'électricité** (en complément des usages mobiles), et ce dans les différents secteurs consommateurs : secteurs résidentiels collectifs et individuel, petite/moyenne industrie et tertiaire. En particulier, la France présente une croissance forte et atypique des usages thermosensibles : Le gradient de consommation est en effet passé de 1500 MW/°C en 1996 à 2400 MW/°C en 2013 (selon le dernier rapport publié par RTE le 23/01/2014), et continue de progresser avec le recours aux Pompes à chaleur.

Dans un contexte de fort déploiement des productions intermittentes renouvelables, ces trois tendances sont de nature à infléchir significativement la forme et les fonctionnalités des systèmes électriques de demain et à **favoriser des logiques d'autoconsommation** (part de la production d'énergie consommée par le site¹ où elle est produite), voire **d'autoproduction** (part de la consommation de l'énergie produite par le site, rapportée à la consommation totale du site).

Dans ce contexte, **les technologies de micro & mini cogénérations²** (dénommées « **cogénérations BT** (basse tension) » dans le reste du document) **représentent une**

¹ Le « site » consommateur et producteur peut représenter : un logement ou un ensemble de logements, des immeubles de bureaux, une PME, un bâtiment administratif, etc.

² Le segment des « **micro & mini cogénérations** », ou « **cogénérations basse tension** », se caractérise en France par d'une part son niveau de puissance électrique (inférieur à 36 kVA pour la micro-cogénération et entre 36 et 250 kVA pour la mini-cogénération), et d'autre part son niveau de tension de raccordement en basse tension (BTA ou BTB).

réponse adaptée à ces trois tendances, plus particulièrement lorsqu'elles sont opérées en logique d'autoconsommation.

En effet, ces technologies associent les qualités d'une chaudière individuelle ou collective performante à une production d'électricité totalement décentralisée, en apportant un triple³ bénéfice à la collectivité (et le consommateur final), sur les plans :

- Energétique, en réduisant les consommations de ressource primaire, la cogénération à haut rendement ($Ep > 10\%$) étant promue par la Commission européenne, notamment dans la Directive efficacité énergétique et la feuille de route de la DG TREN « Energy 2030 ». La production autoconsommée de l'électricité et de la chaleur sur le site consommateur permet de limiter au strict minimum les pertes de transport, de distribution et de transformation (pour l'électricité) de ces énergies ;
- Des réseaux électriques, en sécurisant l'alimentation électrique des consommateurs finals sur la boucle de distribution en contribuant de façon efficace à l'effacement de la pointe de consommation d'électricité avec une disponibilité élevée⁴ ;
- Economique, en réduisant les investissements dans les infrastructures électriques, gazières et les moyens de production de pointe avec la réduction des pertes réseaux et l'effacement de la pointe électrique.

Fort d'une filière professionnelle déjà présente en France, la cogénération basse tension (BT) se développe largement à l'étranger avec des technologies matures (cf. Annexe 2). Elle est source d'emplois non délocalisables dans ces pays, dans les différents domaines d'activités de la filière : R&D, formation, conception, installation et maintenance, fabrication des unités.

La France a fait un effort conséquent au cours des 17 dernières années pour structurer, faire émerger et maintenir une offre de cogénération de moyenne et grosses capacités (le parc compte à ce jour 4,5 GW électriques de cogénérations de 1 MW à 125 MW industrielles et climatiques, qui s'est développé à partir de 1997 pour un coût global d'environ 5 G€). Ce développement a été conduit dans la lignée des initiatives menées par nos voisins européens, comme la Grande Bretagne et les Pays Bas (plusieurs milliers d'unités en service dans ces deux pays) ou l'Allemagne (près de 30 000 unités de micro-cogénération installées).

Les produits ont largement prouvé leur faisabilité technique sur le marché Français, à l'issue de nombreuses opérations de démonstration initiées en 2010 par GrDF et l'ADEME, mais aussi plusieurs fournisseurs d'énergie, dans des conditions d'installation et d'exploitation comparables à celles de chaudières utilisant les mêmes combustibles. En effet, la plupart de ces acteurs commercialisent ou déploient également des chaudières individuelles et collectives, et disposent donc de réseaux d'installateurs et de SAV appropriés.

D'autres perspectives d'avenir s'ouvrent aujourd'hui à la cogénération, avec le recours au biométhane et aux huiles végétales dans les installations classiques, et le développement de nouvelles technologies comme la biomasse, ou les Piles à combustible.

3 On peut même prendre en compte un quatrième bénéfice, environnemental cette fois, lié au fait que la cogénération BT réduit significativement les émissions de GES en déplaçant les capacités de production de pointe par thermique à flamme (charbon, fioul, gaz), impact qui est amplifié par l'utilisation de cogénérations alimentées en biogaz, bois énergie ou huile végétale pure.

La cogénération pourrait à ce titre permettre à court terme de valoriser efficacement le surplus de production d'origine renouvelable, grâce à l'injection dans les réseaux de gaz de biométhane ou d'hydrogène produits à partir de ces énergies.

4 Cet avantage est conféré par le caractère thermosensible du parc de production d'électricité français, la cogénération étant pilotée par les besoins de chaleur du site, qui sont concomitants des périodes de forte demande électrique.

Technologies mises en œuvre et performances

Les différentes technologies de cogénérations BT couvrent toutes les plages de puissance et de rendements. Cinq principales technologies sont présentes sur le marché, à un degré plus ou moins grand de maturité, en partant des moteurs à combustion interne, très largement déployés depuis 50 ans, aux piles à combustibles dont le développement est actuellement surtout réalisé au Japon.

Le **Tableau 1** présente les principales caractéristiques des différentes technologies. On constate que les rendements de ces installations sont très élevés, ce qui fait de la micro-cogénération base Stirling la technologie actuelle de production combinée de chaleur et d'électricité la plus efficace.

Technologie	Moteur à combustion interne (MCI)	Moteur Stirling	Moteur Rankine	Turbines à combustible	Pile à combustible
Maturité	++++	+++	++	++++	+
Gamme de puissance en kW électrique dans la plage BT	2-250	1-35	1-35	1-250	1-250
Combustible	GN-biogaz- Huile végétale	GN-biogaz- bois	GN-biogaz- bois	GN-biogaz	
Rendement global sur PCI (Ep)	75-90% (10-20%)	95-98% (15-25%)	90-95% (10-23%)	75-90% (10- 20%)	85-90% (20-30% de η_{elec})
Prix (en k€/kW)	1,5-3	10-15	10-25	3-5	5-15

Tableau 1: Technologies de cogénérations BT

Pour plus d'informations, on se référera également à l'Annexe 2.

Conditions actuelles de soutien de la filière cogénération BT

Les mécanismes d'incitation actuels pour le déploiement des cogénérations basse tension reposent pour l'essentiel en France sur le mécanisme de l'obligation d'achat (tarif d'injection), complété par un crédit d'impôt de 15% pour les installations de moins de 3 kW.

Ce mécanisme est porté par deux contrats types.

- Le contrat petites installations pour la plage de puissance de 0 à 36 kVA (BTA), mis en œuvre en 2001 ;
- Le contrat C13 (ou l'avenant C01), actualisé en novembre 2013, est applicable aux cogénérations de puissances électriques inférieures à 12 MW, mais qui en pratique s'applique aux seules installations de plus de 250 kVA en raison des contraintes de comptage et de disponibilité qu'il impose.

NB : La rémunération du contrat « Petites installations », qui n'a pas été révisé depuis sa mise en œuvre en 2001, n'a jamais permis le développement d'un parc de micro-cogénérations car aucun premium n'est prévu par rapport aux tarifs de l'électricité.

Le : Modalités des mécanismes de soutien de la cogénération en France **Tableau 2** ci-après récapitule les conditions d'application et de rémunération de ces deux contrats d'achat.

Plage de puissance		< 36 kVA	36 kVA < P < 250 kVA
Mécanisme de soutien		Contrat d'achat petites installations (Pi)	Contrat d'achat C13 (et avenant C01)
Conditions de rémunération (rémunération de l'énergie en c€/kWh)	Injection totale	Oui (9 c€/HT/kWh) (1)	oui (~13 c€/kWh au 1/1/2014) (3)
	Autoconsommation (AC) avec revente du surplus	Oui (1) + effacement tarif TTC pour l'énergie autoconsommée (~12 c€/kWh en tarif bleu) (2)	oui revente au tarif (3) (suivant conditions)
	Autoconsommation sans revente du surplus	Oui (2)	Non
Durée de fonctionnement		2000-2500 heures	3623 heures (1/10 au 31/3) et suivant demande de chaleur en AC (<i>fonctionnement jours ouverts seuls possible</i>)
Engagement de disponibilité de puissance garantie pendant les "périodes d'appel" (et obligation d'Ep en %)		Non (5%)	Oui (10% ou 5% pour l'avenant C01)
Conditions de comptage		Compteur d'injection pour (1)	Compteur à courbe de charge

Tableau 2 : Modalités des mécanismes de soutien de la cogénération en France

Compte tenu du niveau des tarifs domestiques de l'électricité proposés en France (tarif bleu à environ 13 c€/kWh), **le modèle économique de l'autoconsommation n'est pas rentable** pour une installation qui consomme 60% de l'énergie produite pendant environ 2500 heures⁵.

La filière cogénération BT est naturellement adaptée à l'autoconsommation

L'autoconsommation est en effet totalement pertinente pour la cogénération basse tension, car les **unités sont toujours dimensionnées suivant le profil de besoins de chaleur**⁶.

Sauf cas particuliers (serristes, logements collectifs), la production combinée d'électricité est consommée par le bâtiment avec un taux d'autoconsommation élevé. Ce taux est d'autant plus élevé que le ratio Chaleur/Electricité est contractuellement supérieur à 50% (condition du contrat Pi).

La production simultanée d'électricité et de chaleur a particulièrement du sens en France en raison de la forte sensibilité thermique des consommations d'électricité : c'est quand il fait froid que le réseau électrique est le plus sollicité. La France est donc le pays où le service rendu par cette technologie se régule naturellement.

Notons également que les matériels sont désormais totalement compatibles avec le smart home : les installations se pilotent à distance, et même automatiquement en cas d'appel de puissance par le gestionnaire de réseau (RTE).

⁵ Ces valeurs ont été établies sur un parc de 40 micro-cogénérations de 1 kW électrique, implantées en résidentiel individuel.

⁶ Ce dimensionnement repose sur la courbe monotone des besoins de chaleur (puissances thermiques appelées versus nombre d'heures sur l'année), et est donc réalisé dans une logique d'autoconsommation intégrale de la chaleur produite par la machine, valorisée pour la production d'eau chaude sanitaire et les besoins de chauffage du site.

De plus, le surdimensionnement de ces installations n'est pas possible, car une telle situation conduirait à des gaspillages qui empêcheraient d'atteindre un seuil de 10% d'économies d'énergie primaire (5% actuellement imposés par le contrat Pi). Une logique d'autoproduction ne serait pas pertinente, pour ces mêmes raisons, car entraînant un surdimensionnement de la puissance thermique.

Notons également enfin que la mise en œuvre complémentaire d'un stockage de chaleur permet d'augmenter ce taux d'autoconsommation et de garantir un fonctionnement régulier et à pleine charge de la cogénération. Avec la mise en œuvre éventuelle de tarifs horo-saisonnalisés, ce stockage optimise même le pilotage de la cogénération en fonction du prix de l'électricité, indépendamment de la demande de chaleur qui peut alors être déstockée en période de forte demande.

Enfin, relever le taux d'autoconsommation par l'augmentation de la consommation totale du bâtiment serait contraire à la logique économique, car le coût marginal du kWh électrique autoconsommé reste supérieur à celui de l'électricité effacée.

Recommandations du Club Cogénération pour le déploiement des offres de cogénérations BT fonctionnant en autoconsommation

Recommandation n°1 : Dispositions tarifaires

Le Club Cogénération propose un enrichissement du contrat « Petites installations » pour tenir compte des bénéfices de ces technologies. Il s'agit de réviser ce contrat dans l'esprit des «*Guidelines on environmental and energy aid for 2014-2020*», cadre de cohérence Européen en matière d'aide aux énergies renouvelables.

Les conditions proposées de ce nouveau contrat « **C14_{BT}** » seraient les suivantes :

- Périmètre d'éligibilité :

- ✓ cogénérations raccordées en basse tension, englobant donc les mini-cogénérations de 36 à 250 kVA (qui pourraient également opter pour le contrat C13 lorsque la production peut être continue) ;
- ✓ exigence d'un niveau d'Ep > 10% suivant les conditions du contrat C13 ;
- ✓ exigence d'un taux d'autoconsommation > 50%.

- Rémunération décomposée en trois termes :

- ✓ **Rémunération de la Puissance garantie** identique à celle du contrat C13 (~160 €/kW), moyennant le respect d'un critère de disponibilité pendant les « périodes de disponibilité » suivant des conditions à définir ;
- ✓ **Rémunération de l'efficacité énergétique** identique à celle du contrat C13, donnée par la formule suivante : $13 \times (Ep - 10\%)$. Cette rémunération pourrait être relevée pour la plage de puissance 0-36 kVA et en cas d'utilisation d'un combustible renouvelable (bois, huiles végétales, biométhane).
- ✓ **Rémunération de l'énergie injectée en surplus au tarif bleu 6 kVA hors taxes** (comparable aux conditions du contrat Pi pour un consommateur au tarif équivalent).

Ces nouvelles conditions économiques seraient de nature à accompagner le lancement en France des offres cogénérations basse tension les plus compétitives, avec le nécessaire rééquilibrage de la rémunération actuelle du contrat petites installations par rapport au contrat C13, seulement appliqué à l'heure actuelle à quelques rares mini-cogénérations de plus de 200 kVA.

Il est souhaitable de maintenir pendant 5 années les crédits d'impôt pour les micro-cogénérations dont la puissance par logement est inférieure à 3 kW électriques, au titre des moyens permettant une production d'électricité et de chaleur à haut rendement. Une réactualisation annuelle pourrait être envisageable en fonction des statistiques de déploiements effectifs des matériels commercialisés l'année précédente.

Recommandation n° 3 : Aspects réglementaires en matière de raccordement et de mesure des performances

Pour toute micro ou mini-cogénération raccordée en autoconsommation avec revente éventuelle du surplus, il faut prévoir :

- **Pour les conditions de raccordement** : le raccordement d'une cogénération basse tension à la seule installation intérieure ne modifiant pas cette installation électrique, la visite de contrôle (CONSUEL) n'est pas réalisée. Des délais inférieurs à 3 mois - à compter de la date de la demande - doivent être respectés pour l'établissement de la convention d'exploitation entre le producteur et le distributeur (ErDF ou ELD), avec une mise en service anticipée possible de la chaudière pour les besoins de chauffage et d'ECS du bâtiment, à l'issue de la réception technique par l'exploitant. La réduction des coûts de raccordement doit être systématiquement recherchée, avec mise en concurrence en particulier des installateurs agréés par le gestionnaire de réseau. **Ces dispositions doivent être généralisées à la cogénération BT de puissance supérieure à 36 kVA**, dès lors qu'elles ne sont raccordées qu'à l'installation intérieure (cas de l'autoconsommation avec revente du surplus).
- **Pour la spécification de compteurs communicants électriques et leur gestion** : Il est nécessaire de disposer de plusieurs index tarifaires en natif et de plusieurs bornes d'injection/soutirage (avec plages horaires cumulant la production électrique cogénérée en période de disponibilité et hors périodes).

Il s'agit également de valoriser de manière différenciée les productions sur les sites multi-équipés (notamment dans la perspective d'une généralisation des bâtiments BEPOS après 2020).

Le comptage doit dans tous les cas permettre de mesurer la quantité d'électricité autoconsommée et celle qui est injectée. Comme la mesure de l'autoconsommation rend nécessaire l'implantation d'un comptage de l'électricité produite par la machine qui est raccordée à l'installation intérieure, il est nécessaire de faire évoluer la réglementation actuelle pour le respect du contrat en confiant à un opérateur indépendant la mesure de l'électricité produite in situ.

Il est proposé qu'une expertise soit menée sur ce point avec ErDF/ELD et EDF DOAAT, pour mettre en place une métrologie adaptée et garantissant à la fois (i) des conditions de gestion simple et rigoureuse du contrat d'achat par EDF-DOAAT, (ii) un comptage fiable par ErDF ou l'ELD concernée de la production d'électricité produite/exportée/autoconsommée et (iii) une réduction des frais de pose et de location de compteur(s) pour le producteur.

Dans le même temps, l'homologation par ErDF de dispositifs de comptage/cumul de l'électricité nette produite par la cogénération, incorporés aux unités de production et communicants, doit être privilégiée.

- **Pour le calcul de l'efficacité énergétique :**

- **pour les installations de moins de 36 kVA, il est proposé de procéder à des essais de performance en laboratoire agréé**, dans le cadre d'une homologation de type, afin de mesurer le niveau d'efficacité énergétique à charge nominale pour l'éligibilité de la cogénération au contrat C14_{BT} (soit $E_p > 10\%$).
- **Pour les mini-cogénérations**, il est proposé de **s'inspirer des conditions actuelles du contrat C13** en matière de mesure et de contrôle des performances de l'installation, qui doivent cependant être allégées.

Recommandation n°4 : Actions de R&D

Il s'agit d'amplifier et de dynamiser les programmes de R&D sur la filière, ciblés plus particulièrement sur les moteurs à combustion externe (Stirling, Rankine, Ericsson) et les piles à combustible, ainsi que les technologies hybrides (cogénération + solaire).

Ces programmes de R&D doivent de préférence être réalisés dans un cadre européen, d'une part parce que de nombreux pays (A, UK, NL, D) sont parvenus à un stade de R&D très avancé sur les moteurs et les PAC et pourraient tirer vers le haut une filière d'excellence européenne.

Enfin, le besoin de formation va croître rapidement avec le déploiement en France des différentes technologies, en matière de conception, d'exploitation et de maintenance des installations.

Annexe 1

Enjeux et atouts du développement

d'une filière cogénération basse tension en France

La politique énergétique de la France a pris depuis ces 5 dernières années une nouvelle inflexion que le Grenelle de l'Environnement a confortée, et se concrétise maintenant par des engagements, des textes législatifs et des mesures nouvelles. Cette politique réaffirme le socle de l'apport de l'énergie nucléaire tant pour la politique de sécurité énergétique que de la lutte contre les GES.

Elle vise également des objectifs ambitieux en termes d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables (ENR) dans la consommation finale (23% en 2020) et de réduction des GES. Ces développements doivent s'accompagner de la montée en puissance de filières industrielles nationales fortes tant sur le marché domestique qu'à l'exportation (nucléaire notamment mais aussi renouvelables et stockage d'énergies).

Dans un tel contexte, les atouts de la cogénération sont multiples :

Un quadruple bénéfice pour la collectivité : énergétique, environnemental, économique et sécurité d'approvisionnement en électricité

Concomitante aux périodes de forte consommation électrique où le parc thermique à flamme est fortement sollicité, la production saisonnière des cogénérations BT offre une réelle complémentarité avec la production centralisée peu carbonée en base (parc nucléaire et éolien).

Ainsi, ces machines apportent au réseau électrique un soutien saisonnier et journalier lors des pointes de consommation (vagues de froid par exemple, fortement consommatrices d'électricité en France du fait de la thermosensibilité élevée du parc de production électrique), s'inscrivant en droite ligne des propositions du rapport de MM. Sido et Poignant sur la pointe d'électricité du 1^{er} avril 2010 et des objectifs visés par la loi portant nouvelle organisation des marchés de l'électricité (loi NOME).

Bénéfice énergétique

La production combinée de chaleur et d'électricité se révèle toujours plus efficace que des productions séparées. La cogénération représente la technologie de production d'électricité par voie thermique de loin la plus efficace, car proche des lieux de consommations d'électricité et de chaleur et utilisant des technologies à haute efficacité.

De plus, la production distribuée permet de s'affranchir des pertes du réseau de transport et de distribution (allant jusqu'à 14% pour l'électricité autoconsommée), d'où un gain de 15 à 25% en énergie primaire par rapport aux meilleures technologies de chauffage disponibles (pompes à chaleur électrique et chaudières à condensation) et un appel au système centralisé électrique.

Cette solution constitue un levier pertinent pour respecter la réglementation thermique actuelle, tant en logement neuf qu'en logement existant, en raison de ses performances énergétiques.

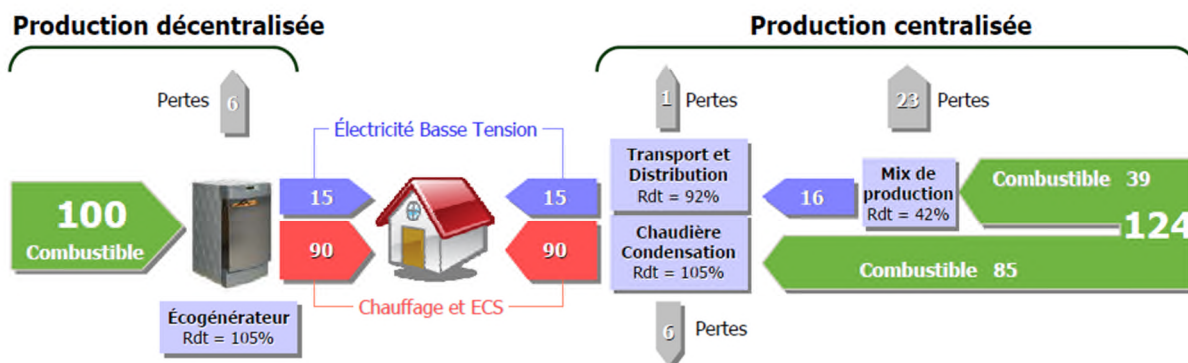


Tableau 3 : Comparaison des consommations d'énergie primaire entre une production décentralisée et une production centralisée.

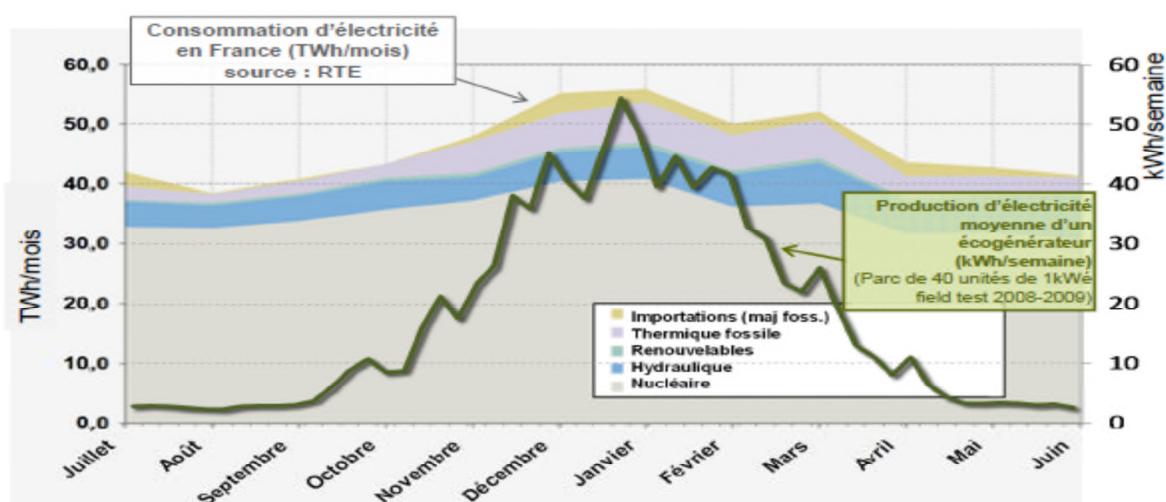
Un calcul détaillé d'économie d'énergie primaire réalisé par l'ATEE aboutit à une économie d'énergie primaire comprise entre **250 et 300 Tep** (tonnes équivalentes de pétrole) **par an** et par **MW électrique installé cogénérations BT**.

Bénéfice environnemental

Comme pour l'énergie primaire, les cogénérations BT **réduisent dans la même proportion** (15% à 25%) **les émissions de gaz à effet de serre par rapport aux meilleures technologies disponibles**, en effaçant majoritairement, pendant les périodes de forte demande en hiver, un parc thermique à flamme alimenté en combustibles fossiles gaz, fioul et charbon. Les autres impacts (acidification atmosphérique, eutrophisation des eaux...) sont également réduits.

Le développement de la cogénération BT en secteur résidentiel contribue fortement à l'amélioration du bilan environnemental, le bâtiment restant le plus gros émetteur de CO₂, avec un contenu carbone de 180 g/kWh électrique pour le chauffage des locaux. **En marginal, ce contenu peut atteindre 900 g** (données RTE/ADEME) ;

La figure suivante illustre concrètement la **concomitance entre la production électrique d'une cogénération et la pointe électrique hiver** pour un parc de cogénérations BT représentatif (les mesures ont été réalisées sur un parc de 40 unités suivies en 2008 et 2009 par le Centre de recherches de GDF SUEZ).



Ce graphique illustre le fait que les cogénérations BT déplacent majoritairement des centrales thermiques à flamme sollicitées pour la production électrique marginale en hiver.

Bénéfice économique

Le coût d'investissement cible pour les cogénérations BT est variable car il dépend fortement du type de technologie concernée, de la nature du combustible utilisé (et de son tarif d'achat) et du secteur d'implantation (résidentiel collectif ou individuel).

Par exemple, pour les micro-cogénérations individuelles alimentées au gaz naturel (on parle également « d'écogénérateur »), ce coût d'objectif se situera entre le coût d'une chaudière à condensation et celui d'une pompe à chaleur électrique de puissances thermiques équivalentes. Pour les marchés visés – la construction neuve ou la rénovation haut de gamme (voir plus loin) – le coût d'investissement du produit doit être comparé à celui d'autres systèmes aboutissant à la même réduction de consommation, correspondant souvent à un couplage de plusieurs solutions ou à l'association d'un traitement poussé du bâti et d'un générateur performant.

Une indication sur les coûts des Capex (investissements) et Opex (charges d'exploitation fixes et variables) pour les différentes technologies est donnée en **Annexe 2**.

Comparé à ce coût supporté pour les filières de cogénérations BT, le bénéfice économique pour la collectivité est important : production d'électricité de pointe à très haut rendement grâce à la valorisation de la chaleur in situ, optimisation des infrastructures gazières dont l'investissement a déjà été consenti, baisse des besoins de renforcement des infrastructures électriques (lignes, câbles, transformateurs de distribution publique, postes sources...), notamment dans les zones rurales non desservies par les énergies de réseau.

Le bénéfice est de plus particulièrement important pour des régions dont les infrastructures électriques sont fragiles comme la Bretagne ou la région PACA (Provence Alpes Côte d'Azur), voire dans les ZNI (Zones non interconnectées) avec la mise en œuvre de cogénérations utilisant des sources ENR (granulés bois en particulier, biogaz, huiles végétales pures, couplage avec une cogénération du solaire thermique ou du solaire PV).

Bénéfice en termes de sécurité et qualité de fonctionnement des réseaux

La cogénération BT contribue, en raison de sa production très décentralisée proche du consommateur final, à sécuriser les approvisionnements des réseaux de distribution d'électricité.

De plus, les cogénérations largement implantées dans le tissu local contribueront efficacement à la gestion active des réseaux intelligents (*cf. travaux ADEME-GrDF-RTE-Armines sur l'effacement électrique à partir de technologie gaz, dont l'écogénérateur*).

Un produit performant, largement fiable et maîtrisé

Les technologies de cogénération BT sont multiples et ont été développées par de nombreux constructeurs. Le tableau de l'Annexe 2 présente les matériels en développement ou en cours de commercialisation, ainsi que leurs caractéristiques principales et leurs coûts indicatifs (CAPEX & OPEX).

Perspectives de développement de la cogénération BT – Les actions de R&D à promouvoir

Parmi les moteurs à combustion externe, le renouveau des machines à vapeur alternative est en cours pour les petites puissances : des recherches existent, tant en France qu'en Italie.

En micro-cogénération, par ailleurs très délocalisée, la cogénération solaire n'est pas exclue. Elle peut même revêtir 2 formes, la cogénération thermo-mécano-électrique, puis la cogénération photovoltaïque. Des recherches sont en cours dans ces 2 directions. Une autre association prometteuse pourrait être la cogénération avec le convertisseur chimio-électrique Pile à Combustible (PACo) : de nombreuses expérimentations en site et en laboratoire existent dans ce domaine, mais de nombreux progrès restent à réaliser avant une utilisation à grande échelle.

Si les mini-turbines sont déjà largement développées et performantes, on commence à voir apparaître des micro-cogénérations à base de micro-turbines, dont la R&D porte surtout sur l'amélioration des performances thermodynamiques en les opérant à haute température grâce à l'emploi de matériaux céramiques et d'échangeurs de chaleur à haute efficacité⁷.

Les gains pour la France

Compétitivité industrielle, croissante et emplois préservés et nouveaux

Utilisant les fondamentaux d'une chaudière individuelle consommant le même combustible, la cogénération BT s'appuie sur des filières gaz, fioul, bois énergie, HVP (Huile Végétale Pure) déjà présentes en France : Constructeurs (une cinquantaine d'entreprises, 20 000 emplois directs, 3 milliards d'euros HT de CA environ), sociétés d'installation et de maintenance (~50 000 entreprises), filière gazière, filière fioul, filière biomasse (bois énergie), filière huiles végétales pures, filière biogaz.

Elle offre ainsi la possibilité à ces acteurs de continuer à proposer des solutions techniques performantes capables de répondre aux défis environnementaux de demain, et de gagner en compétitivité dans un contexte fortement concurrentiel, dans un domaine marqué par la présence de nombreux leaders internationaux : Allemagne pour les chaudières, Europe (GB, D, NL) pour les moteurs Stirling, Japon pour les piles à combustible et les moteurs à combustion interne, etc.

Ces constats accentuent le violent contraste occasionné par le très faible développement en France de la cogénération BT, à l'exception des actions de R&D menée sur les moteurs à combustion externe dans le cadre de projets développés par le CNRS et d'autres laboratoires de renom (projet CETI par exemple) et de la présence de quelques constructeurs français soucieux de déployer des micro-cogénérations dès 2012 (Baxi France, Vaillant, De Dietrich France et Viessmann pour le marketing, la distribution de l'écogénérateur et la formation des professionnels⁸...).

