Le BEPOS : vers une nouvelle révolution pour la filière photovoltaïque?

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

JUILLET 2015

Propriété intellectuelle et limites de responsabilité :

- Cette étude est publiée par, et reste sous © 2015 Copyright d'E-CUBE Strategy Consultants SAS, 350 rue St Honoré, 75001 Paris, France (ci-après dénommé « E-CUBE Strategy Consultants »).

- Une diffusion est autorisée sous réserve que le contenu diffusé soit accompagné des présentes mentions et de Copyright d'E-CUBE Strategy Consultants.

- Cette étude repose en partie sur des informations publiques, diffusées par la(es) société(s) concernée(s) ou par des tiers. Ces informations n'ont pas été vérifiées ni auditées de manière indépendante par E-CUBE Strategy Consultants.

- Les éléments économiques et financiers présentés dans ce document intègrent les conditions économiques, monétaires, de marché ou autres prévalant en juin 2015 et ne préjugent