L'agence nationale de la recherche a lancé un nouveau programme SEED (Systèmes énergétiques efficaces et décarbonés) qui déploie un axe de recherche sur la micro-cogénération.

Les produits basés sur la technologie Stirling existent d'ores et déjà et leur production et leur commercialisation à grande échelle ont débuté en 2012. En terme de R&D, des perspectives d'évolution sont identifiées avec le passage dans les 5 à 10 ans à la technologie pile à

⁷ On peut signaler à ce sujet l'existence du projet AGATCO (« advanced gas turbine for cogeneration ») : ce projet a été déposé dans le cadre d'un appel à projet ANR portant sur les systèmes énergétiques efficaces décarbonés (SEED) et a pour objet le développement d'une micro-turbine céramisée développant 2,5 kW électriques et fonctionnant à haute température (1350°C), avec un objectif de rendement porté à 30%.

⁸ La société Exoès, jeune startup basée à Bordeaux, qui se préparait à déployer en France une micro-cogénération innovante alimentée aux granulés bois, a décidé de reporter ce développement compte tenu du contexte français peu porteur de la micro-cogénération.

combustible, identifiée comme un « domaine prioritaire » de l'efficacité énergétique (Stratégie nationale sur la recherche dans le domaine de l'énergie - DGEMP 2007).

Aspects environnementaux : Contribution à la croissance des ENR et à la réduction des émissions de CO₂

Le club cogénération a évalué l'impact des installations de cogénérations BT sur la réduction des émissions de CO₂, et les a évaluées entre **1 et 1,4 tonnes de CO₂** par MW électrique installé. La simulation compare dans le détail les émissions de CO₂ rapportées aux cogénérations BT à celles des parcs électrique (*mix moyen de production électrique français*) et thermique (*meilleures technologies de chaudières substituées et utilisant le même combustible*) pour des productions équivalentes d'électricité et de chaleur alimentant le consommateur final.

Dans ces conditions, **la réduction spécifique des émissions de CO₂ est portée en moyenne à 0,50 tonnes CO₂/MWh électrique produit**, bilan optimisé par l'impact des cogénérations EnR mentionnées précédemment, qui déplacent dans les mêmes conditions des tranches de production thermique à flamme en périodes de pointe et semi pointe hiver.

Réduction des investissements réseaux / sécurisation du système électrique

La production d'électricité des cogénérations BT, par définition « climatiques », est directement liée au besoin thermique du bâtiment, et donc aux températures moyennes hivernales. Comme la température est le critère dimensionnant de la sécurité du réseau électrique en hiver (rappelons qu'une chute de température de 1°C nécessite une augmentation de production et/ou de transit d'électricité de 2 400 MW), la cogénération BT contribue à la sécurisation du système électrique en produisant à pleine charge pendant les périodes de forte consommation d'électricité.

Cette technologie est donc particulièrement intéressante dans les régions où le déséquilibre production-consommation entraîne une saturation des capacités de transit des réseaux électriques nationaux et régionaux de RTE comme en région Bretagne ou en PACA. Comme mentionné précédemment, la mise en œuvre dans les ZNI (Zones non interconnectées) de cogénérations BT utilisant du biogaz, du solaire ou de la biomasse, sera pour cette raison particulièrement recommandée.

La concomitance de la production des cogénérations BT avec les pointes de consommation électrique permet une consommation locale et optimisée de l'électricité produite. Les cogénérations ne font pas subir aux réseaux de distribution de contraintes de congestion en heures creuses (contrairement à d'autres types de production décentralisée d'électricité), et peuvent garantir leur puissance pendant les périodes de pointe avec de multiples avantages : Pas d'impact sur la tenue du plan de tension, pas de création d'harmoniques de fréquence, une sécurité de découplage intégrée...

Les résultats des expérimentations au Royaume-Uni ou en région Rhône-Alpes confirment une baisse de l'ordre de 20% de la puissance unitaire appelée au poste source, ce qui permet d'éviter, de réduire ou de reporter les investissements pour les renforcements des ouvrages destinés à pallier la hausse des consommations sur les réseaux basse tension. Cette externalité positive n'est pas chiffrée dans le contrat « petites installations ».

Une évaluation des économies réseaux doit également prendre en compte des pertes réseaux évitées, qui ont été établies par la Directive cogénération respectivement à 7,5% et 14% pour l'électricité injectée localement et celle autoconsommée (voir Tableau 4)

Facteurs de correction au titre des pertes évitées sur le réseau en vue de l'application des valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée d'électricité (au sens de l'article 3, paragraphe 2)

Tension	Pour l'électricité exportée vers le réseau	Pour l'électricité consommée sur place
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Tableau 4 : Annexe IV de la Décision de la commission du 19/12/2011 - rendements de référence

En prenant en compte un taux de 7,5%⁹ de pertes évitées, sans même intégrer l'autoconsommation effective mais non comptabilisée, les pertes évitées peuvent être chiffrées à près de 200 MWh par an et par MW installé de cogénérations (soit une économie d'environ 12 k€ par an pour RTE).

Pour 1 MW de cogénérations BT, on peut également estimer à près de 60 k€ les investissements évités à la collectivité et aux opérateurs pour la réalisation de centrales de pointe.

Il faut cependant noter que l'impact positif de la cogénération sur les économies réalisées sur les réseaux électriques (réduction ou report des investissements réseaux), reste délicat à évaluer, alors que le prix très élevé du KWh défaillant devrait également être pris en compte.

De plus, par rapport à des solutions de production de chaleur centralisée, les cogénérations raccordées en BT permettent de s'affranchir des pertes de distribution de chaleur des réseaux de chaleur de grosse puissance (15 à 20% de pertes estimées sur les réseaux de chaleur français).

Les conditions actuelles du déploiement des cogénérations BT en France. Une première étape de démonstration

Le Club Cogénération accompagne les actions de ses membres, tous acteurs de la filière (GDF SUEZ, GrDF, Constructeurs et distributeurs de matériels de micro ou mini cogénérations, etc.) afin de créer un environnement socio-économique plus favorable au déploiement de cette filière sur le marché français.

Une première étape a été réalisée pour l'écogénérateur à travers la réalisation de tests en laboratoire et sur le terrain. On peut noter que l'ADEME et GrDF se sont associés au travers d'un accord-cadre pour l'instrumentation et le suivi de près de 50 sites pilotes équipés d'écogénérateurs et ont tiré des conclusions positives de cette première expérimentation de différents produits. Le calendrier des campagnes d'expérimentation a pu globalement être respecté.

⁹ En effet, nous prévoyons un raccordement direct des unités de micro-cogénération au réseau de distribution compte tenu de la structure tarifaire proposée, imposant la revente totale.

De plus, ces opérations de démonstration ont permis de tester la solidité et la réactivité des équipes de maintenance, tout en éprouvant les conditions de raccordement avec ErDF, dont les retours sont jugés globalement positifs par les installateurs.

Ces filières sont donc fin prêtes à être déployées en termes de systèmes et de services associés.

Cependant, nous rappelons que les conditions économiques de ce déploiement ne sont pas encore réunies, compte tenu du niveau insuffisant du mécanisme actuel de soutien, constitué par le crédit d'impôt pour certaines filières seulement (gaz), et un contrat d'obligation d'achat (contrat dit « petites installations »).

Pour la cogénération BT alimentée en bois-énergie, le coût plus élevé de ces technologies impose de bonifier plus encore les incitations au développement. En contrepartie, le potentiel de réduction de ce coût en valeur absolue est également plus important.

Annexe 2 : Caractéristiques des différentes technologies cogénérations basse tension (micro & mini cogénérations) et constructeurs associés

	MCI	Stirling	Rankine	PAC
Maturité	++++	+++	++	+
Puissance électrique	1 kW à 36 kVA	1-5 kW	3-50 kW	1-200 kW
Rendement global (PCI)	75 à 90%	>105%	100%	85-90%
Ratio E/C	1/3 ou 1/2	1/8 à 1/5	1/10 à 1/8	1/2 à 3
Forces/Faiblesses	- Bon marché (produit auto-dérivé). - Non instantané. - Plus de maintenance que les moteurs à combustion externe.	S'intègre très bien dans une chaudière. Compact. Rendement sur PCI élevé. Maintenance réduite. Faible puissance.	Bonne polyvalence combustible. Large gammes de puissances. Coût des machines actuellement élevé (bien que les moteurs Rankine soient en théorie moins coûteux que les Stirling. Rendement légèrement plus faible que ceux du Stirling (12%)	Ratio E/C intéressant. Silencieux. Durée de vie limitée du cœur de pile.
Constructeurs micro-cogénérateurs gaz (ou H ₂ pour les PAC)	- Sénertec (D) - Ecogen (SP) (7,5 à 237 kWe) - CogenCo (B) (30 à 250 kW) - Viessmann (D) (18 à 400 kWe) - Honda (JPN) - Yanmar (JPN) (5-25 kWe) 2G (D) (25 à 50 kW)	- Remeha - De Dietrich (D) (1 kWe/28 kWth) – 2011 - Baxi (F) (Chappée, Ideal Standard) (1 kWe/27 kWth) – 2011/2012 - Vaillant (D) (1 kWe/28 kWth) – 2011/2012 - MTS (D) (1 kWe/28 kWth) – 2011/2012 - Viessman(D) (1 kWe/24 kWth) – 2011/2012 - Budérus (D) (1 kWe/24 kWth) - 2012		- Viessmann - Bosch - Baxi/Innotech - Hexis - Vaillant - SOFC Power - Héliion - PaxiTech - Axane (Air Liquide)
Constructeurs micro-cogénérations bois (pellets)		- Sunmachine (D) (3 kWe) - Mawera (AUT) (35kW) - Stirling Power (AUT) (1 kWe/15 kWth) - Hoval (D) 1 kWe	ÖkoFEN (D) (1 kWe)	
Prix estimatifs (valeur 2010) en €/kW	2000-3000	5000-15000	10000-25000	5000-15000
Coût de maintenance en c€/kWh	0,8-2	0,35-1,7	Non connu	0,2-0,4

Annexe 3 : Volet formation et information

L'intérêt de la formation

Pour le bon déploiement d'une technologie, la formation et l'information sont des aspects prioritaires à mettre en place. Elles permettent aux clients finaux comme aux professionnels du secteur de connaître le produit, son utilité et son intérêt.

Aujourd'hui, beaucoup de gens connaissent la fonction d'une éolienne ou d'un panneau solaire, mais très peu savent ce qu'est un cogénérateur et son principe de fonctionnement. Cette situation vaut aussi bien pour le grand public que pour les professionnels (installateurs : artisans, donneurs d'ordre : architecte, bureau d'études) et pour les décideurs politiques sur le plan technique, environnemental et économique.

La bonne installation d'un produit permet de véhiculer une image « vertueuse » de la technologie. Le contraire est rapidement désastreux.

Structure présente et future

Aujourd'hui les constructeurs forment eux même leurs installateurs dans leur réseau de connaissances. Certains constructeurs vont même sur les chantiers accompagner l'installateur, si ce n'est pas les constructeurs eux même qui se déplacent pour réaliser l'installation.

Hormis les formations proposées par les constructeurs, il existe aussi des organismes de formation qui en proposent (~5). Au niveau des universités et écoles d'ingénieur en passant par les IUT, on remarque ces deux dernières années un engouement pour la cogénération raccordée en basse tension. Les filières énergie et thermique intègrent ce programme à leur cursus. Beaucoup d'entre elles s'équipent de micro/mini-cogénérateurs (moteurs gaz, bois - pile à combustible) afin de réaliser des travaux pratiques et de la recherche. Ce dernier secteur reste d'ailleurs assez actif en France.

En termes de compétences, la France possède le potentiel et le savoir-faire requis. Les premières formations dans le secteur ont été réalisées à travers des partenariats ou des collaborations avec nos voisins allemands, belges, autrichiens,... lors d'installations de démonstration, et chez des précurseurs. Nous avons donc en France les compétences et le potentiel pour bien développer cette filière.

Il existe des sites internet français de vulgarisation pour le grand public de cette technologie. On retrouve par exemple celui de GDF SUEZ ou de www.microcogeneration.info/.

L'intérêt économique de ce secteur

Le développement d'une « nouvelle » technologie crée nécessairement de l'emploi. Dans un contexte de crise, l'innovation et la diversification des offres restent un moyen pérenne de se développer.

Avec l'intégration des micro-cogénérateurs dans la réglementation thermique 2012, de plus en plus de monde commence à s'intéresser à cette technologie.

Dans un premier temps, il n'y aura pas de création d'un nouveau métier d'installateur de micro-cogénérateur mais plutôt une diversification des connaissances des chauffagistes. En effet, bien qu'un micro-cogénérateur ne soit pas une chaudière, cela s'en rapproche. Il y aura donc amélioration des compétences des employés. Cela permet d'avoir une main d'œuvre qualifiée à

valeur ajoutée dans un contexte international où les pays européens, dont la France, sont reconnus pour la qualité et leur savoir-faire.

On peut citer comme exemples des entreprises françaises qui proposent des formations pour des cogénérateurs à des clients de pays étrangers tel qu'en Afrique et au Moyen-Orient.

En France, le développement de la filière va créer des emplois dans les secteurs annexes à l'installation, à proprement dite, comme le commercial, la formation, l'ingénierie, l'entretien/maintenance et l'assurance.

Proposition

Pour favoriser le bon développement de la filière, il est essentiel d'avoir une formation labellisée qui permette à l'installateur de connaître les règles de base d'une installation de cogénération raccordée en basse tension réussie, des points de vue technique et sécurité. L'objectif est de ne pas avoir des installateurs improvisés « spécialistes » dans le domaine. Une contrainte de formation parmi les exigences auprès des compagnies d'assurances ou pour l'obtention par le client du crédit d'impôt pourrait permettre d'atteindre cet objectif.

L'entreprise du bâtiment
au centre de l'acte de construire

**CRÉONS ENSEMBLE
LES MÉTIERS DE DEMAIN**

Contribution du GMPV-FFB

*L'autoconsommation
de l'électricité photovoltaïque
dans le bâtiment*

Mai 2014

Groupe de travail
mené par la Direction
Générale de l'Energie
et du Climat (DGEC)
sur l'autoconsommation
de l'électricité
d'origine renouvelable



Groupement des métiers du photovoltaïque de la Fédération Française du Bâtiment

Préambule

Cette contribution vise à rappeler le rôle central des entreprises de bâtiment dans la conception, mise en œuvre et maintenance des installations photovoltaïques.

L'entreprise de bâtiment doit demeurer à sa juste place, au centre de l'acte de construire et de rénover. La compétence technique des entreprises de bâtiment est l'assurance de réaliser des ouvrages solides et étanches, dont la performance est éprouvée et mesurée dans le temps.

Le GMPV-FFB, acteur incontournable auprès des pouvoirs publics, est l'instance nationale qui porte la voix de ces professionnels au sein de la Fédération Française du Bâtiment. Ce groupement représente près de 20 000 entreprises de bâtiment aptes à aborder de manière transversale les spécificités du photovoltaïque dans le bâtiment de par leurs compétences métiers.

Le GMPV-FFB est l'Union nationale d'expertise technique dédiée aux métiers du photovoltaïque dans le bâtiment.

Les atouts du passage de l'enveloppe passive à l'enveloppe active du bâtiment, sont majeurs et créateurs de valeur ajoutée pour les entreprises françaises. Les matériaux de construction multifonctionnels combinent matériaux traditionnels et production d'énergie, l'enveloppe du bâtiment devient alors « active ». Le photovoltaïque dans le bâtiment est créateur d'innovation, outil de valorisation patrimoniale et générateur d'emplois. Il s'intègre dans l'architecture des bâtiments et améliore leur performance énergétique.

La combinaison de l'incitation réglementaire induite par la Réglementation Thermique 2020 (RT 2020) et de la compétitivité de l'électricité photovoltaïque, conduit à un développement croissant de l'autoconsommation du photovoltaïque dans le bâtiment.

La réglementation thermique est un moteur du développement du photovoltaïque dans le bâtiment.

Face aux enjeux de la transition énergétique, **la compétence technique est un passage obligatoire vers l'autoconsommation du photovoltaïque dans le bâtiment.** Le respect des règles de l'art de la construction ainsi que les règles techniques spécifiques au photovoltaïque dans le bâtiment est essentiel afin d'assurer la réalisation d'ouvrages de qualité, pérennes dans le temps, et assurant la sécurité des biens et des personnes.

Afin de sécuriser le modèle de l'autoconsommation dans le bâtiment, le GMPV-FFB plaide en faveur d'**une prime à l'autoconsommation assujettie à la mise en œuvre par les entreprises de bâtiment.**

Le GMPV-FFB **porte des propositions concrètes en faveur de l'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque dans le bâtiment** au service de la qualité des ouvrages.

Sommaire

❖ L'entreprise de bâtiment.....	4
❖ Le GMPV-FFB.....	6
❖ L'enveloppe active du bâtiment.....	9
❖ La réglementation thermique.....	10
❖ La compétence technique.....	11
❖ Une prime à l'autoconsommation	16
❖ Les propositions du GMPV-FFB.....	18
❖ Annexe 1: Les relais de croissance pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment.....	20
❖ Annexe 2: Photovoltaïque dans le bâtiment : les signes de qualité.....	21

L'entreprise de bâtiment

Au centre de l'acte de construire et de rénover

Le bâtiment est un domaine spécifique, formé et structuré. Les entreprises de bâtiment ont comme dénominateur commun les spécificités du bâti avant même de parler de photovoltaïque:

- En termes de transmission de l'expérience et du savoir-faire acquis au fil des années et au fil des chantiers réalisés
- En termes d'apprentissage (des formations spécifiques).
- En termes de pratique (des femmes et des hommes de méthode, travaillant avec des références, des documents techniques unifiés – DTU -, des règles professionnelles, des normes voire des réglementations).
- En termes de signes de qualité (QUALIBAT, QUALIFELEC, QualiPV).
- En termes d'assurance : en particulier, tout équipement lié ou fixé au bâti doit être couvert par une garantie décennale quand il participe au clos et au couvert.

La maîtrise et le respect des règles de l'art de la construction relèvent de la compétence et du savoir faire des professionnels du bâtiment.

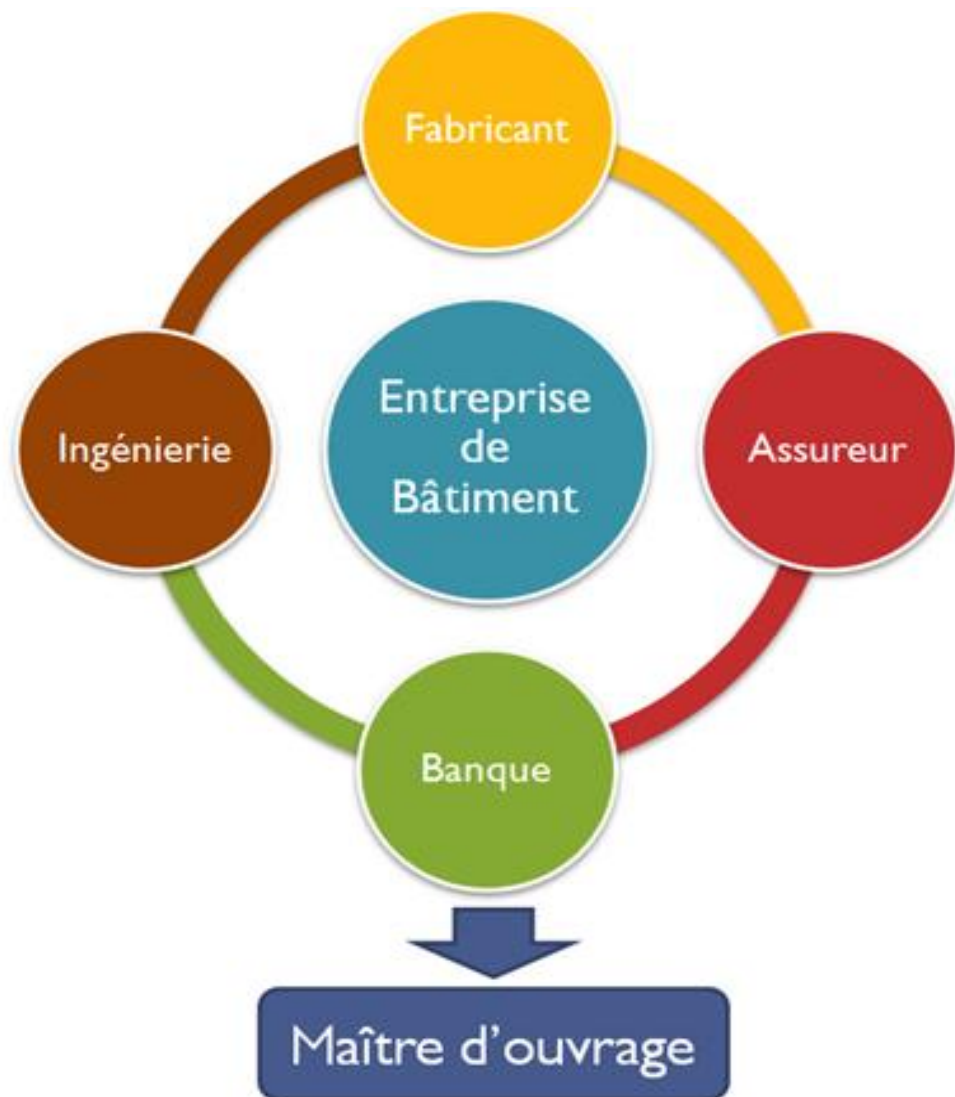
Les entreprises du bâtiment sont qualifiées, assurées, et font appel à des compagnons disposant de pré-requis métiers et formés aux particularités du photovoltaïque. Les produits sont mis en œuvre dans le respect des règles de l'art de la construction (techniques traditionnelles / techniques courantes – TC) et des évaluations techniques (techniques non traditionnelles / techniques non courantes – TNC).

Les professionnels du bâtiment interviennent lors de la conception, de la mise en œuvre et de la maintenance des installations photovoltaïques.

Les professionnels du bâtiment ne conçoivent pas les produits des systèmes installés. Ils conseillent le maître d'ouvrage et effectuent le choix des produits adaptés.

L'entreprise de bâtiment a une connaissance approfondie du support sur lequel elle intervient, c'est-à-dire l'enveloppe du bâtiment. Elle interagit avec tous les acteurs de la construction.

L'entreprise de bâtiment doit demeurer à sa juste place, au centre de l'acte de construire et de rénover. Elle effectue le choix, la fourniture, la conception, la mise en œuvre et la maintenance des installations.



**L'entreprise de bâtiment:
au centre de l'acte de construire et de rénover**

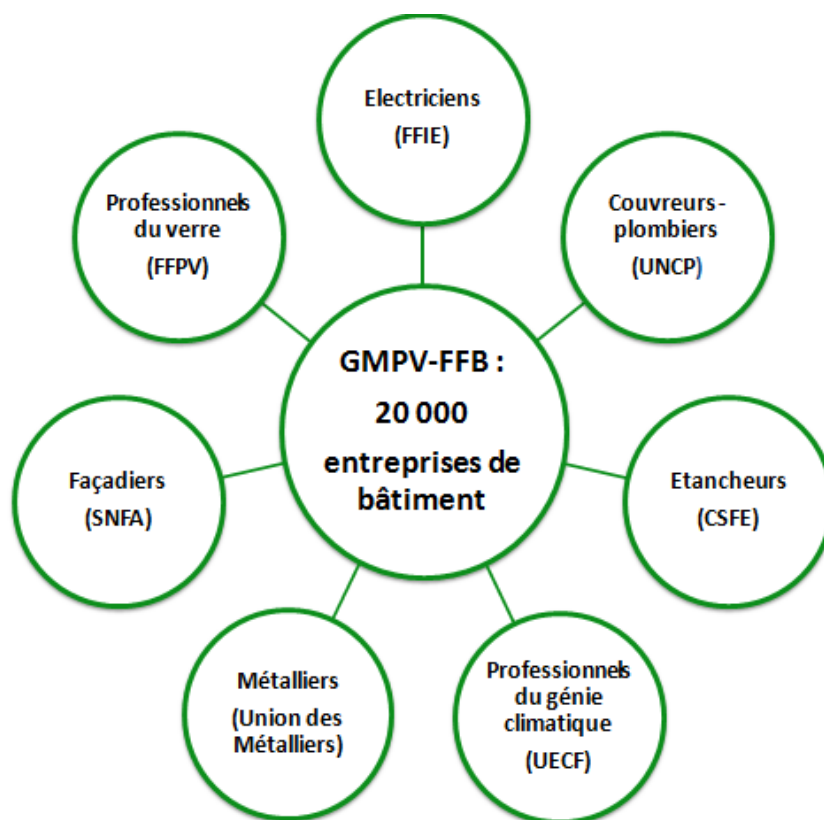
Le GMPV-FFB

L'Union nationale d'expertise technique dédiée aux métiers du photovoltaïque dans le bâtiment

Le GMPV-FFB est l'Union nationale des métiers traditionnels de la Fédération Française du Bâtiment dédiée à l'activité photovoltaïque.

L'installation de systèmes photovoltaïques dans le bâtiment s'appuie avant tout sur les **compétences** et le **savoir-faire** des métiers traditionnels du bâtiment :

Le GMPV-FFB représente près de 20 000 entreprises de bâtiment aptes à aborder de manière transversale les spécificités du photovoltaïque dans le bâtiment de par leurs « compétences métiers ».



Le photovoltaïque dans le bâtiment: à la croisée des métiers traditionnels du bâtiment

Légende : FFIE : Fédération française des entreprises de génie électrique et énergétique
UNCP : Union nationale de la couverture plomberie
CSFE : Chambre syndicale française de l'étanchéité
Union des Métalliers
UECF : Union des entreprises de génie climatique et énergétique
SNFA : Syndicat national de la construction des fenêtres, façades et activités associées
FFPV : Fédération française des professionnels du verre

Les entreprises de bâtiment sont « en ordre de marche », et participent d'ores et déjà à la mise en place de la transition énergétique.

Les métiers traditionnels du bâtiment ont toujours su intégrer des techniques et des produits nouveaux, y compris les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette intégration s'est toujours faite après une phase d'apprentissage plus ou moins longue, au terme de laquelle les professionnels du bâtiment ont acquis la maîtrise de ces nouvelles techniques.

Ainsi, les professionnels du bâtiment se sont appropriés les techniques de mise en œuvre du photovoltaïque, qui sont devenues **une composante à part entière de l'acte de construire et de rénover**.

Les professionnels du GMPV-FFB sont appelés à être les acteurs des métiers de demain en maîtrisant ces nouvelles compétences multi métiers et en participant activement au développement raisonné et cohérent du photovoltaïque dans l'enveloppe du bâtiment.

Les principes défendus par les professionnels du bâtiment en France, tels que savoir-faire, engagements, contrôles, responsabilités, doivent permettre de garantir un ouvrage solide et étanche, dont la performance est éprouvée et mesurée dans le temps.

Les entreprises représentées par le GMPV-FFB interviennent sur tous les types de bâtiment : résidentiels, tertiaires, industriels ou encore agricoles.

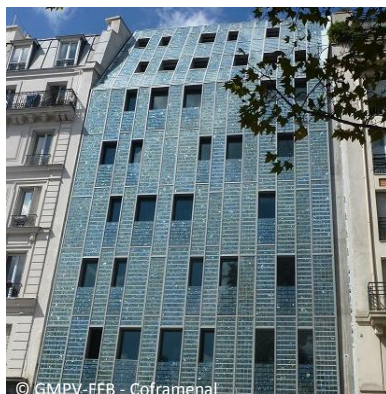
Le GMPV-FFB a pour mission de promouvoir le développement du photovoltaïque dans le bâtiment de façon raisonnée, responsable et respectueuse des règles et pratiques des métiers de la construction.

Le GMPV-FFB se mobilise au quotidien pour accompagner les entreprises du bâtiment, participer activement aux travaux de normalisation et assurer la pérennité de l'activité photovoltaïque dans le bâtiment.

Les domaines d'expertise technique du GMPV-FFB sont :



Illustrations de différentes techniques d'intégration du photovoltaïque dans l'enveloppe du bâtiment



L'enveloppe active du bâtiment

Créatrice de valeur ajoutée pour les entreprises françaises

Le photovoltaïque dans le bâtiment dispose de nombreux **atouts** en termes de :

- **création d'emplois locaux non délocalisables** pour des compagnons formés et en activité dans des entreprises qualifiées/certifiées pour l'installation de systèmes photovoltaïques intégrés au bâtiment ;

Ce sont des dizaines de milliers d'emplois qui ont vocation à être créés dans les prochaines années grâce au développement du photovoltaïque dans le bâtiment.

- **savoir-faire reconnu et exportable, capitalisé et spécifique à la France ;**

Les métiers impliqués concernent de nombreux domaines de la construction, de la conception à la maintenance en passant par l'ingénierie et la mise en œuvre. Les compétences existant et ces métiers d'avenir ne demandent qu'à se développer.

- **assurabilité des installations et conformité aux règles de l'art de la construction** (conception, mise en œuvre et maintenance) ;

La France est l'un des rares pays d'Europe dans lequel les entreprises disposent d'une garantie décennale assurée, pour les travaux réalisés dans l'enveloppe du bâtiment. Elle garantit la pérennité des ouvrages dans le temps.

- **intégration architecturale des installations dans le paysage urbain ;**

Les installations photovoltaïques deviennent des matériaux de construction multifonctionnels, éléments de l'enveloppe active du bâtiment (éléments de couverture, toiture avec étanchéité, verrières, vitrages, bardages, murs-rideaux, allèges, brise-soleils ou encore garde-corps photovoltaïques). Elles combinent esthétisme, performance et proximité vis-à-vis des lieux de consommation.

- **valorisation du patrimoine immobilier ;**

Les bâtiments acquièrent une fonction de production d'énergie qui s'ajoute à leurs fonctions traditionnelles de confort et de protection des biens et des personnes.

- **transformation de l'enveloppe passive en enveloppe active du bâtiment par la stimulation de l'innovation.**

Le photovoltaïque dans le bâtiment favorise l'innovation en terme de Recherche & Développement : utilisation de nouveaux matériaux de construction multifonctionnels, valorisation combinée de l'électricité et de la chaleur solaire, stockage de l'électricité, construction d'éco-quartiers, création de territoires à énergie positive (TEPOS), pilotage optimisé des équipements électriques, développement des réseaux intelligents (smart-grids), ou encore participation au développement des véhicules électriques...

En résumé

Le photovoltaïque dans le bâtiment constitue un véritable levier de croissance et participe activement à la transition énergétique. Il est moteur de l'innovation, outil de valorisation patrimoniale et générateur d'emplois. Il s'intègre dans l'architecture des bâtiments et améliore leur performance énergétique.

La réglementation thermique

Moteur du développement du photovoltaïque dans le bâtiment

L'application prochaine de la Réglementation Thermique 2020 (RT 2020) conduira à la banalisation de la construction de BEPOS (Bâtiment à énergie positive), c'est-à-dire de bâtiments produisant plus d'énergie qu'ils n'en consomment.

La production d'énergie locale deviendra indispensable, et la mise en œuvre d'équipements photovoltaïques sur bâtiments sera un levier essentiel pour l'équilibrage des consommations et des apports énergétiques.

En combinant les avantages de l'intégration architecturale, de l'assurabilité, de l'acceptabilité environnementale, et d'un fort potentiel énergétique, le photovoltaïque s'imposera comme une solution incontournable pour la construction des bâtiments de demain.

Dans le cadre de cette évolution réglementaire, c'est un volume conséquent d'installations photovoltaïques qui seront mis en œuvre sur bâtiment. En anticipation de la RT 2020, de nombreux maîtres d'ouvrage construisent d'ores et déjà des bâtiments performants et compétitifs en vue d'atteindre un haut niveau de performance énergétique.

Les installations photovoltaïques sur bâtiments produiront **une électricité locale**, au plus près des lieux de consommation, dans une logique de **sobriété énergétique**.

Par ailleurs, l'électricité photovoltaïque est en passe de devenir pleinement compétitive vis-à-vis de l'électricité issue du réseau de distribution. Cette compétitivité s'accroîtra avec la poursuite de la chute du coût des installations photovoltaïques et de l'augmentation prévisible du prix de l'électricité réseau¹.

L'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque constitue un modèle économique d'avenir.

L'autoconsommation est un modèle logique et cohérent :

- Il place le photovoltaïque au service des besoins électriques du bâtiment par des installations adaptées.
- Le photovoltaïque devient une solution pour réaliser des économies sur ses factures d'électricité.

En résumé :

La combinaison de l'incitation réglementaire induite par la Réglementation Thermique 2020 (RT 2020), et de la compétitivité de l'électricité photovoltaïque, conduit à un développement croissant du photovoltaïque dans le bâtiment. Ce développement repose sur le modèle économique de l'autoconsommation.

¹ « Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel - Rapport 2011-2012 » publié par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 18 février 2013.

La compétence technique

Passage obligatoire vers l'autoconsommation du photovoltaïque dans le bâtiment

L'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque constitue un changement important de modèle économique, mais ne doit en aucun cas remettre en cause le respect des règles techniques existantes.

A ce jour, dans la filière photovoltaïque, les acteurs du bâtiment sont structurés. Ils s'appuient sur les règles de l'art de la construction, et dispose de normes, de règles professionnelles, et de guides techniques spécifiques à la mise en œuvre des systèmes photovoltaïques dans l'enveloppe du bâtiment.

Ces acteurs sont issus des métiers traditionnels de la construction : électricité, couverture, étanchéité, génie climatique, métallerie, verre, façades aluminium. Ils maîtrisent l'ensemble de ces règles techniques.

Ces règles techniques sont essentielles pour assurer la qualité des ouvrages et la sécurité des biens et des personnes.

Quelque soit le modèle de développement du photovoltaïque dans le bâtiment, il est essentiel de respecter les règles de l'art de la construction ainsi que les règles techniques spécifiques au photovoltaïque dans le bâtiment afin de poursuivre la réalisation d'ouvrages de qualité, pérennes dans le temps, et assurant la sécurité des biens et des personnes.

Assurer la qualité et la durabilité des ouvrages :

L'ensemble des installations photovoltaïques mises en œuvre dans le bâtiment assurent le respect :

- des **normes produits**
- des **certifications**
- des **préconisations des fabricants** (notices, formations)
- des **Documents Techniques Unifiés (DTU)** pour la mise en œuvre dans le cas des techniques traditionnelles :
 - o DTU 31 (Construction en bois)
 - o DTU 33 (Façades rideaux)
 - o DTU 36 et 37 (Menuiserie)
 - o DTU 39 (Miroiterie – Vitrierie)
 - o DTU 40 (Couverture)
 - o DTU 43 (Etanchéité)
- des **évaluations techniques** propres aux procédés photovoltaïques dans le cas des techniques non traditionnelles :
 - o Avis Techniques (ATec) sur liste verte de la C2P et valide
 - o Pass'Innovation « Vert » et valide
 - o Appréciations Techniques d'Expérimentation (ATEX)
 - o Enquêtes de Techniques Nouvelles (ETN)

Assurer la sécurité des biens et des personnes :

L'ensemble des installations photovoltaïques mises en œuvre dans le bâtiment respectent les **normes liées à la partie électrique**.

- NF C 14-100 « Installations de branchement à basse tension »
- NF C 15-100 « Installations électriques à basse tension »
- UTE C 15-712 (-1 -2 -3) « Installations PV »
- DIN VDE 0-126-1-1 « Protection de découplage »
- NF C 18-510 « Habilitations électriques »

Les entreprises de bâtiment ont une connaissance approfondie des systèmes photovoltaïques qu'ils mettent en œuvre et du support sur lequel ils interviennent. Ils sont formés aux spécificités du travail en hauteur et prennent de fait toutes les mesures de sécurité nécessaires lors des travaux.

Les professionnels sont **habilités** selon la norme NF C 18-510 pour les travaux d'installations électriques (habilitation B0, BP, BR selon la nature des opérations réalisées).

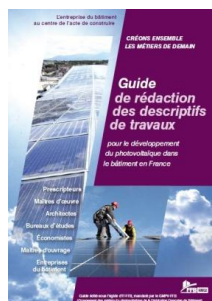
Respecter les règles professionnelles et les guides techniques du GMPV-FFB et des acteurs de la construction :

Les professionnels s'appuient sur des guides techniques développés par la filière du photovoltaïque dans le bâtiment, et en particulier par le GMPV-FFB :



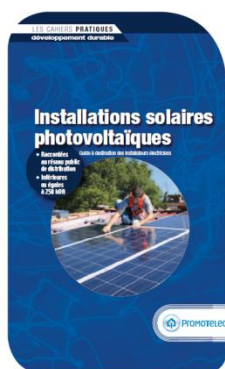
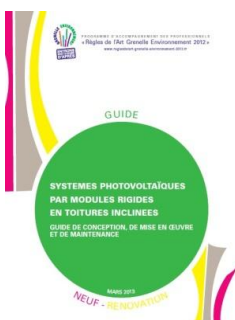
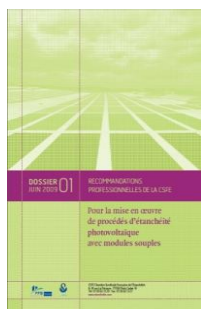
- [Règles de bonne conduite pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment \(GMPV-FFB\)](#)

Ces règles s'attachent à la formation des intervenants, à la qualité des produits mis en œuvre et à la cohérence de la prestation. Elles s'adressent aux entreprises de bâtiment, mais aussi aux maîtres d'ouvrage, maître d'œuvre, et toute autre partie prenante d'un projet d'installation photovoltaïque sur bâtiment.



- [Photovoltaïque : guide de rédaction des descriptifs de travaux \(GMPV-FFB\)](#)

Ce document constitue des préconisations pour la rédaction de pièces de marché concernant des installations photovoltaïques sur bâtiment réalisées dans le cadre de marchés publics et privés. Il s'adresse aux maîtres d'œuvre (économistes, architectes, bureaux d'études...) mais également aux maîtres d'ouvrage et entreprises du bâtiment.



- [Recommandations professionnelles pour la mise en oeuvre de procédés d'étanchéité photovoltaïque avec modules souples / de capteurs solaires rapportés sur revêtement d'étanchéité en toiture-terrasse \(CSFE, membre du GMPV-FFB\)](#)

Ces recommandations constituent un socle commun de dispositions liées à la conception, à la réalisation et à l'entretien des ouvrages photovoltaïques mis en oeuvre sur toiture-terrasse. Elles complètent les normes NF DTU dans la mesure où les questions spécifiques liées aux ouvrages photovoltaïques n'y sont pas traitées directement. Ces documents constituent des recommandations à destination des maîtres d'ouvrage, maîtres d'oeuvre, bureaux d'études techniques et entrepreneurs.

- [Guide RAGE 2012: Systèmes photovoltaïques par modules rigides en toitures inclinées \(le GMPV-FFB a contribué activement à sa rédaction\)](#)

Il s'agit d'un guide complet de conception, mise en oeuvre et maintenance des installations photovoltaïques en couverture. Il s'adresse en priorité aux entreprises de bâtiment, mais également aux autres parties prenantes d'un projet d'installation photovoltaïque.

RAGE : Règles de l'Art Grenelle de l'Environnement 2012

- [Guide PROMOTELEC-FFIE « Installations solaires photovoltaïques » \(FFIE, membre du GMPV-FFB\)](#)

Edité par la FFIE, ce guide a fait l'objet d'une refonte complète. Ce document, à destination des installateurs de systèmes photovoltaïques, dresse un état de l'art pour les professionnels, et traite en particulier de la partie électrique des installations photovoltaïques. Il peut également être abordé par les maîtres d'ouvrage.

- [Plaquette AQC « Le photovoltaïque raccordé au réseau dans le bâtiment » \(le GMPV-FFB a contribué activement à sa rédaction\)](#)

Cette plaquette d'information de l'Agence Qualité Construction (AQC), à destination des professionnels du bâtiment, concerne les installations en toiture raccordées au réseau, en maison individuelle et en petit collectif. Elle détaille les points d'attention à respecter en 4 étapes:

- La conception de l'installation
- Les produits
- La mise en oeuvre
- La maintenance et l'entretien

Etre attentif à l'écriture des recommandations professionnelles spécifiques à chaque métier :

En vue des perspectives de croissance du photovoltaïque dans le bâtiment, le GMPV-FFB poursuit l'écriture de recommandations professionnelles, de guides techniques dédiés à chaque métier et mène des études de Recherche & Développement. Ces travaux visent à couvrir l'ensemble des techniques de conception, mise en œuvre et maintenance des installations photovoltaïques dans l'enveloppe du bâtiment.

Les **guides thématiques** suivants sont en cours d'écriture :

- *Systèmes photovoltaïques surimposés en couverture (GMPV-FFB / UNCP)*
- *Systèmes solaires hybrides (photovoltaïque, thermique/aéroulque) (GMPV-FFB / UECF et UNCP)*
- *Systèmes photovoltaïques sur toiture-terrasse (GMPV-FFB / CSFE)*
- *Solutions architecturales pour l'intégration du photovoltaïque au bâtiment (GMPV-FFB / Union des Métalliers et FFPV)*
- *Les ombrières photovoltaïques et leurs usages (GMPV-FFB / FFIE)*

Les **études de Recherche & Développement** en cours sont les suivantes :

- *Etude sur la ventilation en sous-face des modules photovoltaïques (GMPV-FFB / CNEES)*
- *Valorisation de la chaleur en sous-face des modules photovoltaïques (GMPV-FFB / CNEES)*

CNEES : Centre National de l'Expertise de l'Enveloppe et de la Structure

Modifier l'approche du dimensionnement des installations photovoltaïques et être attentif à l'écriture des règles spécifiques à l'autoconsommation :

L'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque implique une nouvelle approche du dimensionnement des installations photovoltaïques. Les économies réalisées grâce au photovoltaïque dépendent fortement du taux d'autoconsommation. Afin d'évaluer ce taux, il convient de calculer la production électrique de l'installation, mais il est également nécessaire d'évaluer les profils de consommation électrique du bâtiment ainsi que la concordance entre production et consommation locale. Cette étude doit tenir compte de la durée de vie de l'installation photovoltaïque, c'est-à-dire au moins 20 ans.

Le bon dimensionnement d'une installation photovoltaïque en autoconsommation est conditionné à la réalisation d'une pré-étude permettant d'évaluer, au cas par cas, le taux d'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque. Cette pré-étude est nécessairement spécifique à chaque bâtiment.

Le GMPV-FFB accompagne d'ores et déjà les entreprises de bâtiment vers l'autoconsommation, au moyen :

- d'un **logiciel technico-économique d'aide à l'établissement d'offres en autoconsommation**, permettant d'évaluer les profils de consommation et leur concordance avec la production photovoltaïque ;
- de **fiches pratiques fournissant des exemples concrets** de dimensionnements d'installations photovoltaïques en autoconsommation pour différents types de bâtiments (résidentiels, tertiaires, industriels...) et les résultats énergétiques, économiques et environnementaux.

Le GMPV-FFB prévoit la rédaction de guides pratiques de dimensionnement, mise en œuvre et maintenance des installations photovoltaïques en autoconsommation dans le bâtiment.

Une prime à l'autoconsommation

Assujettie à la mise en œuvre par les entreprises de bâtiment

L'autoconsommation est le modèle d'avenir pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment. Ce modèle présente de nombreuses opportunités en termes :

- d'autonomie énergétique
- de sobriété énergétique
- d'innovation technologique
- de transition écologique
- de croissance économique

L'autoconsommation est adaptée à tous les bâtiments consommateurs d'électricité : résidentiel, tertiaire, industriel ou encore agricole, ainsi qu'à toutes les tailles d'installations photovoltaïques dans le bâtiment.

Il convient d'anticiper et d'accompagner le développement de ce nouveau modèle. Dans l'attente de la pleine compétitivité de l'électricité photovoltaïque, la mise en place d'un mode de soutien provisoire à l'autoconsommation est un moyen pertinent d'**encadrer la mise en place de ce nouveau modèle** conformément aux règles de l'art de la construction et d'éviter de la sinistralité. L'objectif est la poursuite d'un développement cohérent et responsable du photovoltaïque dans le bâtiment.

Un mode de soutien provisoire à l'autoconsommation permettra de **soutenir la croissance du photovoltaïque dans le bâtiment** et d'afficher une bonne visibilité pour les marchés à venir.

Le GMPV-FFB plaide en faveur de la mise en place d'un mode de soutien provisoire à l'autoconsommation du photovoltaïque dans le bâtiment afin de sécuriser ce nouveau modèle et dynamiser les marchés.

Le mode de soutien choisi doit respecter un certain nombre de critères :

- simplicité de mise en œuvre du mode de soutien
- visibilité totale pour les acteurs
- absence d'effet d'aubaine et d'impact négatif sur la CSPE
- absence d'incitation à un comportement anti-MDE (maîtrise de la demande d'énergie)

Le soutien de type « **autoconsommation + prime symétrique** » réunit l'ensemble de ces conditions. Le système de « prime symétrique » consiste à fournir une prime complétant les économies réalisées lorsque l'électricité est autoconsommée, et une prime de même niveau rémunérant le producteur lorsque l'électricité est injectée sur le réseau. Ce système présente l'intérêt de favoriser l'autoconsommation sans pousser à une surconsommation d'électricité.

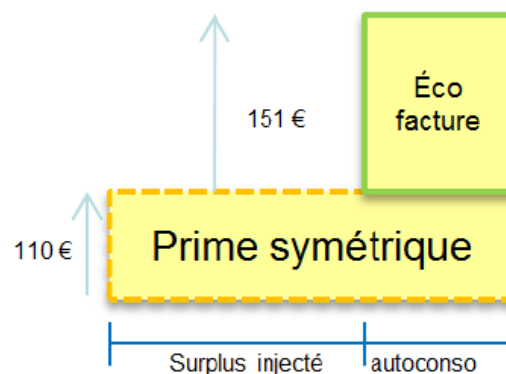


Schéma d'illustration du soutien de type "autoconsommation + prime symétrique"

Source : ADEME

L'exemple fourni ci-dessus illustre ce mode de soutien dans le cas d'un bâtiment résidentiel : lorsque l'électricité est injectée sur le réseau, le producteur obtient une prime de 110 €/MWh. Lorsque l'électricité est autoconsommée, il obtient cette même prime de 110 €/MWh, et réalise de surcroît l'économie de l'électricité qui n'a pas été achetée, soit 151 €/MWh. Cela permet de reconstituer un niveau de revenu de 262 €/MWh.

Cette prime est fixée selon le type de contrat de consommation du producteur, et n'est donc pas soumise à un plafond. Cette solution fournit une bonne visibilité pour le producteur et ne présente pas de risque de sous-rémunération, ni de sur-rémunération.

Le GMPV-FFB plaide en faveur de la mise en œuvre d'un système de type « autoconsommation + prime symétrique ».

Ce mode de soutien doit continuer à s'inscrire dans le respect des règles de l'art de la construction et des recommandations spécifiques au photovoltaïque.

Les propositions du GMPV-FFB

En faveur de l'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque dans le bâtiment :

Le GMPV-FFB plaide en faveur d'une refonte du mode de soutien du photovoltaïque dans le bâtiment, permettant de :

- ❖ Remplacer le système actuel de tarifs d'achat par un système de soutien à l'autoconsommation, basé sur un mécanisme de type « autoconsommation + prime symétrique » tel que développé par l'Ademe.
- ❖ Conditionner l'obtention de toute prime :
 - à la production par l'entreprise de bâtiment des documents suivants, avant la réalisation des travaux :
 - attestation d'assurance à jour couvrant sa responsabilité civile et sa responsabilité décennale pour l'activité photovoltaïque et pour le système photovoltaïque mis en œuvre, compatible avec la taille du chantier.
 - attestation à jour de qualification / certification de l'entreprise de bâtiment réalisant la conception et la mise en œuvre de l'installation photovoltaïque. Cette qualification / certification doit correspondre au type d'installation réalisée et à la taille du chantier (cf. annexe 2).
 - à la production par l'entreprise de bâtiment des documents suivants, à l'issue des travaux :
 - attestation de conformité électrique de l'installation photovoltaïque visée par un organisme agréé (CONSUEL...).
 - attestation sur l'honneur garantissant que l'installation photovoltaïque a été conçue et réalisée de manière à satisfaire l'ensemble des exigences auxquelles elle est soumise, notamment les règles de conception et de réalisation visées par les normes NF DTU, les règles professionnelles et les évaluations techniques.
 - fiche explicative contresignée par le maître d'ouvrage, soulignant la nécessité d'un suivi de l'installation photovoltaïque à travers un contrat de maintenance (reconductible).
 - au fait que le propriétaire, l'exploitant et l'autoconsommateur, soient une seule et même personne (physique ou morale).

❖ Définir plusieurs niveaux de primes :

- une prime de base pour la mise en œuvre d'une installation photovoltaïque sur bâtiment uniquement, dans le but de valoriser le savoir-faire acquis par les entreprises de bâtiment et d'assurer une production au plus près des lieux de consommation.
- une prime bonifiée selon la technique de mise en œuvre afin de privilégier avant tout les procédés respectant les règles d'intégration / intégration simplifiée au bâti, valorisant l'esthétisme de l'ouvrage et son intégration architecturale dans le paysage urbain.

Les entreprises du GMPV-FFB maîtrisent les spécificités techniques de l'enveloppe du bâtiment et se tiennent à la disposition des pouvoirs publics pour faire évoluer les critères d'intégration / intégration simplifiée au bâti, sur la base de leurs retours d'expérience.

- ❖ Supprimer les procédures d'appels d'offres, excessivement longues et complexes, auxquelles les entreprises de bâtiment (artisans, PME) ne peuvent répondre.
- ❖ Supprimer tout plafond de puissance pour l'allocation d'une prime, mis à part la limite réglementaire de 12 MWc.
- ❖ Prévoir une révision non pas trimestrielle mais annuelle de ces primes, afin d'assurer une visibilité acceptable aux entreprises de bâtiment.
Le niveau de révision doit être connu avant la date de son entrée en vigueur.

Annexe 1

Les relais de croissance pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment

Le GMPV-FFB a effectué des travaux de prospective sur le thème des « relais de croissance pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment », qui ont fait l'objet d'une campagne de communication nationale. Cette campagne porte sur des sujets d'avenir, leviers de développement des marchés d'aujourd'hui et de demain.



Les objectifs de la campagne sont les suivants :

- assurer la promotion des solutions innovantes pour le développement du photovoltaïque dans le bâtiment et l'information sur les fantastiques opportunités de marchés qu'offre l'activité photovoltaïque quel que soit l'usage du bâtiment (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole...) à grande échelle (quartier, ville, territoire) ;
- accompagner dans leur choix, non seulement nos concitoyens, mais d'abord nos entreprises et compagnons, en démontrant la valeur ajoutée du photovoltaïque sur l'enveloppe du bâtiment (valorisation du patrimoine foncier, nouveau matériau de construction multifonctionnel et nouvelle source d'énergie compétitive) ;
- sensibiliser les maîtres d'ouvrage publics et privés et les informer au mieux pour leurs choix de prescription.

Deux guides informatifs ont notamment été développés, et portent sur les thèmes phares de cette campagne de communication :

- **[« Le photovoltaïque au service de la performance énergétique dans le bâtiment en France »](#)**
Ce guide vise à informer les différentes parties prenantes sur la place du photovoltaïque dans la réglementation thermique, et sa valeur ajoutée dans l'amélioration de la performance énergétique du bâtiment ;
- **[« Les solutions d'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque dans le bâtiment en France »](#)**
Ce guide vise à sensibiliser les parties prenantes au principe de l'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque, à son intérêt et à son avenir dans le cadre des bâtiments et des territoires de demain.

Les deux guides visent également à informer les différents acteurs sur les solutions photovoltaïques existantes, leurs modes d'intégration au bâti et les corps de métiers concernés. Ils rappellent que l'entreprise de bâtiment occupe une place centrale dans l'acte de construire et de rénover.

Annexe 2

Photovoltaïque dans le bâtiment : les signes de qualité

Typologies des signes de qualité

Les signes de qualité qui concernent les entreprises de bâtiment sont de trois types : appellations, qualifications et certifications. Le tableau ci-dessous détaille les exigences de ces différents types de signes de qualité.

	Label/Appellation/Marque	Qualification	Certification
Document de référence	Charte d'engagement + référentiel	Référentiel de qualification	Référentiel de certification
Organisme délivrant le signe	Tous types de structures	Organisme normalisé NF X50-091, pouvant être accrédité par le COFRAC*	Organisme de certification pouvant être accrédité par le COFRAC*
Critères d'évaluation	Variable en fonction du référentiel. Exemple : Validation des acquis	Situation juridique et administrative, capacités financières et techniques	Situation juridique et administrative, capacités financières et techniques
Procédure d'évaluation	Variable en fonction du référentiel. Exemple : Sur dossier + signature d'une charte d'engagement	Sur dossier + audit documentaire	Sur dossier + audit documentaire + audit sur chantier ou en entreprise

*Comité Français d'accréditation.

- Les **appellations** sont d'un **niveau d'exigence variable** en fonction du contenu de leur référentiel.
- Les **qualifications** constituent des **signes de qualités solides** et peuvent être délivrés ou non par un organisme accrédité par le COFRAC.
- Les **certifications** sont liées à un **haut niveau d'exigences**, et s'accompagnent d'audits sur chantier et en entreprise. L'organisme d'attribution peut également être accrédité par le COFRAC.



= organisme reconnu par le COFRAC



= qualification « Reconnu Garant de l'Environnement »

Signes de qualité dans la filière photovoltaïque

Il existe trois organismes délivrant des signes de qualité pour les entreprises d'installation de systèmes photovoltaïques :

- **Qualit'ENR** : délivre les qualifications

- « QualiPV module Bât » pour la partie « bâtiment »
- « QualiPV module Elec » pour la partie « électricité »

COFRAC

RGE

Ces qualifications sont réservées à l'habitat individuel (quelques kWc).

Elle s'obtient soit sur la base de la présentation de références récentes, soit en réalisant une formation dans un centre agréé par Qualit'ENR (durée de 2 à 3 jours). L'entreprise s'engage à respecter la charte de qualité QualiPV. Des contrôles de réalisation peuvent être effectués.

- **Qualifelec** : délivre la qualification

- « Installations électriques mention SPV (Solaire Photovoltaïque) »

COFRAC

RGE

Cette qualification est destinée aux installateurs électriciens. Elle peut concerner des locaux à usage résidentiel, agricole, tertiaire ou industriel.

Elle s'obtient sur la base de présentation d'installations électriques photovoltaïques de référence. Des contrôles de réalisation sont effectués.

- **QUALIBAT** : délivre les qualifications de la série 81

- « Modules en intégration »
 - « Modules de substitution ou en surimposition »
- et délivre les certifications de la série 81
- « Modules photovoltaïques intégrés »
 - « Modules photovoltaïques surimposés ou de substitution »
 - « Modules souples »

COFRAC

RGE

*Ces qualifications et certifications se destinent aux entreprises de bâtiment capables de gérer dans sa globalité l'installation des systèmes mis en œuvre : étude de faisabilité, conception, mis en œuvre conforme aux spécifications, respect des règles de sécurité, mise en service, maintenance. **Les entreprises effectuent la fourniture et la pose du système photovoltaïque. Un seuil de sous-traitance de 30% maximum est fixé. Il n'y a pas de limitation de puissance.***

- Les qualifications (jusqu'à 250 kVA) s'obtiennent sur la base de l'étude d'un dossier associé à des références d'installations photovoltaïques, suivie d'un contrôle.
- Les certifications (au-delà de 250 kVA) s'obtiennent sur base du respect d'un référentiel exigeant combiné à plusieurs audits sur chantier et en entreprise. L'évaluation s'attache à la régularité de la situation administrative et juridique, aux moyens matériels et financiers et surtout aux compétences techniques des entreprises ainsi qu'à la qualité du matériel mis en œuvre. Ces certifications sont particulièrement adaptées aux réalisations sur grandes toitures.



© ISSOL - Ministère de la Défense, Paris - Agence Nicolas Michelin & Associés - www.info-chantier-balard.fr

Groupement des métiers du photovoltaïque

7-9 rue La Pérouse
75784 Paris Cedex 16

Tél. : 01 40 69 52 24

www.gmpv.ffbatiment.fr



Lançons l'autoconsommation citoyenne

*État des lieux et
propositions*

Table des matières

- 1° Préambule**
- 2° Introduction : les bases**
- 3° Restaurer la confiance**
- 4° Définition, situation actuelle**
- 5° L'autoconsommation simple**
- 6° L'autoconsommation avec Net Metering**
- 7° Vente du surplus, vente en totalité**
- 8° Cas passif = déplacement de certaines consommations**
- 9° Cas actif = batteries, STEP, hydrogène...**
- 10° Pic du soir et pic de nuit : l'impact sur le réseau**
- 11° Financement du réseau**
- 12° Les particuliers : investissement citoyen !**
- 13° Les maîtres mots : simplicité et sécurité**
- 14° Conclusion technique**
- 15° Au cœur des politiques territoriales***
- 16° Inciter les collectivités à investir dans leurs propres installations**
- 17° Conclusion**

1° Préambule

Les documents concernant l'autoconsommation sont pléthoriques et de bonne qualité, même si certaines propositions sont discutables. Notre association, le GPPEP, va simplement donner la vision des citoyens ; car ce sont bien eux les principaux intéressés et nous sommes peut-être les seuls à bien les connaître.

Nous nous appuyons sur notre expérience de producteurs et de citoyens, les retours que nous avons de nos nombreux adhérents (plus de 2 500) et les liens étroits que nous avons avec les autres acteurs de la filière photovoltaïque. Sans oublier les résultats de nos actions de terrain lors de nos participations aux foires-expositions de dimension nationale (Marseille, Nantes, Mulhouse...).

2° Introduction : les bases

Grâce aux panneaux solaires photovoltaïques (modules PV), il est possible de produire directement de l'électricité. Une fois produite, cette électricité doit être utilisée, sans quoi elle est perdue pour le producteur. Ce sont les consommateurs les plus proches de la source de production qui seront les premiers servis, donc le producteur lui-même en premier, puis ses voisins immédiats.

Il y a trois moyens d'utiliser cette électricité :

- Par un contrat de vente en totalité (on vend tout ce qu'on produit).
 - Par un contrat de vente du surplus (on vend ce que l'on n'a pas consommé).
 - Sans contrat de vente (on consomme tout ce qu'on produit).
- Ce dernier cas correspond à ce que l'on appelle abusivement « autoconsommation ». Le gain se fait donc ici par une économie sur sa facture d'électricité.

3° Restaurer la confiance

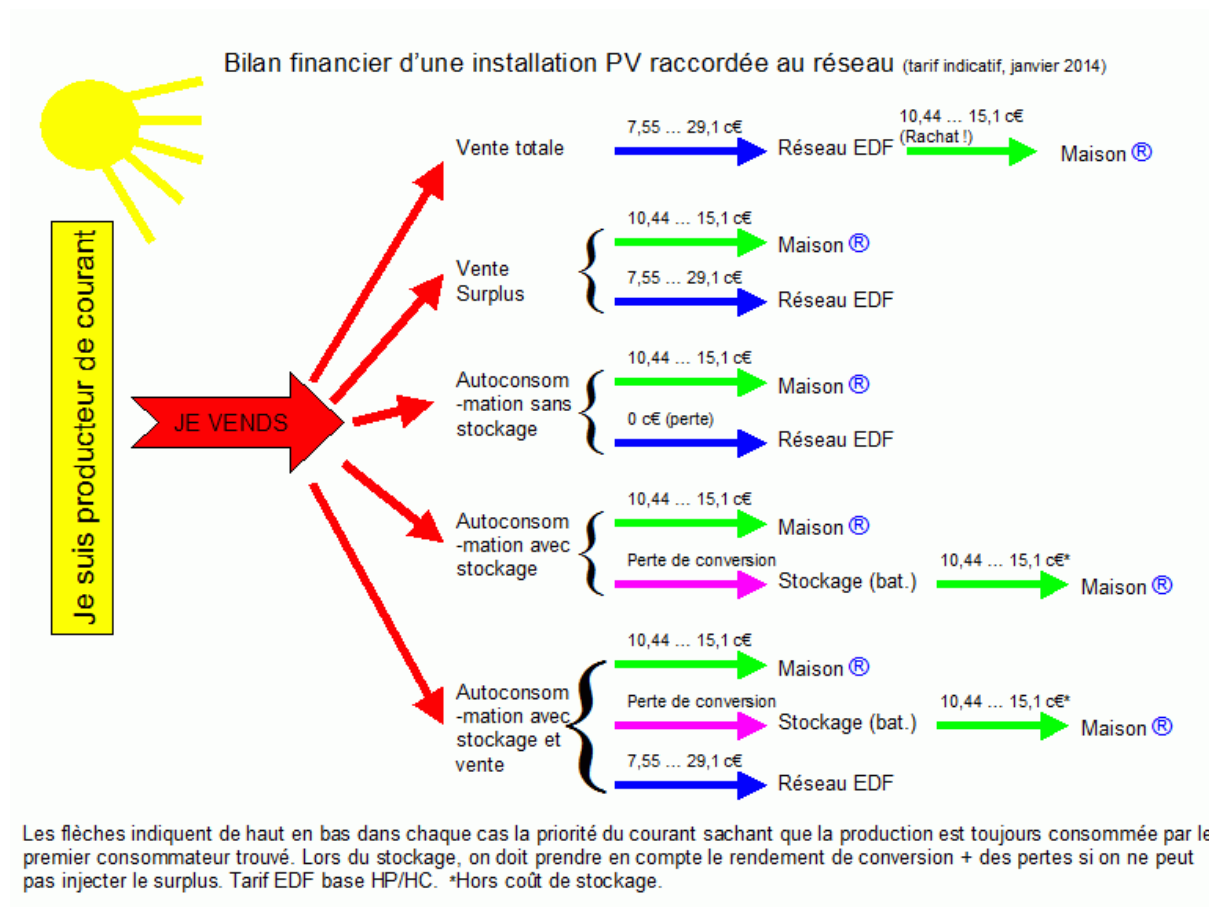
Après une explosion des installations de centrales photovoltaïques dès le début 2008 et jusqu'au moratoire de 2010, le marché s'est replié sur lui-même, pour de nombreuses raisons :

- Les baisses du tarif d'achat.
- Le manque de visibilité suite aux brusques changements de cap des décideurs.
- La mauvaise publicité des sociétés éco-délinquantes.
- Les « affaires », comme Scheuten, et les liquidations judiciaires en série.
- Les mauvais choix techniques privilégiés (intégration au bâti, etc.).
- Une vision à long terme peu compatible avec les finances des particuliers.
- Une politique de discrédit sur le PV : panneaux chinois, CSPE...

C'est à l'État, avec l'aide des acteurs du terrain, de restaurer la confiance dans les énergies renouvelables, non seulement en étant intransigeant envers les éco-délinquants, mais aussi en redonnant aux citoyens le désir de participer activement à la transition énergétique.

L'autoconsommation par et pour le citoyen

4° Définition, situation actuelle



Le diagramme présente l'éventail des possibilités offertes à un producteur. C'est un bon moyen de présenter la situation actuelle (= les 2 premiers choix : vente totale et vente du surplus), la situation de transition (= autoconsommation simple) et les possibilités futures.

Remarque : le diagramme ne présente que l'aspect financier et ne montre pas les économies qu'on peut faire par un déplacement de charges.

On insistera sur le fait que le réseau est présent dans tous les cas.

Également, on ne manquera pas de rappeler que le producteur est **toujours** le premier consommateur et que, par conséquent, l'énergie qu'il produit est **toujours**, en partie, consommée par lui-même.

- Vente totale : la totalité de la production est vendue.
Cela nécessite la création d'une ligne d'injection dédiée et, par conséquent, un compteur de production (et un de non-consommation afin de s'assurer qu'il n'y a pas de consommation sur la ligne).
Cette solution est la plus utilisée vu le niveau du tarif d'achat.
- Vente du surplus : seul le surplus est vendu, si la production est supérieure à la consommation.
L'injection se fait sur la ligne de consommation. Seule la pose d'un compteur d'injection est nécessaire (tête-bêche par rapport au compteur de consommation). Les frais de raccordement sont réduits. La partie consommée par la maison vient en déduction de l'apport du réseau, on peut donc l'assimiler à une vente au tarif du réseau (réduction de la facture d'électricité).
- Autoconsommation sans stockage (situation actuelle) : la totalité de la production est consommée. Si on a un peu de surplus, ce dernier va sur le réseau gratuitement.
Pas de pose de compteur, pas de modification de l'installation électrique de la maison. On peut assimiler le branchement de l'installation au branchement d'un grille-pain. L'amortissement de l'installation se fait donc juste par les économies sur sa facture électrique.
- Autoconsommation avec stockage.
Outre les coûts supplémentaires, une partie de l'énergie est perdue dans la phase de stockage, le rendement de l'opération stockage/déstockage étant inférieur à 1.
- Autoconsommation avec stockage et vente : non autorisé par la réglementation actuelle.
Plutôt pour une échelle collective (quartier, commune...) qu'individuelle.

5° L'autoconsommation simple

Avantage : un maître mot, la **simplicité**.

Inconvénient : puissance **modérée**.

Le principal avantage de cette forme d'autoconsommation est sa simplicité. En effet, il n'y a aucune modification à faire sur l'installation électrique, aucun tarif d'achat à demander. Les démarches se résument à une déclaration préalable en mairie dans le cas d'une pose en toiture et d'une convention d'exploitation avec ERDF. On est complètement dans une démarche citoyenne de production d'énergie verte sans but lucratif.

L'inconvénient est que, généralement, on ne peut pas mettre une puissance importante car cela générerait trop de surplus. Un peu de surplus lors de la pointe de production n'est pas gênant, et même plutôt souhaitable pour les EnR. Mais trop pourrait nuire à l'amortissement du matériel. Une étude du profil de consommation est nécessaire afin de déterminer la puissance adéquate et d'éviter un projet trop coûteux par rapport aux besoins.

Afin de permettre une augmentation de la puissance de l'installation de production, et donc une meilleure utilisation des surfaces de toiture disponibles, plusieurs pistes sont envisageables :

- le Net Metering,
- le déplacement de charges,
- le stockage simple,
- la vente du surplus (tarif d'achat ?),
- le stockage et vente.

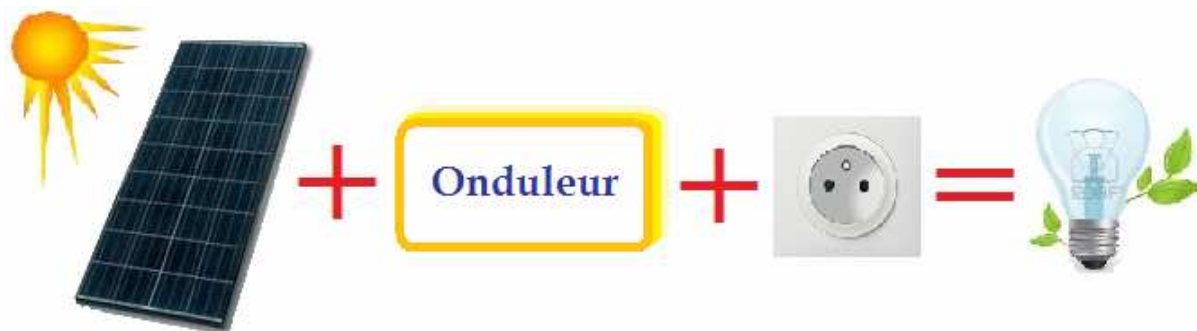
6° L'autoconsommation avec Net Metering

Simplicité :

Net Metering = Consommation – Production injectée

Pas de tarif d'achat spécifique

Le Net Metering est la réduction de la facture de consommation...



Il s'agit simplement de regarder le solde Consommation – Production en fin de période.

Techniquement, un simple compteur mécanique suffit (il tourne à l'envers en cas de surplus) ! Mais ce type de compteur ne permet pas de comptabiliser la partie qui a été temporairement envoyée sur le réseau (et donc l'effort à l'autoconsommation qui a été fait). À terme, il conviendra de disposer de compteurs double flux mais, en attendant leur déploiement, une tolérance serait souhaitable pour les usagers disposant encore d'un compteur mécanique.

Autre avantage, cela évite l'introduction d'un tarif d'achat spécifique. Le risque est potentiellement un abus avec une installation de puissance très largement surdimensionnée par rapport aux besoins, ainsi que l'absence d'effort pour mettre sa consommation en phase avec sa production. Lorsque les compteurs double flux (genre Linky) seront disponibles, il conviendra probablement de mettre une limite sur l'énergie injectée en fonction de la puissance installée afin d'inciter à maximiser son autoconsommation.

Avantages : simplicité, pas de problème de dimensionnement et pas d'impact pour le réseau (donc pas de PTF), incitation à l'autoconsommation, mise en œuvre immédiate. Les personnes auront le choix pour minimiser les surplus injectés, soit de déplacer des charges, soit d'installer un système de stockage (plus onéreux).

⇒ **Proposition 1 (dans le cadre du Net Metering)** : pour limiter la puissance installée (et pour éviter les abus et les frais sur le réseau), on ne rémunérera pas un éventuel surplus en fin de période de comptage (comptage annuel). Suivant les compteurs, on aura :

- Compteur électromécanique : surplus décompté du compteur de consommation, tolérance en attendant un changement de compteur.
- Compteur électronique simple : surplus non comptabilisé, « donné » au réseau. Ce don pourrait compenser la tolérance pour les compteurs mécaniques.
- Compteur électronique double flux (Linky) : les surplus comptabilisés seront donnés à un fonds public (précarité énergétique, développement MDE...) qui pourra les vendre aux fournisseurs d'énergie pour financer ses actions.

Incitations : pas de contrainte sur le type d'installation, bien entendu pas de Consuel (d'autant plus que la puissance installée est inférieure ou égale à la puissance de l'abonnement). Mise en place d'une PTF simplifiée (juste à vérifier la conformité de l'onduleur choisi). Également, **très important**, ne faire aucun frais au niveau des compteurs tant qu'on n'a pas le compteur Linky. Inutile de faire poser un compteur de production provisoire et ainsi générer des frais supplémentaires. Au contraire, les personnes ayant un compteur électronique simple seront d'autant plus incitées à faire des déplacements de charge. Quant à ceux qui ont encore un compteur mécanique, tant mieux pour eux, cela les encouragera à faire réaliser une installation photovoltaïque...

On le voit, cette solution ne demande aucun tarif d'achat particulier. Elle n'a donc aucun impact sur la CSPE.

Ce type d'autoconsommation est au final un effort d'économie d'énergie par rapport à l'effet sur le réseau. Ce type de projet devrait donc bénéficier des mêmes facilités de mise en œuvre que les autres types de projets d'économie d'énergie (isolation, chauffage, eau chaude).

⇒ **Proposition 2** : Rendre éligibles les installations en autoconsommation aux mêmes aides ou incitations que les autres travaux d'économies d'énergie.

- Éco-prêt à taux zéro (Eco-PTZ).
- Certificats d'économie d'énergie (CEE).

⇒ **Proposition 3** : Pour inciter à faire travailler les professionnels locaux tout en restant dans la logique de projet d'économie d'énergie.

- TVA à taux réduit 5,5 % sur le matériel et la main-d'œuvre.

7° **Vente du surplus, vente en totalité**

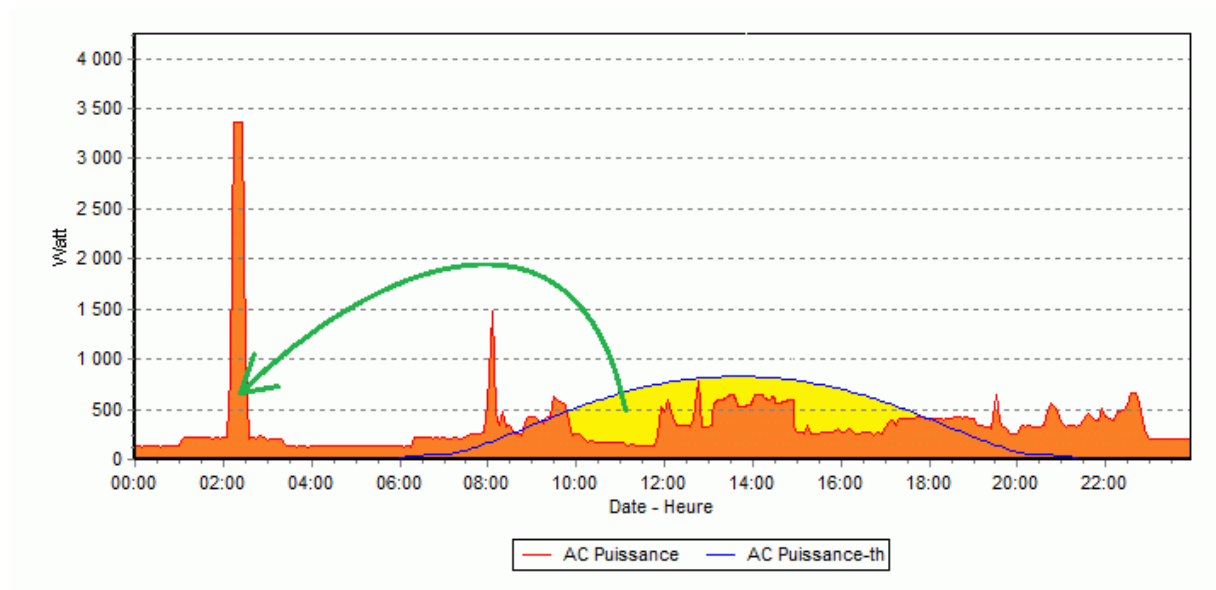
Le système des contrats d'achat peut garder son intérêt pour continuer à développer une production importante d'EnR.

- Vente totale : pour les locaux collectifs ou ceux dont le propriétaire n'est pas l'occupant.
- Vente des surplus : pour ceux qui veulent maximiser leur installation de production sur toute la toiture disponible pour produire plus d'EnR.
Ils obtiendront donc une production largement supérieure à leurs besoins.

Mais il faut réduire l'impact de ces contrats sur la CSPE. On peut poursuivre le système existant, mais en supprimant la contrainte d'intégration au bâti, qui représente la plus grande partie du coût du tarif d'achat, sans avoir montré d'impact sur le développement d'une technologie nationale.

(Nous pourrions reprendre l'idée initiale de prime à l'intégration versée en une fois au début de l'installation, par exemple 0,50 €/Wc, si on souhaite maintenir ce système).

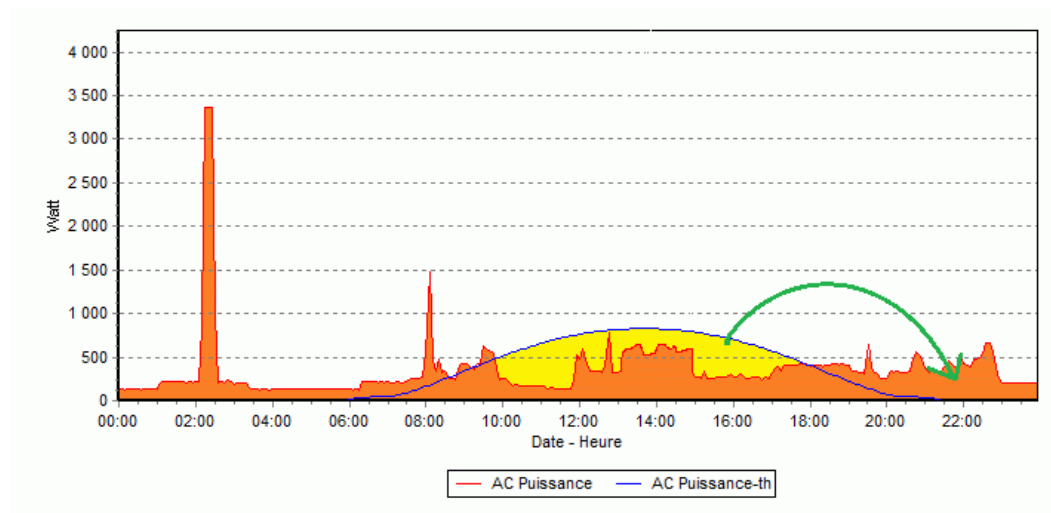
8° Cas passif = déplacement de certaines consommations



Le stockage passif consiste à simplement déplacer des charges pour faire en sorte qu'elles se déclenchent et consomment au moment de la production. Ces charges sont la production de chaleur (eau chaude sanitaire, pompe à chaleur) ou de froid, ainsi que certains appareils électriques comme le lave-vaisselle, le lave-linge ou les pompes de filtration des piscines. La seule difficulté avec ces charges, c'est qu'elles ne sont généralement pas conçues pour fonctionner avec des puissances variables (typiquement, un chauffe-eau a une résistance de 2 à 3 kW). Néanmoins, il est possible de rajouter un contrôleur de puissance dans certains cas.

Il y a pour les industriels un gros potentiel à fournir des appareils pilotables en puissance dont on pourra ajuster la consommation en fonction des surplus disponibles.

9° Cas actif = batteries, STEP, hydrogène...

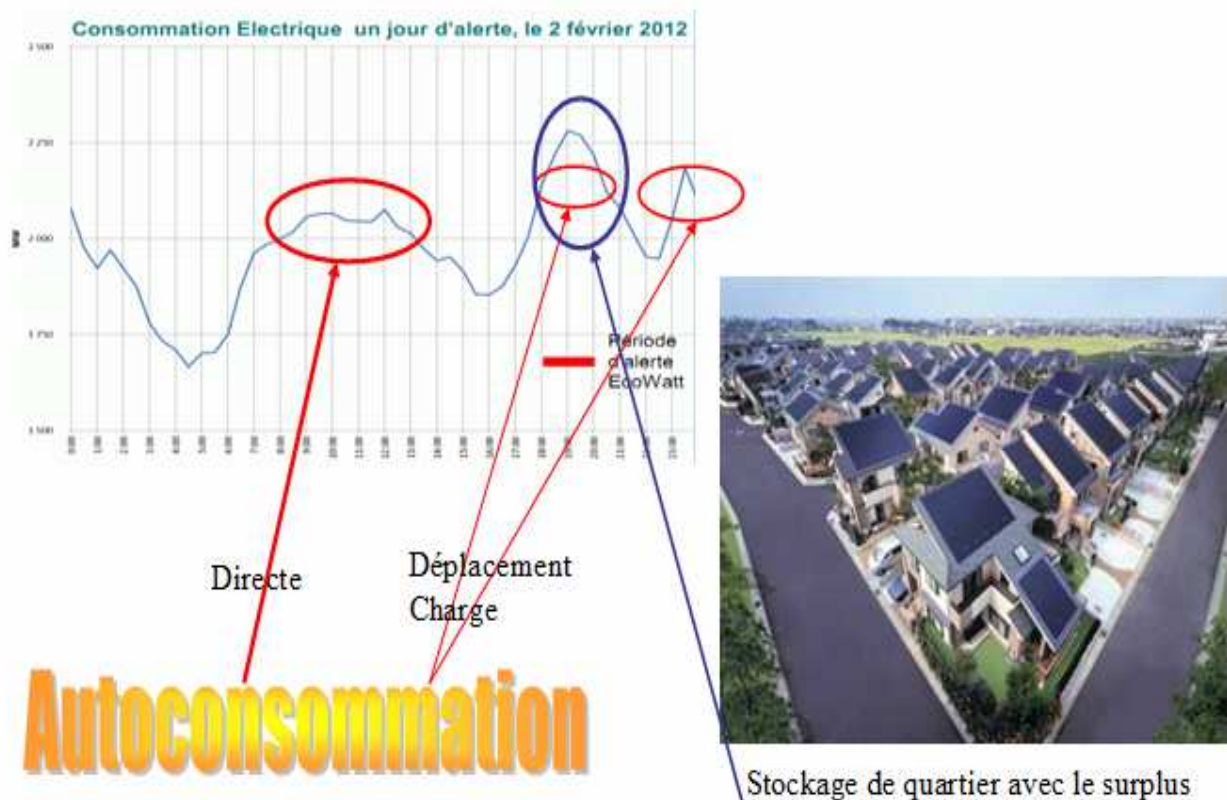


Le stockage actif consiste à utiliser des batteries dans le but de stocker l'énergie pour une utilisation ultérieure. À une échelle individuelle, ce moyen est encore extrêmement onéreux. Il est également difficile à dimensionner correctement. On peut aussi se demander si c'est vraiment une solution judicieuse, car l'énergie chèrement stockée aurait certainement pu être utilisée en direct par les voisins immédiats. Nous ne sommes donc pas sûrs que cela rende vraiment service au réseau mais, si c'était le cas, il serait logique de rémunérer le particulier pour le service qu'il rend. Cela veut dire qu'il faudrait, soit un tarif d'achat pour les kWh stockés, soit une prime « à la batterie ». Cela ne paraît pas très pertinent. Par conséquent, il ne semble pas intéressant d'inciter (par des primes ou autres) ce type d'installation.

En revanche, lorsque les véhicules électriques seront disponibles, ce mode de stockage prendra tout son sens.

À une plus grande échelle (quartier ou agglomération), on peut faire appel à d'autres technologies plus efficaces et proportionnellement moins coûteuses.

10° Pic du soir et pic de nuit : l'impact sur le réseau



Le réseau enregistre un pic de consommation le soir, lorsque les gens rentrent chez eux. Ce pic est dû à la mise en route des appareils électroménagers mais également à la remontée en température des appareils de chauffe. Si les appareils de chauffe disposent d'un moyen de stockage (accumulation, plancher chauffant...), il devient aisé de décaler la consommation effective au-delà de 18 h/19 h.

On pourrait penser que le micro-stockage chez le particulier permettrait de limiter ce pic. En fait, ce n'est pas vraiment le cas, car cela présuppose au moins deux choses : que le stockage soit plein et qu'il se déclenche au bon moment. De plus, les appels de puissance importants qui sont générés (par exemple, le four ou la plaque de cuisson) ne sont pas très favorables pour la durée de vie de la batterie.

Ce problème de pic de puissance en soirée n'a rien à voir avec les EnR, c'est un problème de réseau et de maîtrise de l'énergie. Ce qu'il faudrait, c'est plutôt de disposer d'espace de stockage de moyenne puissance (niveau quartier ou petite ville). Dans un premier temps, ce stockage serait alimenté par le réseau et les moyens conventionnels. Petit à petit, au fur et à mesure de l'augmentation des surplus des EnR, ces dernières prendront la relève. On autorise ainsi une transition en douceur tout en permettant déjà une réduction des moyens conventionnels (puisque le pic sera atténué).

À noter que les déplacements de charges permettent également de réduire le pic du soir (en programmant le lave-vaisselle pour fonctionner à midi, en préchauffant la maison ...).

Nous avons souvent droit à la remarque « perfide » qu'il ne fait pas toujours beau ! C'est une lapalissade, mais à cela nous pouvons répondre plusieurs choses :

- D'abord, il ne fait jamais totalement mauvais partout ... !
- Ensuite, on voit tout le potentiel du stockage de moyenne échelle, qui peut être alimenté par le réseau (il y a toujours un endroit où une EnR est active, sans parler des stockages de masse comme les STEP, CAES, hydrogène ...).
- Également, le déploiement du Smart Grid et la transmission des informations sur les ressources du réseau à brève échéance (2 à 3 jours) permettront d'avertir le particulier de l'opportunité de lancer telle ou telle charge.
- Enfin, ne pas sous-estimer les actions citoyennes de délestage du réseau (réseau ÉcoWatt, exemple PACA : <http://www.ecowatt-paca.fr/>)

⇒ **Proposition 4** : Inciter le stockage de moyenne puissance plutôt que le micro-stockage. Inciter le déplacement de charges pour le particulier.

11° Financement du réseau

Un auto-consommateur n'utilise pas le réseau quand il auto-consomme !

C'est une évidence, mais il est bon de le rappeler. Il continue cependant d'utiliser le réseau normalement quand sa production est insuffisante ou quand il injecte un surplus. La question du financement du réseau reste donc d'actualité. Il y a deux choix possibles pour son financement (et donc son entretien) : on peut facturer en fonction de la puissance de raccordement ou bien en fonction de la consommation. On doit également réfléchir sur les « pics » de consommation qui posent problème au réseau.

La première solution aurait plutôt la faveur des institutionnels, car ce serait un moyen de limiter les pics en obligeant les consommateurs à réduire leur abonnement et à mettre en place un système de lissage (batterie). Cependant, nous pensons que ce n'est pas le bon choix et que la deuxième solution (contribution sur les kWh consommés) lui est préférable, car cela ...:

- incite à réduire sa consommation (d'où MDE, isolation, déplacement de charges),
- incite à faire de l'autoconsommation (développement de production citoyenne),
- incite le réseau à se moderniser et à préparer sa transition (stockage de « quartier »),
- prépare le futur Linky (tarif kWh élevé en pointe, entre autres, ce qui traite le problème du pic d'ERDF),
- ne crée pas d'obstacle pour les futurs producteurs (c'est un investissement financier personnel),
- ne fait pas payer au consommateur la mise en place d'un système coûteux et moyennement efficace (cf. chapitre n° 10) alors que ces efforts sont du ressort de la collectivité et donc d'ERDF. Ce n'est pas au citoyen d'être au service d'EDF/ERDF en tant que variable d'ajustement, c'est l'inverse.

Comme nous proposons une participation au kWh et qu'en même temps on vise la réduction de la consommation, on voit qu'à long terme se posera la question du financement. Nous estimons souhaitable de basculer petit à petit le financement du réseau vers une contribution payée par l'ensemble des citoyens. Ce concept prend tout son sens quand on imagine le réseau comme bien plus qu'un simple tuyau amenant l'électricité ... Ce réseau sera l'artère vitale de notre future société qui, à terme, verra l'électricité devenir le principal vecteur d'énergie (développement des EnR, essor du parc de véhicules électriques, etc ...). Le réseau étant un bien collectif, il est logique qu'il devienne citoyen et soit financé par tout le monde, consommateur, producteur, simple utilisateur.

Proposition 5 : Assurer le financement du réseau par une participation sur l'énergie consommée ou injectée (donc sur le kWh). Il faut dès à présent anticiper et réfléchir sur un futur financement collectif.

12° Les particuliers : investissement citoyen !

De plus en plus de projets d'énergies renouvelables se montent grâce à l'investissement citoyen. L'objectif n'est pas de créer une entreprise qui veut simplement faire du bénéfice, mais de réunir des citoyens, habitant à proximité, voulant s'investir dans un équipement local et collectif. Cela permet aux habitants de mieux s'approprier le projet et de se rendre compte concrètement de ce qu'est l'énergie.

L'investissement citoyen est très généralement couplé avec un volet éducatif et, quand il se fait avec des municipalités, l'installation peut être rétrocédée gratuitement à la commune en fin de contrat.

Le principal objectif n'est pas de réaliser un bénéfice indécent (taux de 1 à 3 %), mais bien de participer à un projet d'intérêt pour la collectivité.

Certaines entreprises se sont créées en surfant sur cette vague. Elles ont pour objectif de regrouper des personnes ou entreprises qui amènent des fonds dans un projet mais ne se l'approprient pas.

Le GPPEP voit plusieurs inconvénients à ce type de montage :

- Des investisseurs non concernés localement peuvent intégrer ces structures.
- Pas de participation aux décisions.
- Côté éducatif non mis en œuvre.
- Le don de l'installation à la fin du contrat d'achat n'est pas systématique.
- De plus, le citoyen n'a pas forcément la possibilité d'investir au capital de la société mais peut uniquement prêter (par exemple, sous forme d'obligations) lui retirant ainsi toute capacité d'inflexion de la stratégie de l'entreprise.

⇒ **Proposition 6** : Favoriser l'investissement citoyen en lui réservant une part de capital dans tous les projets d'énergie et en particulier d'EnR.

⇒ **Proposition 7** : Inciter les propriétaires de biens publics (communes, administrations ...) à mettre à disposition leurs toitures pour des projets d'investissement citoyen.

13° Les maîtres mots : simplicité et sécurité

L'autoconsommation vue par le citoyen est une démarche qui paraît complexe, car nous avons été habitués à ce que l'État nous apporte notre approvisionnement énergétique de manière continue et peu onéreuse.

L'idée d'investir sur le long terme pour réduire sa facture énergétique n'est pas « naturelle ». Il faut donc faire évoluer les modalités (État, Régions, associations de terrain) mais aussi limiter au maximum l'investissement nécessaire.

En ce qui concerne le Consuel, par exemple, le décret n°72-1120 du 14 décembre 1972, consolidé le 24 mars 2010, précise bien que cette attestation de conformité n'est demandée qu'en cas de création de nouvelle ligne, de modification ou de rénovation de l'installation existante. Une installation en autoconsommation n'est clairement pas de cet ordre et se rapproche plutôt du simple branchement d'une pompe à chaleur ou d'un frigo.

⇒ **Proposition 8** : Simplification des contraintes administratives.

- Suppression du Consuel puisqu'il n'y a pas modification du comptage (cf ci-dessus)
- Simplification de la procédure administrative pour obtenir la convention de raccordement ERDF ; la fourniture de la certification du matériel (en particulier la VDE 0126-1-1/A1 pour l'onduleur) devrait suffire au dossier.
- Pas de frais de raccordement réseau.

14° **Conclusion technique**

L'autoconsommation est bénéfique sur plusieurs plans :

- Elle réduit la charge du réseau en **puissance** (grâce au déplacement de charges ainsi qu'aux futurs stockages de « quartier »).
- Son utilisation diffuse évite les perturbations sur le réseau (dans le cas des puissances « résidentielles »).
- Elle permet une meilleure pénétration des EnR au plus près des lieux de consommation.
- Elle incite à la mise en place de moyens de stockage de moyenne capacité, ce qui est de toute façon nécessaire pour le réseau, et cela augmente sa résilience.
- Elle amène les personnes à la prise de conscience de l'importance de la MDE.
- **Elle prépare et anticipe le déploiement du futur Smart Grid.**
- Elle est génératrice de création d'emplois.

15° **Au cœur des politiques territoriales***

- Sur 10 emplois créés dans le photovoltaïque, 8 au moins le sont ou peuvent l'être à proximité du lieu d'installation ... et **10 installations** sur les toits des **particuliers** par an correspondent à **un emploi à plein temps en France**.
- Ce **gisement de plusieurs dizaines de milliers d'emplois et d'activité économique non délocalisable** participe au potentiel de croissance induit par l'engagement de la société française dans une démarche de sobriété et d'efficacité énergétiques.
- L'électricité photovoltaïque contribue à **sécuriser l'approvisionnement**, mais aussi à **favoriser l'équilibre des réseaux de distribution**, du moins tant qu'elle reste de dimension potagère.

- Les collectivités locales doivent être incitées à **s'impliquer dans l'organisation d'activités de production photovoltaïque** cohérentes avec la gestion des réseaux dont elles sont propriétaires, dans le cadre de leur politique territoriale.
- * Cf. document photovoltaïque citoyen de 2012 <http://gppep.org/node/77>

16° Inciter les collectivités à investir dans leurs propres installations

- **Les inciter à participer en capital dans les projets photovoltaïques réalisés sur leur territoire**, et systématiser cette participation pour leurs projets bénéficiaires de l'obligation d'achat. Le recours à la simple location de toiture ou de terrain doit être limité.
- **Fournir une boîte à outils juridique, administrative et financière** aux collectivités souhaitant investir dans des projets photovoltaïques sur les sites leur appartenant, via l'ADEME.
- **Imposer la création d'au moins une permanence mensuelle de personnels des GRD qualifiés, dans toutes les collectivités**, afin de renforcer le lien avec les élus, techniciens des collectivités et producteurs ou consommateurs d'électricité, et faciliter l'information, le conseil et la résolution des conflits.
- **Réorganiser les réseaux publics de distribution d'électricité** créés ou modifiés à l'occasion de nouvelles opérations d'aménagement foncier, pour pouvoir y injecter la production d'électricité intermittente (photovoltaïque, éolienne) représentant au moins 20 % de la capacité de distribution.

17° Conclusion

Nous sommes tous conscients des dysfonctionnements de l'obligation d'achat, qui a conduit à la destruction de milliers d'emplois et mis des milliers de « petits producteurs » dans des situations critiques.

Nos propositions actuelles se situent résolument dans une optique d'avenir et de développement avec des propositions justes, économes en deniers publics et simples, telles que le stockage de quartier, le financement collectif du réseau, la simplification des dossiers...

Nous avons raté le photovoltaïque citoyen ... ne loupions pas **l'autoconsommation citoyenne !**

Glossaire :

PTF : Proposition Technique et Financière

MDE : Maîtrise de l'Énergie ou Maîtrise de la Demande d'Énergie

CSPE : Contribution au Service Public d'Électricité

PTZ : Prêt à Taux Zéro

EnR : Énergie Renouvelable

STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage (exemple : barrage hydraulique)

CAES : Compressed Air Energy Storage = stockage d'énergie par air comprimé

GRD : Gestionnaire Réseau de Distribution

Groupement des Particuliers Producteurs d'Électricité Photovoltaïque (GPPEP) :

Association loi 1901 reconnue d'intérêt général, créée en 2009 par des particuliers, pour des particuliers possédant une installation photovoltaïque ou sympathisants, ayant comme partenaires le très actif <http://forum-photovoltaïque.fr>, la plus importante base de données sur le photovoltaïque en France www.bdpv.fr et l'association souhaitant regrouper l'ensemble de la filière du photovoltaïque résidentiel du fabricant au producteur en passant par l'installateur www.insoco.org.

L'association regroupe à ce jour plus de 2 500 membres sur tout le territoire français et représente légitimement les milliers de particuliers producteurs.

En coopération avec L. Reynaud de "Mices" (Mini Centrale Electrique Solaire)

Président Joël Mercy

Contact ca@gppep.org

Tel : 0970 440 345

Autoconsommation : opportunité ou vraie fausse piste ?

Note de décryptage et de positionnement – décembre 2013

L'autoconsommation est de plus en plus souvent présentée comme une solution pour le développement futur des énergies renouvelables électriques « de proximité » en général et du photovoltaïque en particulier. Ses promoteurs mettent en avant le fait qu'elle permettrait de soulager la CSPE acquittée par les consommateurs et de limiter l'impact de la production sur le réseau de distribution, notamment en termes de besoin de renforcement.

Toutefois, une lecture attentive des nombreuses déclarations et présentations sur le sujet montre que la définition de cette notion n'est pas homogène et que la compréhension de toutes les implications d'un système qui la favoriserait est loin d'être partagée par tous les interlocuteurs.

La présente note a pour objectif d'éclairer le débat afin d'orienter les éventuelles mesures incitatives dans une direction qui ne soit pas contre-productive pour les différents acteurs de la filière : l'industrie, les installateurs et autres professionnels, les producteurs, mais surtout les consommateurs qui auront à en assumer le coût financier *via* la CSPE et les gestionnaires des réseaux qui auront à gérer les conséquences concrètes de son éventuel développement.

Les réflexions présentées ici s'inscrivent dans le contexte actuel, mais elles pourraient être modifiées par des évolutions à venir comme une accélération de la pénétration du photovoltaïque sur le réseau, une augmentation sensible des prix de vente, régulés ou non, de l'électricité, le développement de nouveaux usages comme les véhicules électriques ou encore l'émergence de nouvelles technologies de stockage (hydrogène, méthanation).

1. Considérations préalables

Rappels de quelques principes physiques

Du point de vue de la physique, l'électricité suit toujours le chemin le plus court de moindre résistance pour aller du point où elle est produite vers le point de consommation le plus proche.

Lorsqu'un système photovoltaïque produit de l'électricité, ce sont toujours les appareils en fonctionnement au même moment à proximité immédiate qui seront alimentés en priorité, indépendamment du type de raccordement et de l'existence ou non d'un contrat d'achat.

Dans le cas d'un système installé sur un bâtiment équipé d'un compteur électrique de consommation, trois situations peuvent se présenter :

- le producteur bénéficie d'un contrat d'achat en « vente de la totalité » : le système est raccordé directement au réseau public de distribution *via* un compteur de production posé par le gestionnaire de réseau (ERDF ou ELD) en parallèle du compteur de consommation (un nouveau raccordement est créé), toute la production est mesurée ;
- le producteur bénéficie d'un contrat d'achat en « vente de surplus » : le système est

raccordé au tableau du circuit électrique intérieur et un compteur de production est posé en série sur le raccordement existant, tête-bêche par rapport au compteur de consommation, seule la partie de la production qui n'est pas directement consommée à l'intérieur du bâtiment est mesurée ;

- le producteur ne bénéficie d'aucun contrat d'achat et est en schéma d'« autoconsommation totale »: le système est raccordé en un point quelconque du circuit intérieur, les frais de raccordement sont nuls, la production n'est pas mesurée par le GRD¹ et les éventuels excédents sont donnés gratuitement au réseau. Le système étant raccordé au réseau, il reste soumis à une convention d'exploitation avec le gestionnaire de réseau

Dans le premier cas, l'électricité qui est injectée dans le réseau public revient instantanément dans le circuit intérieur pour être consommée immédiatement par le premier appareil en fonctionnement qu'elle rencontre : d'un point de vue physique, il n'y a donc aucune différence avec les deux autres cas, seul le mode de valorisation économique varie, notamment dans le cadre de l'obligation d'achat et des tarifs associés dont il est important de rappeler qu'ils ont été mis en place pour offrir aux producteurs d'électricité renouvelable une visibilité et une stabilité suffisante pour leur permettre d'investir sans risque dans une filière dont le développement a été jugé d'intérêt général.

Qu'est-ce que l'autoconsommation ?

L'autoconsommation peut se définir en première approche comme la part de la production qui est consommée dans le bâtiment où elle est produite.

On peut considérer qu'il existe toujours une part d'autoconsommation « spontanée » correspondant au fonctionnement naturel (sans intervention particulière) des appareils durant les périodes de production, qui dépend des équipements et des activités des occupants.

Pour une production donnée, cette part sera d'autant plus élevée qu'un plus grand nombre d'appareils seront en fonctionnement dans le bâtiment au moment où la production est la plus importante, c'est-à-dire en journée et plutôt en été.

Ainsi, pour des systèmes dimensionnés pour produire l'équivalent de la consommation annuelle du bâtiment, le taux moyen annuel d'autoconsommation spontanée est de l'ordre de 20% dans un logement en l'absence de pilotage², mais ce pourcentage peut être plus bas, de l'ordre de 10 à 15 % dans le cas, courant en France, de maisons individuelles avec chauffage et ECS électriques (cf la figure 1 ci-dessous qui montre que le pilotage des ballons d'ECS tel qu'effectué actuellement en « heures pleines/heures creuses » est en contradiction avec la logique d'autoconsommation).

Le taux moyen d'autoconsommation spontanée peut aller jusqu'à 40 % si une gestion intelligente est mise en place via une « box énergie » associée à des actionneurs et programmeurs pour les différents appareils³ ; dans le secteur tertiaire, cette part peut s'élever à 70 % voire 100 % du fait de la meilleure synchronisation de la consommation et de la production⁴. Dans le cas présenté en figure 2, le taux d'autoconsommation spontanée sur l'année complète est de 100 % lorsque le potentiel photovoltaïque de la toiture est maximisé.

1 Le producteur est toutefois tenu pour des raisons de sécurité de déclarer l'existence de son système au GRD.

2 Ces chiffres sont issus de l'étude allemande de l'Institut de recherche en économie écologique de Berlin (IOW 2011, [Effects of self-consumption and grid parity of photovoltaic systems](#) qui a évalué l'autoconsommation des ménages de 2 à 4 personnes, avec des installations PV de 3 à 5 kWc (800 à 1000 kWh/kWc annuels), sans stockage. Ces chiffres sont donc à utiliser avec précaution en France.

3 Idem.

4 Idem.

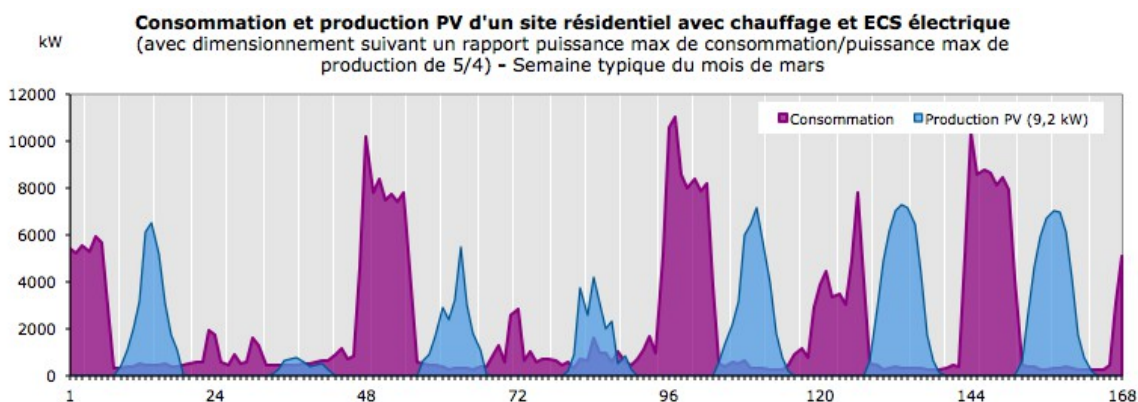


Figure 1. Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une maison individuelle type avec chauffage et ECS électriques (suivant un signal heures pleines/heures creuses) au mois de mars lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

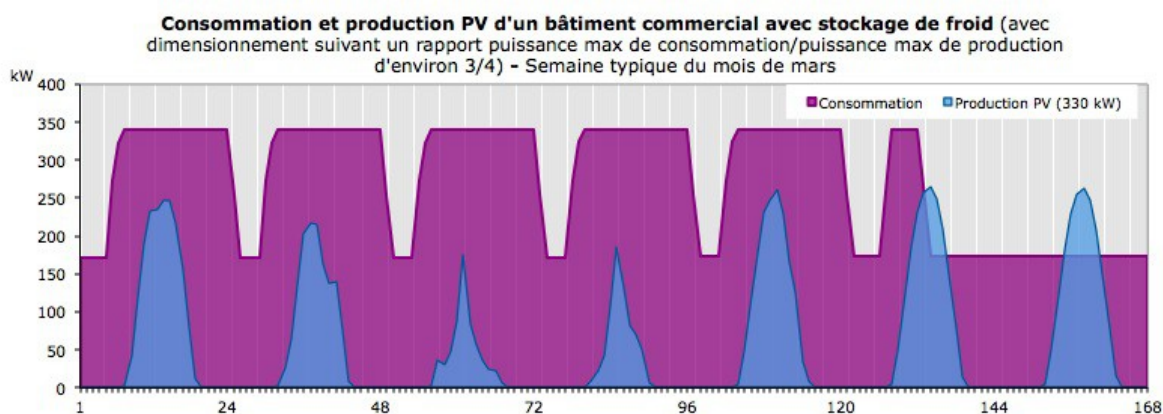


Figure 2. Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec stockage de froid au mois de mars lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

Il est possible d'augmenter le taux d'autoconsommation de trois façons différentes :

- limiter la puissance du système photovoltaïque pour qu'une part plus importante de la production soit consommée dans le bâtiment : on va dans ce cas doublement à l'encontre du but recherché de développement des énergies renouvelables à moindre coût, puisque des systèmes plus petits produisent moins et coûtent plus cher ;
- augmenter le nombre et/ou la puissance des appareils en fonctionnement en période de production pour favoriser l'*autoconsommation instantanée* : on peut dans ce cas s'interroger sur l'utilité de cette consommation supplémentaire, ainsi que sur son coût ;
- stocker une partie de la production dans le bâtiment pour la consommer plus tard dans une logique d'*autoconsommation différée* : se pose alors la question de l'efficacité technique, économique et écologique des solutions disponibles à l'échelle considérée, qui est loin d'être avérée dans l'état actuel des choses.

Si aucune de ces solutions n'apporte de réponse satisfaisante, c'est peut-être que la question est mal posée, à tout le moins que les objectifs d'une stratégie visant à favoriser l'autoconsommation n'ont pas été clairement définis.

Autoconsommation ou autoproduction ?

Les deux notions semblent à première vue très proches, mais il est important de bien comprendre les implications respectives d'une démarche visant à favoriser l'une plutôt que l'autre, qui sont très différentes.

Comme on l'a vu précédemment, chercher à augmenter le taux d'autoconsommation conduit généralement à une désoptimisation du couple production-consommation, soit en limitant une production qui autrement viendrait se substituer à une énergie non-renouvelable, soit en augmentant inutilement une consommation dont on sait qu'elle doit au contraire être réduite, soit en incitant à s'équiper de moyens de stockage aux performances médiocres.

À l'inverse, chercher à augmenter le taux d'autoproduction, qui se définit comme la part de la consommation qui est produite sur place et non importée du réseau public, conduit à des comportements vertueux, en incitant à la fois à réduire la consommation d'énergie et à augmenter la production d'énergie renouvelable.

Prenons un exemple concret et réel, celui d'une maison équipée d'un toit photovoltaïque de 4 kWc, avec une consommation journalière, un jour de printemps, de 12 kWh (usages spécifiques de l'électricité uniquement) et d'une production de 18 kWh dont 4,3 kWh sont consommés sur place : le taux d'autoconsommation sera de 24 % tandis que le taux d'autoproduction sera de 37 % (voir tableau ci-dessous). Dans ce cas (consommation inférieure à la production), la quantité d'électricité soutirée au réseau a été diminuée de 37 % (et non de 24%) grâce à la production photovoltaïque : **c'est donc bien l'augmentation du taux d'autoproduction qui permet de réduire la facture d'électricité importée du réseau.**

Consommation	12kWh
Production	18kWh
kWh consommé sur place	4,3kWh
Taux d'autoconsommation	$4,3/18 = 24 \%$
Taux d'autoproduction	$4,3/12 = 37 \%$

Tableau 1 : Comparaison autoconsommation / autoproduction

A noter que lorsque l'autoconsommation atteint 100 %, il n'y a pas d'électricité excédentaire à injecter dans le réseau puisque tout est consommé sur place, tandis que lorsque l'autoproduction atteint 100 %, il peut encore y avoir de l'électricité excédentaire qui est alors injectée dans le réseau .

Enfin, autoconsommation et autoproduction ne sont équivalentes que lorsque la production et la consommation annuelles d'électricité sont égales sur un périmètre donné (maison individuelle, bâtiment collectif d'habitation, quartier, etc.).

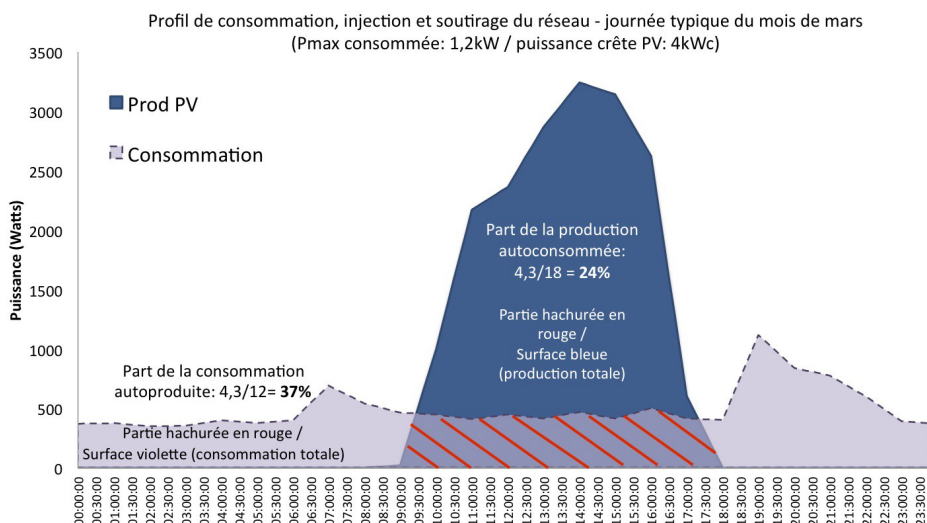


Figure 3. Distinction entre autoconsommation (part de la production totale qui est consommée sur place) et autoproduction (part de la consommation totale qui est fournie par la production sur place). Source : Hespul.

La différence entre autoconsommation et autoproduction est cruciale : maximiser l'une ou l'autre ne revient pas au même dans de nombreux cas, chacune répondant à une problématique différente.

- **Maximiser l'autoconsommation** peut entraîner une surconsommation d'électricité, inciter au sous-dimensionnement de l'installation photovoltaïque en toiture, et décourager des initiatives d'efficacité énergétique, de manière à éviter toute injection sur le réseau.
- **Maximiser l'autoproduction** a tendance au contraire à encourager l'efficacité énergétique des équipements et l'utilisation optimale de la toiture, le réseau permettant de garantir que toute la production pourra être utilisée, même si ce n'est pas dans le bâtiment où elle a lieu.

2. Tirer les leçons de l'expérience allemande

Le cas allemand : de la « prime à l'autoconsommation » au « programme de soutien du réseau »

En Allemagne, l'autoconsommation a bénéficié entre janvier 2009 et mars 2012 d'un mécanisme de soutien qui valorisait pour les installations de moins de 500 kWc la part de la production autoconsommée à différents tarifs selon le taux d'autoconsommation (en-deçà ou au-delà de 30 %). **Cette prime avait été mise en place pour encourager la diminution de l'injection sur le réseau de manière à résoudre des problématiques techniques** (notamment la capacité d'accueil du réseau) liées au développement très rapide du photovoltaïque.

La prime a été supprimée en avril 2012 suite à de nombreuses critiques sur la complexité de sa mise en œuvre et sur l'exonération de fait, pour la part de la production autoconsommée, de taxes diverses et surtout de participation au financement du développement des EnR (l'équivalent de la CSPE) et aux frais d'utilisation du réseau public de l'électricité (l'équivalent du TURPE)⁵ ; elle a été remplacée par un mécanisme de soutien aux installations équipées d'unités de stockage conçues pour soutenir le réseau public et réduire les besoins de renforcement⁶, dont la rémunération est conditionnée par un

⁵ En effet, l'étude de l'IOW (2011), montre que la mise en place d'une prime à l'autoconsommation se traduit non par un gain net pour la collectivité mais par un simple transfert de charge entre consommateurs et contribuables d'une part, et entre consommateurs et gestionnaires de réseaux d'autre part.

⁶ En Allemagne, la majorité des coûts de raccordement et de renforcement sont payés par le gestionnaire de réseau et non par les producteurs qui eux, paient seulement le coût de branchement. Cette répartition incite le gestionnaire à optimiser ses investissements et à mutualiser les infrastructures.

dimensionnement et un pilotage des batteries permettant de limiter la puissance injectée dans le réseau à 60 % de la puissance maximale. En outre, les batteries peuvent fournir des « services système » au réseau (plan de tension, fréquence).

Le cas français : une bouée de sauvetage pour une filière en difficulté ?

En France, la situation est tout autre : avec tout juste 4 GW de puissance photovoltaïque installée à l'été 2013 contre 34 GW en Allemagne, le photovoltaïque ne génère pratiquement aucune contrainte sur le réseau de distribution sauf dans des cas particuliers (installation photovoltaïque de taille importante en bout de réseau, éloignée de points de consommation).

La filière photovoltaïque française continue à souffrir des conséquences du moratoire de la fin 2010, auxquelles s'ajoute régulièrement une **nouvelle étape de complexification** comme la bonification des tarifs d'achat pour la provenance européenne des panneaux. De plus, les récents changements des règles de calcul du plan de tension imposés par ERDF (diminution des marges admissibles d'élévation de tension au secondaire des postes HTA/BT) ont induit une **augmentation très significative des coûts de raccordement** pour les installations d'une puissance supérieure à 36 kVA.

Dans ces conditions, les producteurs pourraient être tentés d'opter pour un schéma de raccordement en « autoconsommation totale » afin d'obtenir un coût de raccordement nul en contrepartie d'un engagement à autoconsommer toute l'électricité produite. Si ce schéma dans lequel l'électricité éventuellement injectée n'est pas comptée devait se développer, **l'absence d'étude d'impact et de moyens techniques de mesurer l'injection dans le réseau pourraient poser rapidement des problèmes aux gestionnaires de réseau de distribution.**

D'autre part, dans le contexte réglementaire français actuel, l'association d'un dispositif de stockage d'électricité avec une installation photovoltaïque ne permet pas à cette dernière de bénéficier du tarif d'achat, ce qui limite fortement la rentabilité de ces systèmes.

3. Éléments de réflexion sur la mise en place d'un soutien à l'autoconsommation

Les discussions autour de la mise en place d'un mécanisme de soutien à l'autoconsommation arrivent dans un contexte où la volonté de maîtrise de la CSPE gonflée par des tarifs d'achat excessivement élevés entre 2006 et 2010 a conduit à un fort repli puis à une stagnation du secteur photovoltaïque du fait de tarifs d'achat trop bas auxquels s'ajoutent des coûts de raccordement de plus en plus élevés.⁷

Les éléments ci-dessous visent ainsi à expliciter dans quel cadre un mécanisme de soutien à l'autoconsommation ou à l'autoproduction peut être conçu pour l'intérêt général.

Favoriser avant tout l'autoproduction « collective » en milieu urbain et périurbain ...

Le soutien à l'autoconsommation, s'il n'encourage pas dans le même temps l'autoproduction, peut avoir l'effet pervers de mener à une « *exploitation insuffisante du potentiel en surfaces de toit* » (IOW, 2011). Le graphique ci-dessous issu d'une étude de cas réel illustre bien ce problème : si un pourcentage d'autoconsommation de 100 % est recherché, l'installation PV sera dimensionnée à 500 Wc (taux de couverture annuelle de la consommation de 5%) alors que la toiture peut accueillir 9,2kWc (taux de couverture annuelle de la consommation de 84%) .

⁷ Nous n'insisterons jamais assez pour dire que ce ne sont pas les tarifs d'achat très bas d'aujourd'hui qui sont à l'origine de l'augmentation importante de la CSPE mais bien le niveau très élevé des tarifs entre 2006 et 2010 !

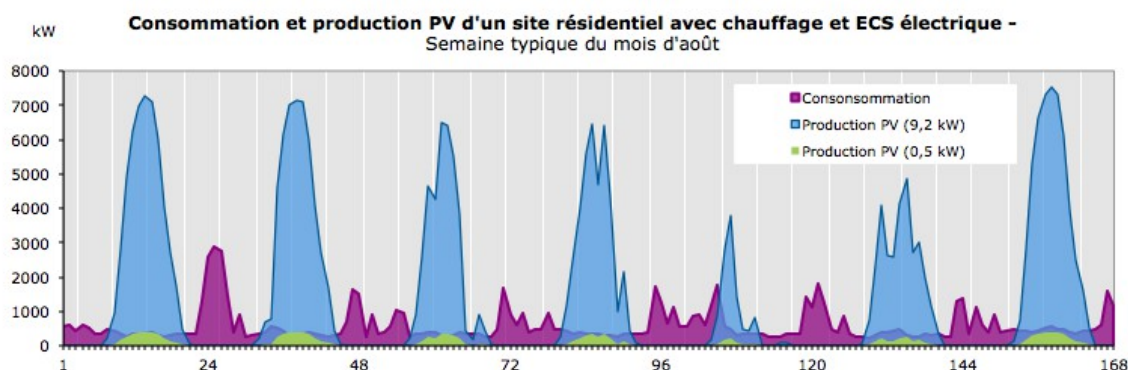


Figure 4. Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une maison individuelle type avec chauffage et ECS électrique (suivant un signal heures pleines/heures creuses) au mois d'août. Deux cas d'installations sont simulées : une installation de 9,2kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture et une de 0,5kWc qui permet d'atteindre un taux d'autoconsommation physique de 100 % à chaque heure de l'année. *Source : Hespul.*

En effet, en milieu urbain où vivent et travaillent plus de 80 % de nos concitoyens, la contrainte la plus forte ne porte pas sur la capacité d'accueil du réseau, mais sur la possibilité de trouver des surfaces de toitures adéquates pour accueillir le photovoltaïque (bonne orientation, compétition avec d'autres usages, zones protégées, etc).

Il est donc important dans la perspective d'une optimisation de la production et des systèmes d'aide qui la soutiennent que chaque toiture soit utilisée au maximum de son potentiel et non une partie seulement au prétexte que la puissance installée excéderait les besoins du bâtiment en question à certains moments de l'année.

Le soutien à l'autoproduction permet également d'encourager une démarche systémique consistant en premier lieu à chercher à réduire les consommations avant de penser à installer un système de production renouvelable.

... et revoir les conditions de raccordement en milieu rural

La question se pose différemment en milieu rural, où la production d'électricité renouvelable peut poser des contraintes de tension, voire être refoulée sur le réseau de transport si le niveau de consommation est trop faible à un moment donné.

On notera toutefois que les règles actuelles de financement du raccordement au réseau qui est à la charge du seul producteur incitent déjà fortement ce dernier à dimensionner correctement son installation pour ne pas générer de contraintes sur le réseau.

Quoiqu'il en soit, plutôt que brider le potentiel de production renouvelable en dimensionnant « au plus juste » par rapport à la consommation si un mécanisme de soutien à l'autoconsommation est mis en place, il conviendrait de revoir les règles de dimensionnement et de conduite des réseaux de façon à en augmenter la capacité d'accueil sans pour autant générer de risques de contrainte ni imposer des travaux de renforcement importants.

Favoriser l'autoconsommation et autoproduction dans le secteur tertiaire

Comme dit précédemment, il y a fort à penser que de nombreux sites tertiaires pourraient atteindre un taux d'autoconsommation de quasiment 100 % sans pilotage, surtout en présence d'équipements de froids qui génèrent une demande synchrone avec la production PV, sauf dans le cas de bâtiments à très faible consommation d'énergie.

L'espace disponible en toiture et la performance thermique du bâtiment seront décisifs pour obtenir un taux important d'autoproduction. Le graphique suivant présente un profil type hebdomadaire d'un

bâtiment commercial avec stockage de froid dont la puissance crête de l'installation PV dépasse de 25 % la puissance maximale annuelle appelée par le site. La période choisie est critique puisqu'il y a forte production et relativement faible consommation (même site que pour la figure 2).

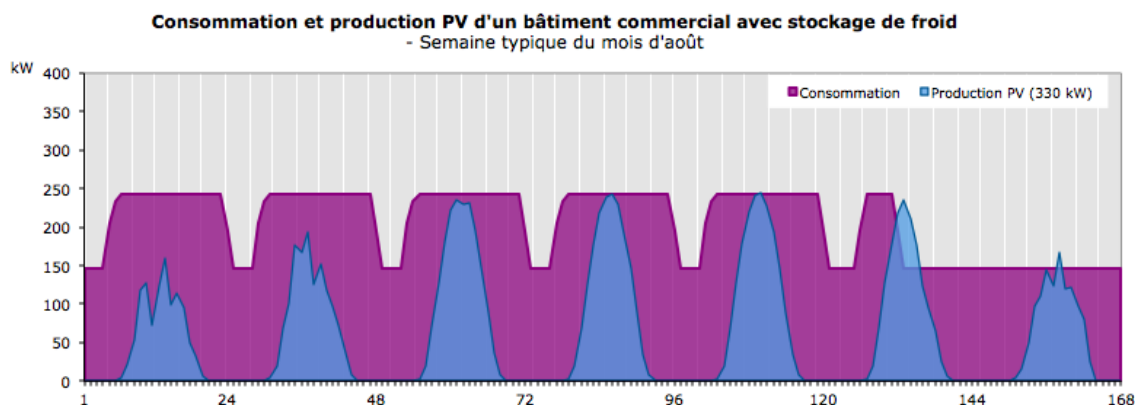


Figure 5. Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec stockage de froid au mois d'août lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

Inciter au stockage seulement lorsqu'il permet d'augmenter la capacité d'accueil du réseau

Une étude du Fraunhofer Institute publiée en 2013⁸ s'est intéressée à l'impact sur le réseau de distribution de moyens de stockage associés à des systèmes photovoltaïques à partir de la modélisation de différents types de réseaux, avec pour objectif principal la stabilité de la tension.

La conclusion est que « ***l'utilisation d'une batterie photovoltaïque axée sur les besoins du réseau permet de réduire le pic d'injection de tous les systèmes d'environ 40 %*** », ce qui permet d'augmenter d'autant la capacité d'accueil et de créer une situation « gagnant-gagnant ».

A l'inverse, la gestion « traditionnelle » d'une batterie axée sur l'optimisation pour le producteur-consommateur dans le cadre de la prime d'autoconsommation ne permet pas de soulager le réseau électrique du fait que la batterie est en général déjà chargée au maximum avant même que l'installation n'atteigne son pic de production.

Les deux schémas ci-dessous illustrent clairement tout l'intérêt que peut avoir pour le gestionnaire de réseau un stockage « intelligent » basé sur une logique de coopération entre les acteurs.

⁸ Fraunhofer Institute, *ÉTUDE SUR LE STOCKAGE 2013 Courte analyse sur l'estimation et le classement des effets énergétiques, économiques et autres d'un soutien aux dispositifs de stockage électrochimique localisés*, Traduction de janvier 2013 par le bureau de coordination franco-allemand des énergies renouvelables.

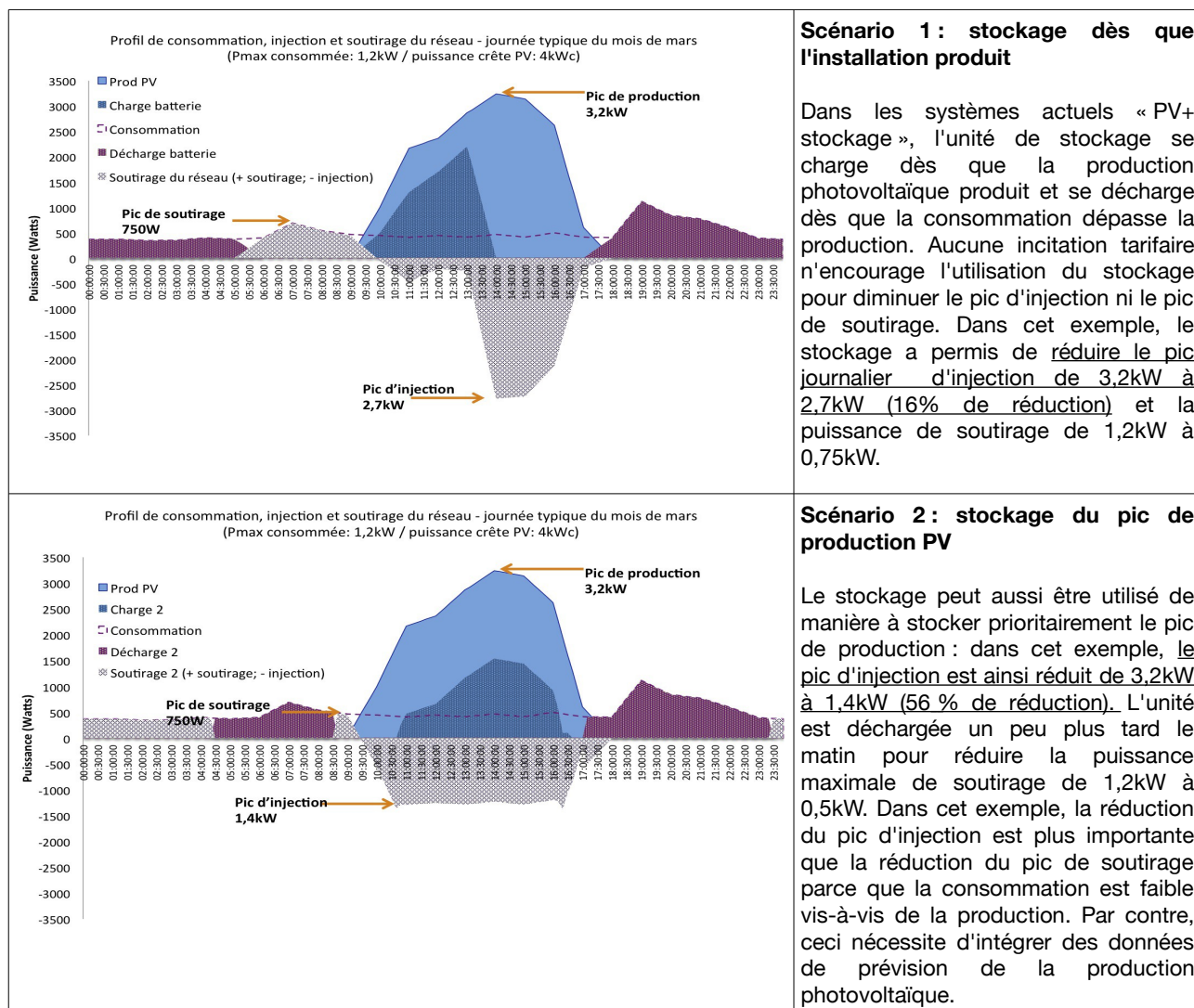


Figure 6. Pilotage de l'unité de stockage pour maximiser les bénéfices du réseau (Capacité de stockage : 8 kWh, Puissance de charge maximale : 2 200 W). Source : Hespul

Utiliser le stockage existant sur le réseau électrique de distribution

La modulation d'une partie de la consommation peut être faite de manière automatique en modifiant simplement les plages des heures creuses de manière à démarrer les ballons d'eau chaude sanitaire au moment du pic d'injection du photovoltaïque. Ceci pourrait d'ores et déjà être fait à coût zéro par les gestionnaires de réseau de distribution dans des zones à forte pénétration photovoltaïque.

Par ailleurs, le déploiement des compteurs communicants devrait permettre d'individualiser la modulation du ballon d'ECS pour les utilisateurs ayant une installation photovoltaïque en utilisant un signal avant compteur paramétré par l'utilisateur, par un agrégateur ou par le gestionnaire de réseau.

Les unités de stockage électrique: un équipement onéreux qui doit être multifonctionnel

L'IOW conclut également que **l'autoconsommation sans dispositif de stockage reste aujourd'hui la formule la plus économique**. Dans les conditions allemandes, les meilleurs systèmes dans les gammes de puissance adaptées à une utilisation résidentielle ont un coût d'environ 500 euros par kWh de capacité de stockage pour une durée de vie de 5 à 10 ans alors qu'un coût de 300 à 400 euros par kWh et une durée de vie de 20 ans seraient nécessaires pour obtenir la même rentabilité qu'une installation sans stockage.

En France, le fossé est d'autant plus grand que les tarifs régulés de consommation sont deux fois moins élevés que le prix moyen de l'électricité pour les particuliers en Allemagne.

Pour avoir un réel intérêt économique, les unités de stockage devraient remplir plusieurs fonctions :

- éviter le renforcement des réseaux en augmentant leur capacité d'accueil de la production
- fournir des services-systèmes au réseau (puissance réactive, filtrage d'harmoniques, etc.)
- contribuer à diminuer la pointe de consommation dans une logique d'autoproduction
- lisser les fluctuations parfois rapides du photovoltaïque.

Chacun de ces gisements de valeur obéit à une logique spécifique qui peut être contradictoire avec les autres, et la possibilité de les exploiter dépend de règles de dimensionnement, de fonctionnement et de rémunération des équipements : celles-ci doivent donc être élaborées avec le plus grand soin dans un contexte de collaboration entre toutes les parties prenantes.

4. Analyse comparative des mécanismes de soutien à l'autoconsommation

Différents mécanismes de soutien sont comparés dans le tableau page suivante ; cette analyse comparative doit être considérée comme une première grille de réflexion, qui sera enrichie des échanges futurs avec les autres acteurs de la filière.

5. Recommandations

1. **L'autoconsommation et plus encore l'autoproduction sont à encourager en priorité dans le secteur tertiaire** où les pointes de consommation et de production coïncident, où des outils de pilotage des charges et de suivi de la production photovoltaïque sont fréquemment présents (GTC), et où la compétitivité directe du PV (« parité-réseau ») sera plus rapidement atteinte, avec notamment la fin dès 2015 des tarifs réglementés au-delà de 36 kVA.
2. Il convient en second lieu de **favoriser les démarches répondant à une logique d'autoconsommation collective plutôt qu'individuelle**, le cas échéant en adaptant la réglementation et en formalisant une procédure facilitatrice, à travers par exemple une réflexion autour d'une fonction d'« agrégateur » pour gérer la production diffuse répartie sur chaque boucle locale de distribution.
3. **Le soutien à l'autoconsommation n'est pas souhaitable pour les particuliers à l'heure actuelle** du fait que la marge de manœuvre pour augmenter la part d'autoconsommation est très faible. En outre, l'autoconsommation n'est pas un sujet prioritaire pour les réseaux urbains qui sont très peu contraints.
4. Pour les particuliers, **la généralisation des compteurs communicants et la mise en place d'une tarification horo-saisonnière ou dynamique encourageront de fait l'autoconsommation** et la diminution de la pointe de consommation par l'efficacité énergétique et/ou le déplacement de charges dans le temps.
5. **Un mécanisme de soutien à l'autoconsommation quel qu'il soit ne doit pas venir en contradiction avec les objectifs généraux de maîtrise de la demande en électricité.** Une solution possible est de le combiner avec des exigences de performance énergétique ou de diminution de la consommation d'électricité spécifique. **Il ne doit pas non plus avoir pour conséquences de limiter les puissances installées au détriment de l'optimisation des surfaces disponibles en toiture, notamment en milieu urbain.**

RECOMMANDATIONS RELATIVES À L'AUTOCONSOMMATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE



Les acteurs de l'avenir énergétique



Juin 2014

SOMMAIRE

1. RÉSUMÉ	4
2. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE	5
3. DÉFINITION DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE	7
4. L'AUTOCONSOMMATION À DIFFÉRENTES ÉCHELLES	8
▶ 4.1. L'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment	8
4.1.1. Installation photovoltaïque sur une maison	8
4.1.2. Installation photovoltaïque sur un bâtiment tertiaire	9
▶ 4.2. L'autoconsommation à l'échelle d'un « îlot urbain »	9
5. RECOMMANDATIONS POUR LA MÉTROPOLE	10
▶ 5.1. Principes généraux	10
▶ 5.2. Mécanisme de soutien de la phase expérimentale	11
5.2.1. Le net-metering	11
5.2.2. Les primes au kWh produits, consommés et/ou injectés	11
5.2.3. Préconisations relatives au mécanisme de soutien	14
5.2.4. Evolution des conditions économiques du raccordement au réseau des autoconsommateurs photovoltaïques	15
6. RECOMMANDATIONS POUR LES OUTRE-MER	16
7. CONCLUSION	18

1. RÉSUMÉ

Le coût de production de l'électricité photovoltaïque poursuit depuis plusieurs années une courbe d'apprentissage particulièrement rapide. Afin d'anticiper le développement spontané de l'autoconsommation chez les clients finaux, SER-SOLER recommande de mettre en place un mécanisme de soutien à l'autoconsommation dans le cadre d'une phase expérimentale d'une durée de trois ans, en parallèle des mécanismes de soutien actuellement en vigueur, et sans que cette initiative se substitue à ces derniers. Cette phase expérimentale aurait pour objectif d'anticiper et de résoudre en amont les questions qui se poseront lors du développement naturel de l'autoconsommation, parmi lesquelles : l'intégration du photovoltaïque autoconsommé au réseau électrique en termes d'énergie et de puissance, et définition des services système associés ; le développement des modèles de pilotage de la demande et de la production en fonction des segments de puissance concernés et de la nature des sites équipés ; la sécurité électrique des intervenants et des utilisateurs finaux ; l'acquisition d'un savoir-faire et la construction de références pour se positionner à l'export, dans un marché en pleine croissance ; la gestion du risque en matière de financement de ces nouveaux projets ; la résolution des problématiques juridiques concernant l'achat / vente d'énergie de gré à gré.

Les volumes concernés par l'expérimentation, 300 MW/an au total, seraient limités par quota (segment 0-100kWc) et par appels d'offres simplifiés (segment 100-250kWc) et complets (segment supérieur à 250kWc). Ces volumes viendraient s'ajouter à la programmation pluriannuelle d'appels d'offres que SER-SOLER juge essentiel de mettre en place afin de donner une visibilité optimale aux industriels : 1GW par an *a minima* pendant 3 ans. Les sites visés en priorité par l'expérimentation devraient être ceux du segment professionnel et du résidentiel intégré dans des îlots en cours d'aménagement, pour lesquels il peut exister une adéquation « naturelle » des courbes de consommation et de production photovoltaïque.

SER-SOLER recommande de tester, dans le cadre de l'expérimentation souhaitée, une prime globale à l'autoconsommation, composée de primes aux kWh photovoltaïques autoconsommés ou injectés sur le réseau, et modulée en fonction de la puissance maximale injectée sur le réseau en regard de la puissance souscrite par l'autoconsommateur.

Les modèles économiques valorisant l'autoconsommation font intervenir l'économie de facture évitée : l'analyse du risque des projets est dépendant d'un nouveau risque lié au client, portant à la fois sur sa consommation et sur la pérennité de ses engagements. Il est par conséquent essentiel de mener une évaluation rigoureuse de la bancabilité des projets dans cette configuration, laquelle diffère très sensiblement de l'obligation d'achat.

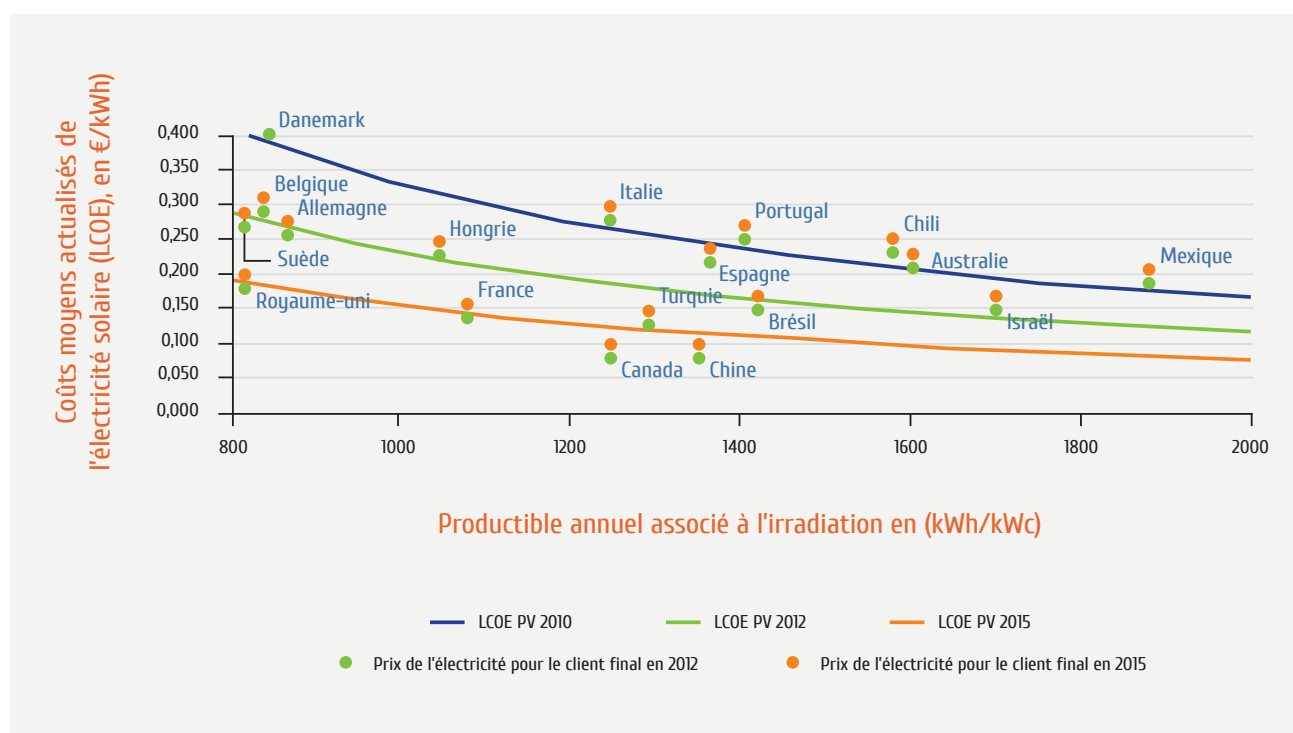
La définition du modèle économique de l'autoconsommation doit être l'occasion d'intégrer une révision des conditions économiques du raccordement des autoconsommateurs au réseau. A ce titre, le calcul de la quote-part du coût des ouvrages réseaux à créer en application des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables doit se faire à due proportion de la puissance maximale susceptible d'être injectée sur le réseau et non pas en fonction de la puissance totale de l'installation, et ce, quel que soit le niveau de puissance de l'installation.

En ce qui concerne plus particulièrement les DOM, SER-SOLER recommande la mise en place en urgence d'un mécanisme de prime à l'autoconsommation intégrant des actions de maîtrise de l'énergie, du stockage et du service réseau. En matière de CSPE, le modèle proposé par SER-SOLER a vocation à s'amortir sur la durée de vie des systèmes, rendant ainsi positif l'impact global. SER-SOLER demande que les DOM puissent bénéficier de cette mesure d'urgence sur une période de 3 ans, afin d'affiner le modèle proposé. Les volumes seraient annuellement plafonnés à 100 MW/an pour l'ensemble des DOM.

2. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE

Le solaire photovoltaïque est aujourd'hui la technologie de production d'électricité qui connaît le plus fort développement dans le monde. Le coût de production de l'électricité photovoltaïque poursuit une courbe d'apprentissage particulièrement rapide : il est aujourd'hui sans commune mesure avec ce qu'il était il y a encore quelques années, et son prix de revient se situe désormais à un niveau proche des prix de détail de l'électricité, dont la tendance est à la hausse.

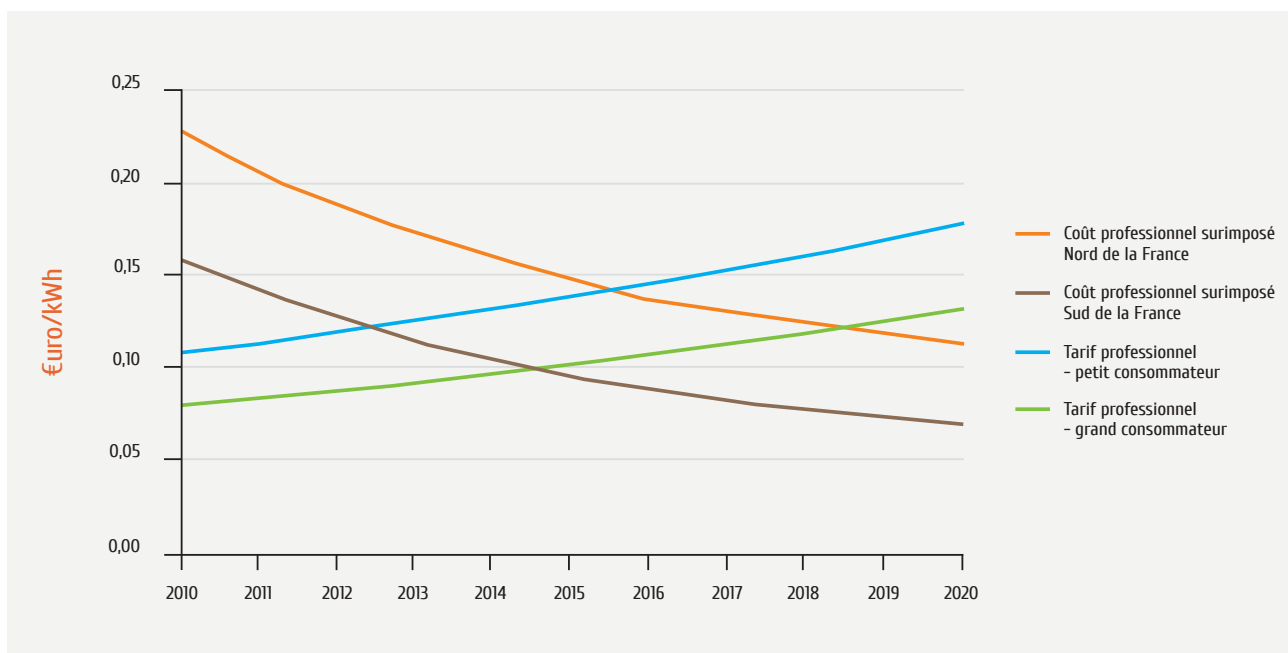
Dans de nombreux pays, la technologie photovoltaïque est dès maintenant compétitive avec l'électricité produite de manière traditionnelle et acheminée au client final : on assiste à un développement de ce marché où des contrats de vente de l'électricité photovoltaïque se concluent sans l'aide de systèmes de soutien. C'est le cas notamment de la Californie, du Chili, de l'Afrique du sud, et, en Europe, de l'Italie et de l'Espagne.



Graphique 1 : Compétitivité du photovoltaïque dans le monde (cas du marché résidentiel)

Source : SER-SOLER, 2013

En France, sur le seul plan du prix, les projections réalisées par SER-SOLER¹ montrent que l'ensemble des consommateurs professionnels devrait avoir intérêt à recourir à des installations de production d'électricité photovoltaïque à l'horizon 2018.



Graphique 2 : Atteinte de la compétitivité vue du client final pour les installations photovoltaïques professionnelles

Source : SER-SOLER, 2013

Conscient que le modèle économique du solaire photovoltaïque traverse actuellement une phase de profonde évolution, les pouvoirs publics ont lancé une réflexion sur le thème de l'autoconsommation. Un groupe de travail piloté par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGECC) et qui rassemble les acteurs concernés se réunit à intervalles réguliers depuis décembre 2013. La date prévisionnelle de fin des travaux de ce groupe de travail est fixée à **juin 2014**. Les thèmes traités par ce GT sont les suivants :

- ▷ autoconsommation/autoproduction et systèmes électriques : états des lieux, opportunité et défis de l'autoconsommation ;
- ▷ présentation des expériences étrangères ;
- ▷ présentation de cas d'école de systèmes d'autoconsommation/autoproduction ;
- ▷ impact de l'autoconsommation/autoproduction sur le financement des taxes, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ;

- ▷ stockage et maîtrise de l'énergie (MDE) – Les enjeux en termes de R&D et d'innovation ;
- ▷ modèles économiques et financement des projets en autoconsommation ;
- ▷ cadre réglementaire pour l'autoconsommation ;
- ▷ cas spécifique des Zones Non-Interconnectées (ZNI).

La présente note constitue la contribution de SOLER, la branche photovoltaïque du SER, aux travaux du groupe de travail. Les parties 3 et 4, ayant trait aux définitions et aux principes généraux, reprennent des éléments publiés par SER-SOLER en 2013 dans son étude « *Anticiper le développement du solaire photovoltaïque compétitif* »².

3. DÉFINITION DE L'AUTOCONSUMMATION PHOTOVOLTAÏQUE

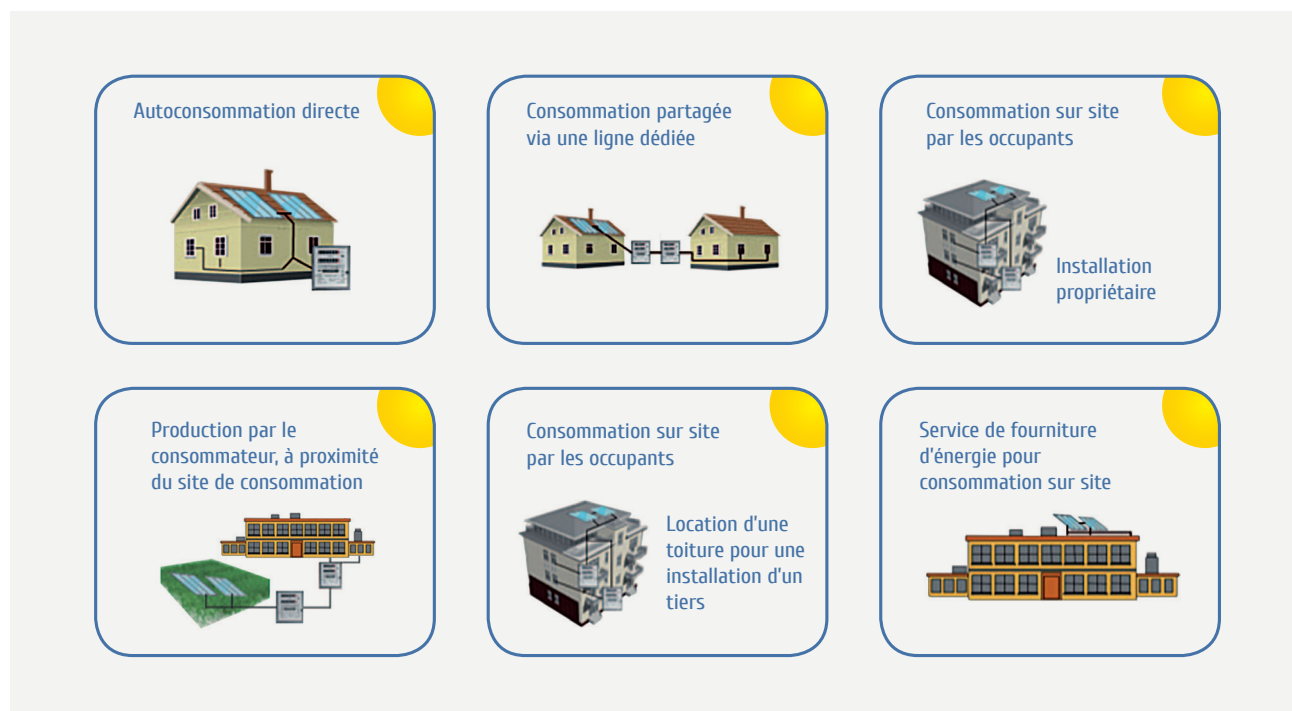
Par autoconsommation photovoltaïque, on entend la possibilité donnée à tout type de consommateur/producteur d'électricité de connecter une installation photovoltaïque, dimensionnée selon ses besoins, soit uniquement à son installation électrique, soit dans un mode de partage entre son installation électrique et le réseau local selon les fluctuations de la production et de la consommation *in situ*.

L'objectif de l'installation photovoltaïque est donc plus de répondre, soit à sa propre consommation, soit à la consommation d'un ou plusieurs sites déterminés dans son voisinage, que de produire et vendre en totalité pour le réseau. L'électricité excédentaire continue d'être injectée sur le réseau local, cette production pouvant être valorisée de plusieurs manières.

Cette définition inclut tout type de consommateur et tout type de segment de marché du photovoltaïque. Elle inclut également tout type de raccordement de l'installation, de la connexion au réseau public à l'installation directement connectée à un réseau privé, en passant par les installations de production raccordées au consommateur par une ligne dédiée.

Notons qu'une installation photovoltaïque qui répond à cette définition ne doit pas nécessairement être la propriété du consommateur, elle peut appartenir à un autre acteur lié de manière contractuelle au consommateur. Tout type de producteur/consommateur peut s'inscrire dans ce cadre, du résidentiel à l'industriel en passant par le tertiaire. Tout type d'application photovoltaïque peut également être concernée, des installations intégrées aux bâtiments jusqu'aux centrales au sol en passant par les installations en surimposition. L'élément central de la définition est le lien fort entre le dimensionnement du système photovoltaïque et ses plages journalières de production avec le besoin électrique du ou des consommateurs.

La logique de l'autoconsommation n'est pas la recherche de l'autonomie mais plutôt celle de s'inscrire dans l'infrastructure locale du réseau associant production photovoltaïque, gestion intelligente de la demande et stockage. Cette orientation met donc en avant une multitude de situations d'autoconsommation à laquelle est associée une multitude de modèles d'affaires possibles.



Graphique 3 : Autoconsommation dans divers contextes
Source : AT Kearney. Traduction : SER-SOLER

4. L'AUTOCONSUMMATION À DIFFÉRENTES ÉCHELLES

La technologie photovoltaïque est l'une des seules en mesure de produire de l'électricité au plus près du consommateur. Cela est vrai au niveau du bâtiment mais également du quartier, de la commune, voire de la communauté de communes.

La notion « d'énergie positive » fait aujourd'hui référence à un bâtiment qui produit en moyenne plus d'énergie qu'il n'en consomme. Initialement pensés à l'échelle d'un bâtiment, les objectifs d'optimisation de la consommation du parc bâti et de mobilisation des ressources renouvelables locales qui sous-tendent désormais la réglementation thermique, etc., ouvrent la possibilité d'élargir l'échelle spatiale de ce concept au-delà du bâtiment : à l'échelle de l'îlot, du quartier, voire de la ville ou du périmètre de la concession.

Le passage à une plus grande échelle suppose une gestion des équipements de production et de consommation d'énergie. L'analyse des consommations, la « répétabilité », ainsi que la supervision des installations de productions/consommations constituent ainsi le centre névralgique du système. Si cela passe par un prestataire de services, la question de son modèle d'affaires devient incontournable. Cette mutualisation doit aussi prendre en compte les usages et les besoins selon l'occupation des bâtiments : les horaires et les besoins différents selon la destination du bâtiment (écoles, logements, bureaux). Autant de possibilités de dégager des marges de manœuvre pour lisser

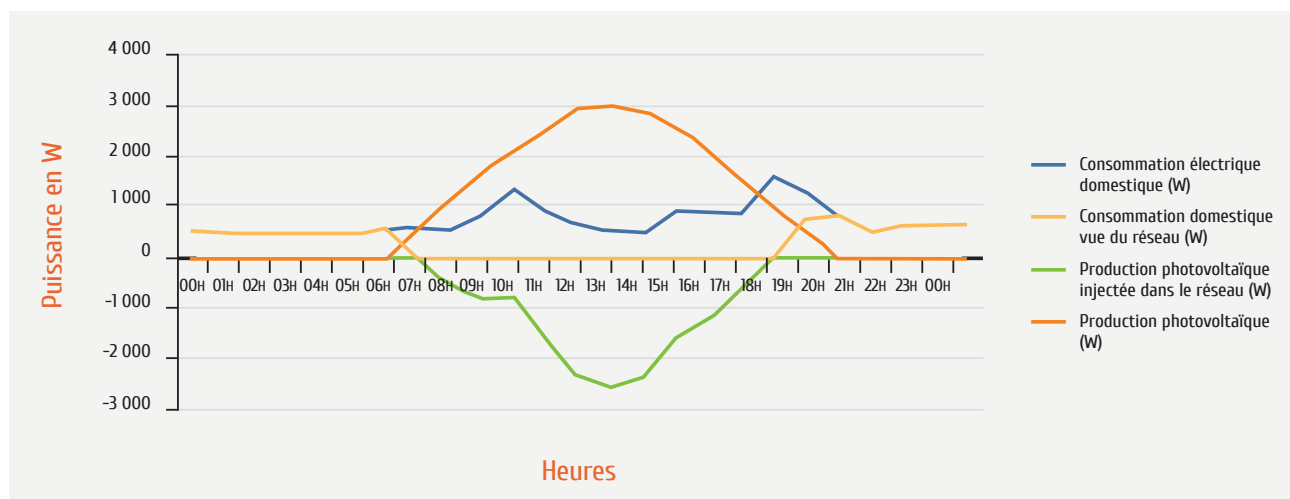
les pointes de consommation énergétique et mieux dimensionner les équipements.

► 4.1. L'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment

4.1.1. Installation photovoltaïque sur une maison

De nombreuses études ont été réalisées afin de déterminer la quantité d'électricité autoconsommée : sans système de gestion de la consommation ou de stockage, cette part varie entre 20 et 40 % de la consommation de la maison. La mise en place d'un système de gestion de la consommation et/ou la mise en place d'un système de stockage peuvent permettre une augmentation de la part de l'énergie électrique autoconsommée et donc une réduction sensible l'électricité soutirée du réseau.

Sans stockage toutefois, permettant la réinjection le soir dans le circuit électrique domestique, de la production photovoltaïque diurne, la pointe du soir de soutirage du réseau ne peut pas être réduite. Par ailleurs, à moins de réduire considérablement la taille du système photovoltaïque, la majorité de la production photovoltaïque est réinjectée sur le réseau pendant la journée, la pointe d'injection d'été pouvant même parfois être supérieure à la pointe de soutirage d'hiver.



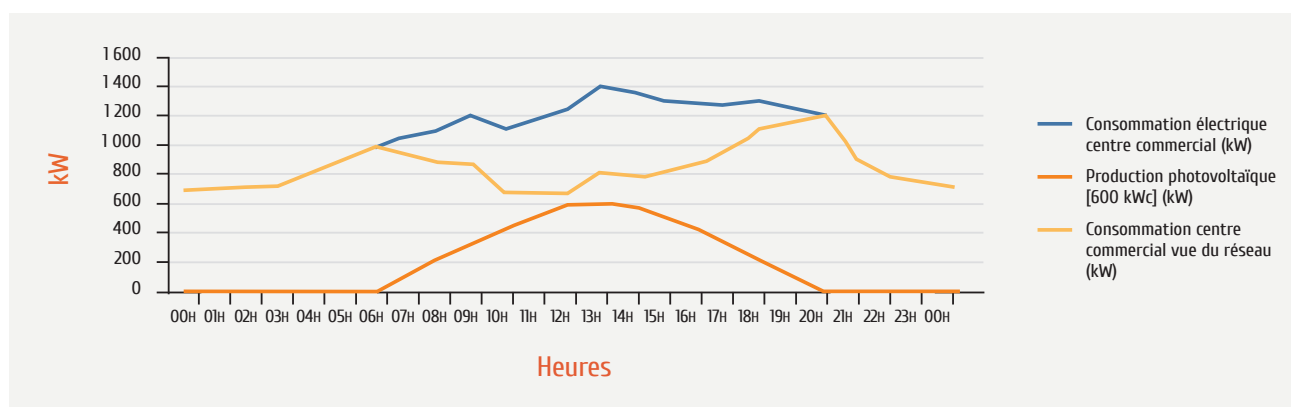
Graphique 4 : Simulation d'un système photovoltaïque sur une maison individuelle

Source : SER-SOLER, 2013

4.1.2. Installation photovoltaïque sur un bâtiment tertiaire

Dans certains cas, la courbe de consommation du bâtiment est « naturellement » synchrone avec la production photovoltaïque. Ce peut être le cas de bâtiments tertiaires (ex : centre commercial).

Dans ce cas, un dimensionnement adéquat permet d'autoconsommer la quasi-intégralité de l'électricité produite, sans même prévoir de transferts de consommation ou de dispositifs de stockage, et de limiter les pointes d'injection de la production photovoltaïque sur le réseau.

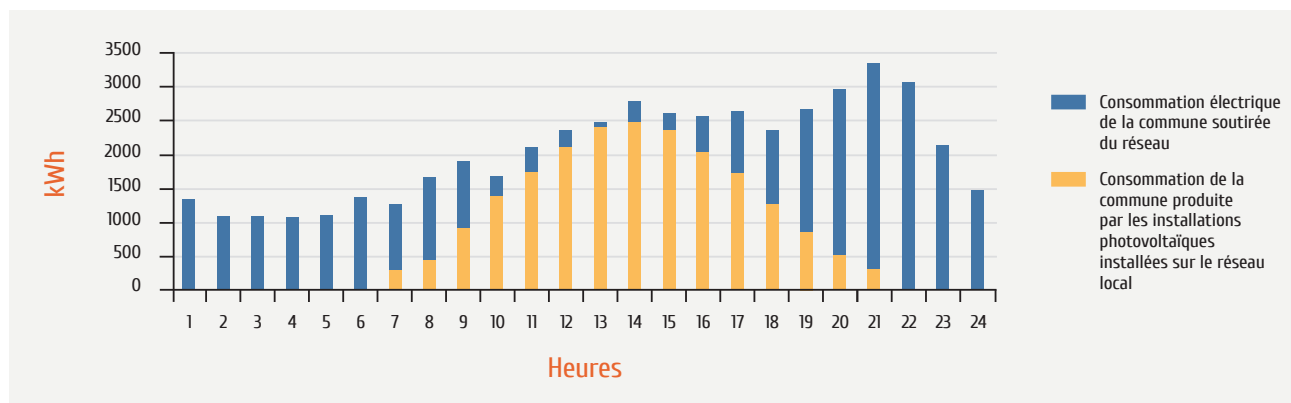


Graphique 5 : Simulation d'un système photovoltaïque sur un centre commercial

Source : SER-SOLER, 2013

► 4.2. L'autoconsommation à l'échelle d'un « îlot urbain »

Lorsqu'on analyse la structure de la consommation électrique à l'échelle de zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, etc., il convient de prendre en compte le foisonnement des consommations individuelles. Dans le cadre de l'implantation de systèmes photovoltaïques sur des bâtiments, si le bâtiment porteur du système n'a pas besoin d'électricité à l'instant où le système produit, il y a une forte probabilité qu'un bâtiment voisin aura, lui, besoin d'électricité à ce moment précis. On peut alors parler d'autoconsommation dans le périmètre d'un « îlot urbain ». Celui-ci peut même s'étendre au niveau d'une collectivité.



Graphique 6 : Consommation d'une commune un jour d'été, parc photovoltaïque de 2500 kW

Source : SER-SOLER, 2013

5. RECOMMANDATIONS POUR LA MÉTROPOLÉ

► 5.1. Principes généraux

Afin d'anticiper le développement spontané de l'autoconsommation chez les clients finaux, SER-SOLER recommande de **mettre en place un mécanisme de soutien à l'autoconsommation dans le cadre d'une phase expérimentale d'une durée de trois ans, en parallèle des mécanismes de soutien actuellement en vigueur, et sans que cette initiative se substitue à ces derniers.**

Cette phase expérimentale aurait pour objectif d'anticiper et de résoudre en amont les questions qui se poseront lors du développement naturel de l'autoconsommation, parmi lesquelles :

- l'intégration du photovoltaïque autoconsommé au réseau électrique en termes d'énergie et de puissance, et définition des services système associés ;
- le développement des modèles de pilotage de la demande et de la production en fonction des segments de puissance concernés et de la nature des sites équipés ;
- la sécurité électrique des intervenants et des utilisateurs finaux ;
- l'acquisition d'un savoir-faire et la construction de références pour se positionner à l'export, dans un marché en pleine croissance ;
- la gestion du risque en matière de financement de ces nouveaux projets ;
- la résolution des problématiques juridiques concernant l'achat / vente d'énergie de gré à gré.

SER-SOLER préconise de **contrôler les volumes d'installations concernées par l'expérimentation** par quota (segment 0-100kWc) et par appels d'offres simplifiés (segment 100-250kWc) et complets (segment supérieur à 250kWc). Afin que l'expérimentation soit suffisante, sans pour autant entraîner un impact significatif sur l'organisation du système électrique, ces volumes devraient totaliser **300 MW par an pendant trois ans**. Ces volumes viendraient s'ajouter à la programmation pluriannuelle d'appels d'offres que SER-SOLER juge essentiel de mettre en place afin de donner une visibilité optimale aux industriels : 1GW par an a minima pendant 3 ans

Dans certains cas, le caractère autoconsommé de l'électricité photovoltaïque sera apprécié **en aval du**

point de livraison du site équipé. Dans d'autre cas, une réunion de sites prétendant à l'autoconsommation pourra être considérée : le caractère autoconsommé de l'électricité photovoltaïque sera alors apprécié **en amont des points de livraison de chacun des sites concernés par l'opération, et en aval du poste de transformation HTA/BT**.

Les sites visés en priorité par cette expérimentation devraient être ceux du segment professionnel pour lesquels il peut exister une adéquation naturelle des courbes de consommation et de production photovoltaïque.

Pour le segment résidentiel, la marge de manœuvre des sites pour augmenter significativement le taux d'autoconsommation sans intervention de solution de stockage est trop faible. Néanmoins, le photovoltaïque joue d'ores et déjà un rôle important dans la réglementation thermique 2012 actuellement en vigueur (prise en compte du photovoltaïque dans la modulation du seuil de consommation d'énergie primaire par m² et par an) et sera essentiel dans la future réglementation thermique 2020 (bâtiment à énergie positive). **Il importe donc que la réflexion sur l'autoconsommation porte également sur le résidentiel**. SER-SOLER recommande de traiter ce segment dans l'un des deux cadres suivants complémentaires :

- soit, prioritairement, par l'intégration de plusieurs sites résidentiels dans un ensemble plus large de type « îlot urbain » dans un appel d'offres simplifié et/ou complet ;
- soit, dans les autres cas, par l'instauration d'une prime égale à l'amortissement du volet stockage et régulation de l'installation sur une durée à définir ; l'ensemble ayant pour fonction de renvoyer en fin de journée tout ou partie de la fourniture d'énergie au bâtiment.

Dans le cadre d'appels d'offres simplifiés et complets, il pourrait être envisagé plusieurs sous-familles d'installation :

- autoconsommation « simple » ;
- effacement et décalage/écrêtage de la pointe (pilotage consommation/production) ;
- stockage et service réseau ;
- « Îlot urbain » : le gestionnaire sélectionne et impose un point d'injection unique dans l'antenne BT de la production photovoltaïque mutualisée,

ce point d'injection étant optimisé par rapport à la gestion du plan de tension. Exemples de sites cibles visés par cette sous-famille (liste non-exhaustive) : zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, sites de recharge de véhicules électriques, etc.

Il convient que les procédés photovoltaïques en surimposition au bâti soient éligibles à cette expérimentation, en s'assurant qu'ils soient parallèles au plan de la toiture, avec possibilité d'incliner les modules sur les toits-terrasses équipés d'un acrotère, à condition que le point haut des modules ne dépasse pas le point haut de l'acrotère.

► 5.2. Mécanisme de soutien de la phase expérimentale

De nombreux mécanismes de soutien à l'autoconsommation peuvent être mis en place ; certains sont plus complexes que d'autres et leurs impacts sur le comportement des autoconsommateurs et sur le système électrique sont variables. Le mécanisme de soutien qui sera choisi dans le cadre de cette expérimentation doit répondre à plusieurs objectifs, dont les principaux sont les suivants :

- être lisible et garantir aux opérateurs économiques une rentabilité cible au fil des années d'exploitation de l'installation, en assurant une rémunération normale des capitaux investis ;
- inciter à des comportements vertueux en termes de maîtrise des consommations et de leur adéquation temporelle avec la production photovoltaïque ;
- inciter à limiter la puissance maximale de l'injection de la production photovoltaïque de manière à minimiser l'impact sur le réseau électrique de distribution.

Nous présentons et analysons deux de ces mécanismes ci-dessous.

5.2.1. Le net-metering

Dans le mécanisme dit de net-metering, le producteur/consommateur reçoit un crédit pour chaque kWh qu'il produit en sus de sa consommation propre et qu'il injecte sur le réseau. A chaque fin de période de facturation, il est fait un bilan de la production et de la consommation du

site : si la consommation est supérieure à la production injectée, le consommateur paie les kWh supplémentaires consommés. Dans le cas contraire, les crédits dus pour les kWh injectés sont reportés à la période suivante.

Le kWh injecté est donc valorisé à hauteur du kWh acheté au réseau, et peut tenir compte de la période de soutirage et de la période d'injection. Dans certains pays, il est possible de transférer le crédit non consommé à un autre site raccordé à la même antenne basse tension locale et ayant un contrat avec le même fournisseur d'électricité (dans certains cas, une charge pour l'utilisation du réseau de distribution peut être déduite des crédits).

Analyse :

Le net-metering, en particulier lorsque la période de référence est supérieure à la journée, n'incite pas à la mise en place de démarches vertueuses ni en termes de synchronisation de la consommation du site avec la production photovoltaïque, ni en termes d'injection sur le réseau. Par ailleurs, en cas de production et/ou de tarifs de l'électricité distribuée élevés, les autoconsommateurs peuvent voir leur facture complètement annulée. En cas de fort développement d'une filière sur ce principe (par exemple, en Californie), les pertes de revenus pour l'exploitation et le développement des réseaux peuvent alors être significatifs, sans pour autant présenter un avantage en termes de maîtrise des pointes d'injection. Le mécanisme peut certes être amélioré en diminuant la période de référence mais il perd alors en lisibilité.

5.2.2. Les primes au kWh produits, consommés et/ou injectés

Dans ce mécanisme, en plus de l'économie de facture générée par l'autoconsommation, le producteur consommateur reçoit des primes de manière à atteindre une rentabilité cible pour l'installation photovoltaïque. Ces primes peuvent être affectées :

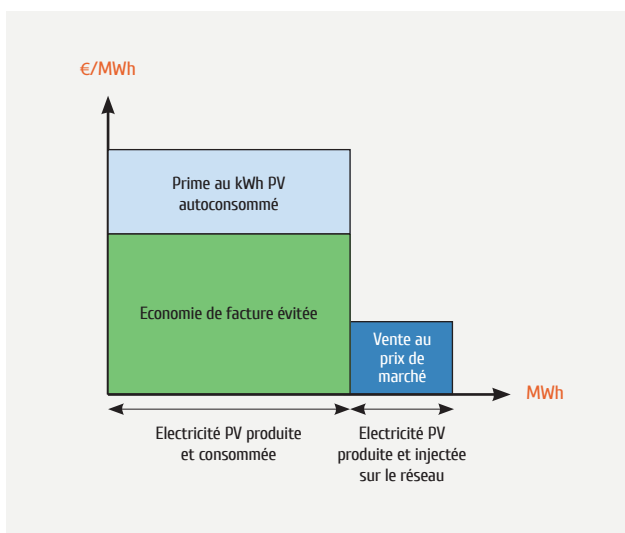
- uniquement aux kWh produits par l'installation et autoconsommés, le surplus de production étant

injectée sur le réseau et rémunéré au prix de marché ;

- uniquement aux surplus de production (système analogue à un tarif d'achat du surplus) ;
- à tous les kWh produits, qu'ils soient consommés ou injectés sur le réseau. Dans le cas d'une prime identique affectée aux kWh consommés et injectés, ces primes sont dites « symétriques » ; elles sont dites « dissymétriques » dans le cas contraire.

Analyse :

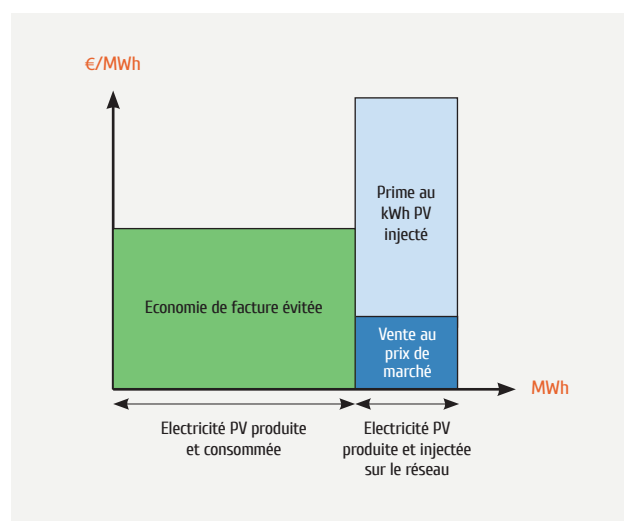
Une prime affectée aux seuls kWh PV produits et autoconsommés, et qui, combinée à l'économie de facture de l'utilisateur, pourrait être très supérieure à la valorisation de l'électricité injectée au réseau, risque d'inciter à des comportements anti-MDE de la part des autoconsommateurs. En effet, ceux-ci pourraient avoir un intérêt économique à accroître leur consommation d'électricité à la seule fin de maximiser leur taux d'électricité autoconsommée et la rémunération associée.



Graphique 7 : Prime au kWh PV autoconsommé
Source : SER-SOLER, 2014

Une prime affectée aux seuls kWh PV injectés sur le réseau, assimilable de fait à un tarif d'achat du surplus (principe d'ores et déjà en place), présente également plusieurs inconvénients :

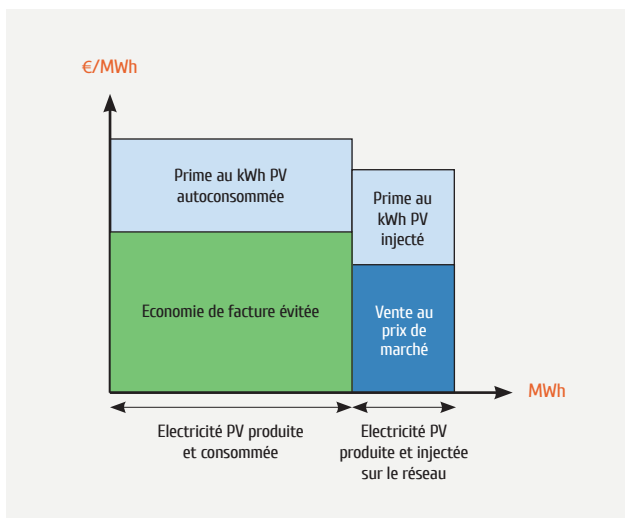
- l'atteinte de la rentabilité de l'installation par ce biais suppose une valeur faciale élevée de la prime ;
- la taille de l'installation sera maximisée de manière à injecter le maximum d'électricité sur le réseau. Des actions de MDE pourraient éventuellement être menées par l'opérateur pour accroître encore cette part. Ces comportements sont contraires avec l'objectif recherché de minimiser l'impact des installations en autoconsommation sur le réseau électrique ;
- en termes de communication et de compréhension, un tel dispositif pourrait paraître contradictoire avec le principe même de l'autoconsommation qui vise bien à attribuer une valeur économique aux kWh PV consommés et non à ceux injectés sur le réseau.



Graphique 8 : Prime au kWh PV injecté sur le réseau
Source : SER-SOLER, 2014

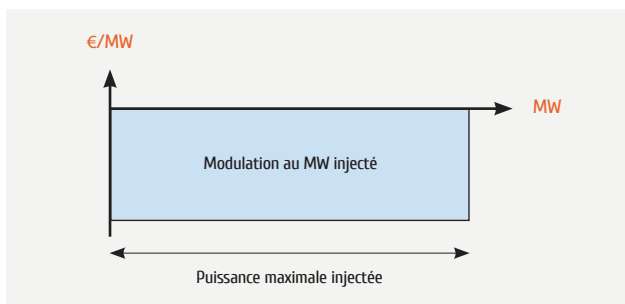
Une prime affectée à tous les kWh produits, qu'ils soient consommés ou injectés, présente l'avantage de neutraliser la plupart des effets non-désirables évoqués précédemment. Ainsi, une prime symétrique affectée aux kWh consommés et produits n'aura pas d'effet anti-MDE et sera neutre par rapport au taux d'autoconsommation, la maximisation de ce taux étant incitée par la seule économie de facture réalisée par l'opérateur. Une prime dissymétrique, donnant un léger

avantage économique à la recherche de l'amélioration du taux d'autoconsommation, est également possible. Cet avantage doit cependant pouvoir être mesuré suffisamment finement pour ne pas entraîner d'effet anti-MDE ou de déplacements de consommation qui ne seraient pas pertinents à l'échelle de l'économie globale du système électrique.



Graphique 9 : Prime au kWh PV produit, autoconsommé ou injecté
Source : SER-SOLER, 2014

Les primes symétriques ou dissymétriques reposent uniquement sur la rémunération de l'énergie photovoltaïque produite, sans faire intervenir la notion de puissance. Or, celle-ci est essentielle dès que l'on cherche à intégrer à la réflexion l'impact de la production photovoltaïque sur les réseaux électriques. A ce titre, une réduction de la rémunération perçue en fonction de la puissance injectée sur le réseau peut être introduite dans le modèle économique afin d'inciter à limiter la puissance maximale injectée sur le réseau.



Graphique 10 : Modulation au MW injectée
Source : SER-SOLER, 2014

5.2.3. Préconisations relatives au mécanisme de soutien

Au vu des éléments qui précèdent, **SER-SOLER recommande de tester, dans le cadre de l'expérimentation souhaitée pour le segment professionnel, une prime globale à l'autoconsommation définie de la manière suivante :**

$$\text{Prime globale} = A \times Q_{\text{consommée}} + B \times Q_{\text{injectée}} - C \times (P_{\text{injectée max}} - P_{\text{souscrite}})$$

Formule dans laquelle :

- ▷ **Q_{consommée}** représente la quantité d'électricité PV produite et autoconsommée
- ▷ **Q_{injectée}** représente la quantité d'électricité PV produite et injectée sur le réseau
- ▷ **A** représente la prime affectée aux kWh PV autoconsommés
- ▷ **B** représente la prime affectée aux kWh PV injectés
- ▷ **P_{injectée max}** représente la puissance maximale PV susceptible d'être injectée sur le réseau
- ▷ **P_{souscrite}** représente la puissance souscrite de l'abonnement en soutirage de l'autoconsommateur
- ▷ **C** représente le facteur de réduction de la prime globale en fonction de l'injection de puissance sur le réseau. **C** vaut 0 si $P_{\text{injectée max}} - P_{\text{souscrite}} \leq 0$.

Commentaires et mises en garde :

D'une manière générale, les modèles économiques valorisant l'autoconsommation font intervenir l'économie de facture évitée : l'analyse du risque des projets est dépendant d'un nouveau risque lié au client, portant à la fois sur sa consommation et sur la pérennité de ses engagements. Ce risque est renforcé par la durée longue des projets. **Il est par conséquent essentiel de mener une évaluation rigoureuse de la bancabilité des projets dans cette configuration, laquelle diffère très sensiblement de l'obligation d'achat.** A ce titre, il conviendrait par exemple de trouver un mécanisme permettant de minimiser le risque client (caution ou garantie).

La rémunération de l'électricité injectée au réseau sous la forme d'un prix de marché + prime introduit un risque supplémentaire. A ce titre, SER-SOLER recommande que **les plus petites installations s'inscrivent dans un régime de tarif d'achat du surplus** (jusqu'à un seuil de puissance qu'il convient de définir), et **que seules les plus grosses installations soient concernées par le mécanisme de prix de marché + prime** (déterminée ex-post).

Le niveau pour B doit être cohérent avec celui retenu pour A afin d'éviter les effets non-désirables. SER-SOLER recommande de fixer **A = B**. Dans ce cas, A + économie de facture évitée > A + marché de gros, ce qui favorise l'autoconsommation. Par ailleurs, A < A + prix de marché de gros, par conséquent les effets anti-MDE sont évités.

Seule l'injection d'électricité photovoltaïque excédant la puissance souscrite par le consommateur doit être prise en compte dans la réduction de la prime globale. Il convient d'affecter le coefficient C à cette différence éventuelle.

5.2.4. Evolution des conditions économiques du raccordement au réseau des autoconsommateurs photovoltaïques

Le décret n°2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) a institué une quote-part régionale du coût des ouvrages réseaux à créer en application des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) dont doivent s'acquitter les producteurs.

Pour mémoire, les modalités de calcul de la quote-part font porter aux producteurs EnR 85 % des coûts de l'adaptation du réseau public « amont » qui, s'ajoutant au coût de leurs ouvrages propres, entraînent une augmentation significative des coûts de raccordement par rapport au régime précédent. La mise en place d'une mutualisation des coûts s'est accompagnée d'une extension du périmètre de facturation des producteurs, incompatible avec le niveau actuel des tarifs d'achat.

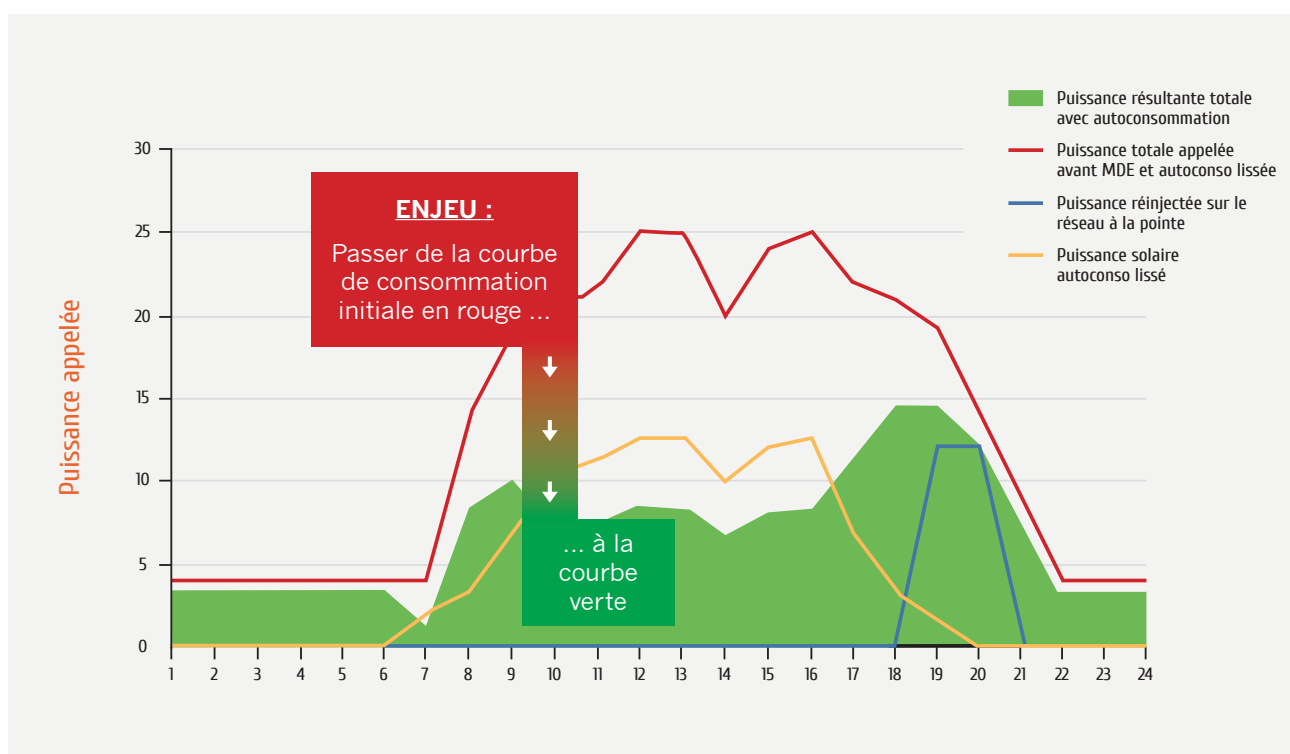
Par ailleurs, le champ d'application choisi intègre au dispositif des installations de production décentralisées (raccordées en BT ou proche de lieux de consommation) qui deviennent, dès lors, redevables de coûts d'adaptation du réseau amont, alors même que cette adaptation est dimensionnée pour l'accueil de gisements de production EnR centralisés, aux besoins fondamentalement différents.

La définition du modèle économique de l'autoconsommation doit être l'occasion de réviser le mode de calcul de la quote-part S3REnR, qui doit se faire à due proportion de la puissance maximale susceptible d'être injectée sur le réseau et non pas en fonction de la puissance totale de l'installation, et ce, quel que soit le niveau de puissance de l'installation. A l'extrême, en cas d'absence d'injection de puissance sur le réseau, il est légitime que l'autoconsommateur n'ait pas à s'acquitter de la quote-part.

6. RECOMMANDATIONS POUR LES OUTRE-MER

Faute d'un soutien spécifique, le développement du solaire photovoltaïque dans les DOM est aujourd'hui quasiment à l'arrêt, malgré un énorme potentiel dans ces territoires particulièrement ensoleillés. Le photovoltaïque est désormais directement rentable dans les DOM, mais, compte-tenu de la présence sur les réseaux insulaires d'une puissance photovoltaïque pouvant représenter jusqu'à 30 % de la puissance de pointe (pour 5 % de l'énergie fournie), l'instabilité potentielle soulignée par les gestionnaires de réseau impose que son développement dans les zones non-interconnectées passe par le stockage et le service réseau, avec une forte dimension d'autoconsommation et de maîtrise de l'énergie.

SER-SOLER recommande la mise en place d'un mécanisme de prime à l'autoconsommation intégrant des actions de maîtrise de l'énergie, du stockage et du service réseau dans les DOM. En matière de CSPE, le modèle proposé a vocation à s'amortir sur la durée de vie des systèmes, rendant ainsi positif l'impact global. De plus, afin d'intégrer les solutions MDE et stockage, SER-SOLER s'appuie notamment sur l'application de l'Article 60 du Code de l'énergie et de son décret d'application en cours de publication pour pouvoir intégrer dans l'assiette de la CSPE la MDE et le stockage, sur la base de règles de calculs qui seront élaborées par la CRE.



Graphique 11 : Evolution quotidienne consommation bâtiment B to B DOM , Situation MDE + Autoconsommation lissée + services système par time shifting
Source : SER-SOLER, 2014

Les principales hypothèses techniques du modèle préconisé par le SER-SOLER sont les suivantes :

- installations de puissance inférieures à 100 kWc ;
- uniquement dans un environnement bâti ;
- raccordement en mode excédentaire ;
- comptage et valorisation de tous les flux énergétiques (autoproduction, service réseau, injection résiduelle) ;
- taux de couverture solaire minimal : 50 % ;
- taux d'autoconsommation minimale : 60 % ;
- réserve primaire de puissance de 10 % de la puissance de référence ;
- énergie délivrée lors de la pointe minimum de 15 % de l'énergie solaire quotidienne ;
- plage horaires injection de pointes constantes de 2 h définies sur chaque DOM par le gestionnaire de réseau ;
- lissage de la production sur 30 min glissantes (pas de 1 min) ;
- maîtrise de la prévision globale de production d'énergie stockée et lissée (algorithme de calcul, etc.) ;
- alimentation automatique partielle des sites en cas de disparition du réseau (cyclone, ...) avec sécurisation des personnes liées à normes existantes ou en cours (DIN VDE 126-1-1 pour les onduleurs, UTE C 15-712-3 pour les installations avec stockage raccordées au réseau...).

Dans le cadre de ce modèle, l'impact des coûts de revient lié au stockage pèse environ 55 % des coûts opérationnels équivalent à un tarif moyen global de 430 €/MWh, soit 235 €/MWh lié au stockage de type Li-ion français). SER-SOLER propose une variante de ce modèle visant à diminuer le stockage au maximum tout en garantissant la stabilité du réseau. Dans cette variante, l'équivalent tarifaire tombe à 345 €/MWh (soit 156 €/MWh dédié au stockage) et proche des coûts complets de production moyen reste une énergie fossile. Conscient que d'autres variantes sont possibles (stockage froid, chaud, etc...), SER-SOLER reste ouvert à toute nouvelle réflexion sur le sujet.

SER-SOLER demande que les DOM puissent bénéficier de cette mesure d'urgence sur une période de trois ans, afin d'affiner le modèle. Les volumes seraient annuellement plafonnés à 100 MWc par an pour l'ensemble des DOM.

7. CONCLUSION

L'expérimentation en matière d'autoconsommation recommandée par SER-SOLER pourrait préparer les acteurs économiques à l'émergence d'un nouveau marché, inexistant à ce jour et que l'on pourrait qualifier « de marché de proximité ». Ce dernier, qui repose sur la pertinence économique des projets photovoltaïques au regard des prix de détail de l'électricité distribuée, serait complémentaire d'un marché de gros de l'électricité qui, aujourd'hui, n'attribue pas de valeur économique au caractère décentralisé de la production photovoltaïque. Il nécessiterait de pouvoir faire de l'achat/vente d'électricité de gré à gré entre producteurs photovoltaïques et consommateurs finaux.

Toutefois, ce nouveau marché pourra se développer progressivement et au fil du temps dès lors que l'utilisation du réseau de distribution sera accessible avec des modalités équitables et transparentes, de façon à ce que chaque producteur puisse bien vendre son électricité auprès d'un utilisateur final, en s'acquittant des coûts générés par l'acheminement du courant.

A ce titre, il serait essentiel de mettre en place un mécanisme d'utilisation des antennes de distribution basse tension afin de permettre qu'un générateur photovoltaïque remplisse ce rôle de source d'électricité pour les consommateurs de proximité. La réflexion peut s'étendre à l'échelle de zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, sites de recharge de véhicules électriques, etc. (tout ce que recouvre le terme générique d'« îlot urbain »), mais également au niveau des collectivités.



Les acteurs de l'avenir énergétique



POSITION DE L'UFE SUR L'AUTOPRODUCTION

SYNTHESE

Encouragé par un fort soutien politique, le développement de la production décentralisée est appelé à se poursuivre dans les prochaines années. L'intégration de cette production dans le système électrique nécessite toutefois de surmonter un certain nombre de défis techniques, financiers et réglementaires. A ce titre, les schémas réglementaires existants apparaissent perfectibles.

Par ailleurs, les changements technico-économique à venir dans les filières de production décentralisées, tel que le photovoltaïque, et la hausse attendue des prix de détail de l'électricité devraient accélérer l'attrait pour la production autoproduite. A tel point que dans un futur proche, celle-ci pourrait bénéficier d'un développement spontané, qui nécessite de penser un cadre de régulation, quelles que soient les éventuelles mesures incitatives retenues par les pouvoirs publics. Tout l'enjeu de la concertation actuellement conduite est donc de mettre au point un cadre réglementaire qui permette 1) d'améliorer l'insertion de la production décentralisée sur le réseau public de distribution en réduisant les pointes d'injection et de soutirage ; 2) d'assurer une juste participation financière des autoproducteurs aux services rendus par le réseau ; 3) de répondre aux besoins croissants de prévisibilité et de commandabilité du système électrique.

Pour y parvenir, un tel cadre doit nécessairement respecter un certain nombre de principes fondamentaux :

- 1. Envoyer les bons signaux économiques à tous les utilisateurs du réseau: en leur répercutant, au plus juste, via le TURPE, les coûts qu'ils occasionnent et en les incitant à réaliser les installations de production décentralisée là où les coûts de développement du réseau engendrés sont les plus faibles.*
- 2. Assurer un cadre d'investissement stable et vertueux, tant pour les investisseurs que pour l'ensemble de la filière. La structure du TURPE 5 devra évoluer avec une augmentation de la part puissance, pour mieux refléter la structure des coûts des réseaux.*
- 3. Mettre en place un suivi rigoureux des installations en autoproduction pour permettre le pilotage de la politique énergétique, pour garantir l'intégration des énergies renouvelables dans la gestion du système électrique, pour préserver la sécurité des personnes et des biens et pour permettre de vérifier l'authenticité des installations.*
- 4. S'intégrer aux mécanismes de marché existants, et ce, en assurant un strict respect de la séparation des activités entre opérateurs de réseaux et acteurs de marchés.*

A terme, il est souhaitable que l'autoproduction s'intègre au marché concurrentiel, sans subventions. Si toutefois les pouvoirs publics décidaient de la mise en œuvre d'un mécanisme transitoire de soutien à l'autoproduction, il sera essentiel qu'il vise à réduire la puissance injectée par l'autoproducteur et évite les effets anti-MDE. En aucun cas, ce mécanisme ne devra reposer sur un système de « net-metering », système qui ne présenterait que des inconvénients. Par ailleurs, ce mécanisme de soutien devra remplacer, pour l'avenir, sur le périmètre sur lequel il est proposé, le cadre actuel de l'obligation d'achat. Enfin, pour sa mise en œuvre, il semble opportun de procéder par expérimentations, limitées dans le temps, afin de s'assurer que son coût total soit cohérent avec le gain qu'il apporte pour la collectivité.

PREAMBULE

Le développement de la production décentralisée (photovoltaïque, éolien, micro-cogénération...), déjà entamé en France pour le solaire photovoltaïque, est appelé à se poursuivre dans les prochaines années. Or, l'intégration de cette production dans le système électrique nécessite de surmonter un certain nombre de défis techniques, financiers et réglementaire. Les schémas réglementaires existants apparaissent perfectibles. C'est pourquoi l'UFE se félicite que les pouvoirs publics aient décidé de mettre en chantier, outre une réforme des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, la problématique du développement de l'autoproduction.

Dans le cadre des évolutions attendues du marché de l'électricité à l'horizon 2020 – 2025, l'autoproduction pourrait en effet se développer. Les constats, enjeux et propositions exposés dans cette note visent à préparer le système électrique à ce probable développement de l'autoproduction sur le réseau public de distribution, et ce, **quelles que soient les éventuelles mesures incitatives retenues par les pouvoirs publics.**

I - ÉLÉMENTS DE DEFINITION

Dans le cadre de sa réflexion à l'appui de la concertation lancée par les pouvoirs publics, l'UFE propose que soit retenue la définition suivante d'un autoproducteur :

« Un autoproducteur est une entité (personne physique ou morale) raccordée au réseau public qui produit en aval de son point de livraison une partie de l'énergie qu'elle consomme ».

Cette définition permet d'identifier clairement les constats suivants :

- un autoproducteur a toujours besoin d'un accès au réseau, et bénéficie de l'ensemble des services fournis par le réseau => il ne s'agit pas de créer des sites autonomes énergétiquement ;
- des échanges d'énergie entre différentes entités juridiques, y compris derrière le même point de livraison, ne sont pas de l'autoproduction => il ne s'agit pas de produire pour compenser la consommation de son voisin.

Les termes d'« autoproduction » et d'« autoconsommation » étant alternativement employés dans le débat public, il convient d'en préciser le sens. L'UFE, comme d'autres acteurs (et notamment Hespul), retient que :

- la quantité d'énergie produite et instantanément consommée en aval du point de livraison peut être indifféremment qualifiée de « quantité autoconsommée » ou de « quantité autoproduite » ;
- le « taux d'autoconsommation » désigne le rapport entre cette quantité et la production totale du site (c'est la part de la production qu'un site consomme lui-même) ;
- le « taux d'autoproduction » correspond, quant à lui, au rapport entre cette quantité et la consommation totale du site (c'est la part de la consommation qu'un site produit lui-même).

Autoproduction ou autoconsommation : une illustration chiffrée

Prenons un site dont la consommation s'élève à 5 MWh par an et qui dispose d'une installation photovoltaïque produisant 3 MWh par an.

En supposant qu'une quantité égale à 1 MWh soit produite et consommée sur place (le reste de la production étant injectée sur le réseau et le reste de la consommation étant soutirée du réseau) :

- le taux d'autoconsommation de ce site est égal à 33% ($= 1 \text{ MWh} / 3 \text{ MWh}$) ;
- le taux d'autoproduction de ce site est égal à 20% ($= 1 \text{ MWh} / 5 \text{ MWh}$).

L'UFE attire par ailleurs l'attention sur le fait que l'autoproduction à partir de sources d'énergie renouvelables et la maîtrise de la consommation sont deux problématiques différentes. En effet, équiper une maison de panneaux photovoltaïques sur sa toiture ne suffit pas à en faire un logement modèle si elle continue, dans le même temps, à consommer trop (logement mal isolé, équipements énergivores...) ou à consommer mal (régulations et programmations rendues inopérantes, ou utilisées en tout ou rien). Ainsi, là où le terme d'« autoconsommation » peut être source de confusion, celui d'« autoproduction » permet, à l'inverse, de mieux distinguer les deux problématiques.

L'UFE recommande de préférer le terme « autoproduction » à celui d'« autoconsommation ».

II - PRINCIPAUX ENJEUX TECHNIQUES DU DEVELOPPEMENT DE L'AUTOPRODUCTION POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE

Pour qu'il apporte des bénéfices au système électrique, le développement de l'autoproduction doit tenir compte d'un certain nombre de réalités et contraintes, propres au développement et à la gestion opérationnelle des réseaux, ainsi qu'au maintien de l'équilibre du système électrique. Parallèlement, les acteurs de l'autoproduction doivent disposer des mêmes conditions d'alimentation, et des mêmes droits et obligations que les autres acteurs du marché de l'électricité.

Enjeu n°1 : améliorer l'insertion de la production décentralisée sur le réseau.

Une part prépondérante des coûts de réseaux sont des coûts fixes, qui résultent des flux de puissance dimensionnant le réseau et des enjeux de qualité, plus que des quantités d'énergie acheminées¹. Deux paramètres essentiels conditionnent les coûts que l'utilisateur occasionne pour le réseau : la puissance maximale qu'il soutire et la puissance maximale qu'il injecte. C'est pour faire face à ces niveaux maximaux de puissance que le réseau est dimensionné.

L'insertion d'une part croissante de moyens décentralisés de production raccordés sur les réseaux de distribution requerra des investissements supplémentaires, estimés par la Cour des comptes à 5,5 milliards d'euros d'ici à 2020². Or, l'autoproduction, dès lors qu'elle se traduit par une réduction des pointes de soutirage et qu'elle n'induit pas de nouvelles contraintes d'injection, pourrait permettre dans certains cas de limiter ces coûts des réseaux engendrés par le développement de la production décentralisée.

Par ailleurs, l'autoproduction, dès lors qu'elle ne génère pas de nouveaux flux liés à l'évacuation de la production excédentaire, peut contribuer à réduire les pertes par effet Joule. Des calculs réalisés par les gestionnaires de réseaux ont toutefois mis en évidence que cet impact bénéfique était limité (maximum de 2,7 €/an, soit environ 1 % de la facture d'acheminement, pour un client représentatif³).

¹ Les coûts de réseaux qui sont fonction des quantités d'énergie acheminées comprennent notamment le coût d'achat des pertes par effet Joule.

² Rapport public thématique de la Cour des comptes : « La politique de développement des énergies renouvelables ». Le chiffre envisagé correspond aux investissements à réaliser pour intégrer 19 GW d'éolien terrestre et 8 GW de photovoltaïque.

³ Soit 3€ /MWh autoconsommé. Source ERDF : client résidentiel de puissance souscrite : 9 kVA, consommation annuelle: 5 MWh ; panneau PV (3 kWc), production totale : 2,9 MWh, taux d'autoconsommation naturelle : 30%

Ainsi,

- les réseaux sont dimensionnés en fonction des pointes annuelles de soutirage et d'injection ;
- les coûts de réseaux sont essentiellement liés à ces puissances maximales annuelles. Seul le coût des pertes joules est lié à l'énergie acheminée;
- les pointes d'injection nécessitent des adaptations coûteuses du réseau, pour évacuer l'énergie produite tout en maintenant la stabilité technique du réseau.

L'autoproduction pourrait permettre de limiter les coûts de réseaux engendrés par le développement de la production décentralisée, dans certaines conditions :

- ⇒ si elle garantissait une réduction de la pointe de soutirage, et
- ⇒ si elle ne créait pas de contrainte liée à l'injection en période de faible consommation.

Trois leviers permettraient de limiter la pointe d'injection ou réduire la pointe de soutirage et ainsi minimiser les coûts d'intégration dans le réseau public de distribution. Ces leviers devront être activés grâce à des logiques économiques. On peut envisager ainsi :

1. inciter au développement des installations localisées sur des sites où se trouve la consommation et dimensionnée de manière adaptée à cette consommation du site, à son profil horosaisonnier et à sa régularité (via notamment les barèmes de raccordement, etc.) ;
2. agir sur la consommation (déplacement d'usages, stockage thermique, voire électrique, etc.) ;
3. agir sur la production (écrêter la faible proportion de la production génératrice de contrainte sur le réseau, etc.).

La régulation de l'autoproduction devrait inciter les acteurs du marché à activer ces leviers, chaque fois que les bénéfices pour le réseau qu'ils permettront d'atteindre seront supérieurs à leur coût de mise en œuvre.

Enjeu n°2 : assurer une juste participation des autoproducteurs au financement des services rendus par le réseau

Le réseau apporte, à tout client final qui lui est raccordé, un certain nombre de services fondamentaux :

- **La stabilité en tension et en fréquence :** les appareils électriques (électroménagers, Hi-Fi, industriels) sont prévus pour avoir un fonctionnement optimal à un certain niveau de tension (le plus souvent 230 V) et de fréquence (50 Hz). Des variations trop importantes par rapport à ces niveaux nominaux sont susceptibles de causer des dommages importants aux biens et aux personnes : une situation de sous-tension accélère l'obsolescence des équipements électriques, tandis qu'une surtension peut détruire certains de ces équipements, voire générer des risques de départ de feu. Le réseau garantit justement, à tous les utilisateurs qui y sont raccordés, une alimentation sûre.
- **La continuité de l'alimentation électrique :** un utilisateur connecté au réseau dispose, à tout moment, d'une puissance électrique égale à celle prévue par le contrat qu'il a souscrit. Le réseau assure donc, pour un utilisateur disposant d'un moyen de production in situ, une fonction de secours. A l'inverse, cette fonction de secours ne peut être assurée par le moyen de production local qu'après adaptation de l'installation, notamment de son système de protection électrique.
- **Permettre l'injection de la production excédentaire afin de la valoriser :** un consommateur ayant investi dans une installation ENR peut injecter sur le réseau le volume d'électricité qu'il ne consomme pas instantanément et ainsi le valoriser.

Pour ces fonctions garanties par le réseau, le service rendu ne se mesure pas à l'aune de la quantité d'énergie soutirée ou injectée par un utilisateur final. Ainsi, un client qui autoconsomme et un client qui soutire du réseau bénéficient, tous deux, de ces services pour la totalité de leur consommation finale.

Dans le cadre actuel, un autoproducteur qui réduit la quantité d'énergie soutirée à partir du réseau diminue de façon importante sa facture d'acheminement, alors qu'il continue à bénéficier de tous les services procurés par le réseau dont les coûts doivent toujours être financés. Ainsi, l'écart entre la réduction de sa facture (environ 30 €/MWh en basse tension) et les coûts évités (environ 3 €/MWh au titre des pertes) devra être supporté par les autres utilisateurs du réseau. L'autoproduction induit donc à court terme un transfert de charges des autoproducteurs vers les consommateurs pour le financement du réseau (TURPE). L'impact sera faible si le développement de l'autoproduction reste limité, mais il pourrait devenir structurant en cas de développement massif.

Par ailleurs, l'UFE considère que les mêmes exigences en terme de services rendus au système électrique et les mêmes opportunités de valorisation de ces services doivent s'appliquer à tous les producteurs, selon les caractéristiques de leur installation, qu'ils soient autoproducteurs ou non.

La régulation devra donc évoluer pour réduire ou anticiper les transferts financiers, afin de faire en sorte que chaque consommateur supporte les coûts des services qui lui sont rendus. En outre, la régulation devra garantir à tous les acteurs, quelle que soit leur taille, des conditions non discriminatoires de participation au marché.

Enjeu n°3 : répondre aux besoins croissants de prévisibilité.

Pour qu'ils puissent gérer l'équilibre entre la production et la consommation, les acteurs du système électrique doivent notamment pouvoir estimer à l'avance, pour chaque instant, la contribution des différents moyens de production. Ils doivent aussi pouvoir, au besoin, augmenter ou diminuer en temps réel la contribution de ces moyens.

Or, en matière d'équilibre offre-demande, une mauvaise estimation de la production intermittente pourrait engendrer des surcoûts (surdimensionnement des réserves, coût des écarts, etc.) qu'il faut chercher à éviter. Par ailleurs, en matière de gestion des flux sur le réseau, la qualité d'appréciation des risques pesant sur l'exploitation faite par les gestionnaires de réseaux, pourrait être affectée par une mauvaise estimation du volume de production instantané et de sa localisation, se traduisant ainsi par des surcoûts⁴.

Au vu de cet impératif, le développement de moyens de production décentralisés attendu avec la croissance de l'autoproduction représente un défi pour l'exploitation du système électrique. **Il est donc essentiel dans le futur cadre réglementaire que l'autoproduction soit prévisible, commandable et estimable en temps réel.**

III - LES ORIENTATIONS PROPOSEES POUR UN CADRE DE REGULATION STABLE

Compte tenu de l'objectif de développement des énergies renouvelables fixé par les pouvoirs publics, la régulation retenue devra améliorer le dispositif actuel, en tenant compte des enjeux spécifiques de l'autoproduction.

⁴ Par exemple, actions de redispatching ou prise de schémas d'exploitation générateurs de pertes.

Orientation 1 : Envoyer les bons signaux économiques à tous les utilisateurs du réseau:

- une contribution au financement du raccordement qui incite à localiser les installations de production décentralisées en fonction des coûts de développement des réseaux engendrés⁵ ;
- un TURPE qui s'adapte pour répercuter au plus juste aux consommateurs les coûts qu'ils occasionnent pour les services rendus.

Orientation 2 : Assurer un cadre d'investissement stable et vertueux, tant pour les investisseurs que pour l'ensemble de la filière pour garantir la pérennité du système électrique. Les transferts de charge, augmentés des transferts de taxes, constitueraient une source de revenus de niveau incertain, la CRE ayant notamment annoncé que la structure du TURPE évoluerait, quel que soit le cadre financier de l'autoproduction, de manière à s'adapter aux coûts engendrés par les utilisateurs du réseau. Ne pas respecter ces principes dès l'origine, c'est donc faire courir un risque important aux investisseurs potentiels⁶. Cette réflexion conduit à ouvrir la question de la structure du TURPE⁷. Pour mieux refléter la réalité des coûts du réseau, **la structure de TURPE 5 devra évoluer avec une augmentation de la part puissance**. Cette évolution permettrait de limiter les transferts de charges entre les différents utilisateurs du réseau (autoproducteurs mais aussi résidences secondaires) et de répercuter au plus juste aux consommateurs les coûts qu'ils occasionnent.

Orientation 3 : La mise en œuvre du cadre réglementaire devra prévoir un suivi rigoureux des installations en autoproduction pour :

- **permettre le pilotage de la politique énergétique**, ce qui nécessite un suivi global des installations utilisées en autoproduction, pour pouvoir vérifier les engagements sur les taux de pénétration des énergies renouvelables, évaluer des besoins de capacité de production dans le cadre du futur mécanisme de capacité, etc. ;
- **Garantir l'intégration des énergies renouvelables dans la gestion du système électrique** en préconisant des normes d'observabilité et de commandabilité au-delà d'un certain seuil (250 kW).
- **assurer la sécurité des personnes et des biens**, ce qui nécessite : le strict respect de l'obligation de déclaration des installations en autoproduction et de toutes les normes applicables⁸, un suivi fin des caractéristiques de chaque installation et notamment de sa localisation, pour garantir une gestion sécurisée des réseaux ;
- **vérifier l'authenticité des installations**. Ainsi, des cas de fraudes ont été reportés en Espagne où des producteurs photovoltaïques faisaient tourner des groupes diesels lorsqu'il n'y avait pas de soleil, afin de bénéficier de tarifs d'achat du photovoltaïque. Dans le cas de l'autoproduction à

⁵ Ainsi, les procédures de raccordement des gestionnaires de réseaux, incluant les barèmes, continuent à s'appliquer pour les installations d'autoproduction, car elles garantissent la sécurité et la sûreté des installations, et incitent à la bonne localisation des moyens de production.

⁶ La Belgique, faute de les avoir intégrés, se retrouve aujourd'hui confrontée à une situation délicate qui l'a contrainte à modifier rétroactivement l'économie de contrats antérieurement conclus.

⁷ La CRE elle-même dans sa délibération sur TURPE 4 Distribution, « le principal service offert par le gestionnaire de réseaux consiste à mettre à disposition d'un utilisateur, au point de connexion et à tout moment, un niveau de puissance égale à la puissance souscrite ». C'est pourquoi les coûts des réseaux sont peu liés au transit d'énergie. Or le transit d'énergie est prépondérant dans la facture payée par le consommateur. Voir §2.1.1 de la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA et BT.

⁸ Ainsi que prévu dans l'arrêté "tarifs d'achat de l'énergie d'origine solaire, une attestation de conformité CONSUEL sera nécessaire pour les installations raccordées en BT pour permettre la mise en service de l'installation.

partir de sources d'énergie renouvelables, et dès lors que celle-ci est subventionnée, il faudra mettre en place un mécanisme qui puisse en vérifier l'authenticité.

Orientation 4 : La mise en œuvre du cadre réglementaire devra également s'assurer du bon fonctionnement des mécanismes de marché, en respectant une stricte séparation des activités entre opérateurs de réseaux et acteurs de marchés :

- une intégration au dispositif de responsable d'équilibre, pour une correcte prise en compte de l'énergie autoproduite dans un périmètre de responsable d'équilibre;
- une intégration aux dispositifs ayant trait à l'effacement pour une correcte prise en compte de l'énergie effacée.

Orientation 5 : A terme, il est souhaitable que l'autoproduction s'intègre au marché concurrentiel, sans subvention.

IV. Les principes à respecter en cas de mise en œuvre d'un mécanisme transitoire de soutien à l'autoproduction

1. Si les pouvoirs publics décidaient de la mise en œuvre d'un mécanisme transitoire de soutien à l'autoproduction, il sera essentiel de s'assurer qu'il **vise à réduire la puissance injectée**.

⇒ Une telle incitation ne devrait **pas porter sur la quantité d'énergie autoproduite** :

- En effet, deux sites autoproduisant une même quantité d'énergie peuvent occasionner des pics d'injection et de soutirage très différents et être, par conséquent, à l'origine de besoins de renforcement du réseau inégaux.
- Par ailleurs, une incitation à augmenter la quantité d'énergie autoproduite devra être pensée de façon à éviter les effets anti-MDE (surconsommer, créer des usages opportunistes...).

⇒ **Une telle incitation devrait encore moins être fondée sur la notion de « net-metering »**, définie comme la différence entre consommation et production d'énergie d'un site sur une période longue. L'utilisation de ce critère ne présenterait que des inconvénients :

- en accentuant les biais anti-MDE et anti-MDP⁹, puisque ce dispositif offre « un droit de tirage » en hiver aux autoproducteurs qui ont, durant l'été, renvoyé leurs excédents de production sur le réseau.
- en ne contribuant pas à la réduction des pointes d'injection ou de soutirage, donc en n'améliorant pas l'insertion de la production décentralisée dans le réseau ;
- en empêchant la couverture des coûts (d'acheminement et de fourniture) occasionnés par chaque consommateur/producteur.

2. **Un éventuel mécanisme de soutien à l'autoproduction devra remplacer, pour l'avenir, sur le périmètre sur lequel il est proposé, le cadre actuel de l'obligation d'achat**. Il serait en effet non pertinent de permettre à un autoproducteur de choisir entre deux mécanismes car il serait amené à choisir systématiquement le dispositif qui lui est le plus favorable, et non celui qui, du point de vue

⁹ L'acronyme MDE signifie « maîtrise de la demande d'énergie », il renvoie à des efforts de modération de la consommation d'énergie annuelle. L'acronyme MDP signifie « maîtrise de la demande de puissance », il renvoie à des efforts de modération de la puissance maximale appelée.

de la collectivité, serait optimal. Néanmoins, afin de ne pas porter atteinte à la sécurité juridique, les contrats conclus antérieurement dans le cadre du régime de l'obligation d'achat ne seront pas modifiés. Par ailleurs, ce mécanisme de soutien ne devra être proposé qu'aux installations nouvelles

3. Le coût total de mise en œuvre et de gestion du cadre réglementaire devra être cohérent avec le gain apporté par le nouveau mécanisme pour la collectivité. Pour penser au mieux le futur cadre et veiller à son intégration dans le modèle national péréqué, **il semble dès lors opportun d'avancer par expérimentations, limitées dans le temps.**

CONCLUSION

Le cadre réglementaire de l'autoproduction devra être suffisamment stable pour que les filières puissent se développer et engager des investissements. **Il est donc important de ne répéter ni les erreurs passées, ni celles commises dans des pays voisins afin d'éviter des changements fréquents de réglementation très dommageables pour tous les investisseurs, les acteurs du secteur et les consommateurs.**

ANNEXE 4

RECOMMANDATIONS DU GROUPE DE TRAVAIL ZNI

Recommandations du groupe de travail ZNI présentées en séance du 30 avril 2014

1. Le contexte est intrinsèquement favorable au solaire du fait des coûts de production de l'électricité et des conditions d'ensoleillement.
2. L'autoconsommation est un levier pour le développement des ENR intermittentes dans les ZNI, confrontées à la limite des 30 %.
3. Le stockage est un levier en particulier pour le développement de l'autoconsommation et du véhicule électrique.
4. Le développement des ENR doit se faire dans un cadre responsable et réaliste visant un impact positif sur le cycle de vie sur la CSPE « ZNI ».
5. On observe un grand foisonnement d'initiatives locales qu'il faut encadrer dans le but de préserver la sécurité des personnes, des biens et du système électrique.
6. Compte tenu des profils de consommation et de production, le marché « B to B » semble le plus pertinent pour l'autoproduction PV.
7. Il faut veiller à ce que le financement public de l'autoconsommation et du stockage n'encourage pas de nouvelles consommations d'électricité.
8. Le financement public de l'autoconsommation doit être associé à de la MDE.
9. Les installations seront dimensionnées de façon à minimiser les impacts sur le réseau.
10. Il est nécessaire de capitaliser les expériences d'autoconsommation.
11. Il est nécessaire d'approfondir la réflexion sur les différents modèles technico-économiques (avec / sans stockage, stockage centralisé/décentralisé, etc.). Chaque participant alimentera cette réflexion.
12. Toutes les questions ne seront pas traitées dans le cadre du GT national, il faut poursuivre l'échange entre les parties prenantes.
13. Il est nécessaire de déterminer rapidement les modalités d'échange avec EDF SEI.
14. Le groupe préconise l'élargissement de l'article L. 121-7 du code de l'énergie à l'autoconsommation.



**Ministère de l'Ecologie
du développement durable et de l'Energie**
92055 La Défense cedex
Tél. : 01 40 81 21 22

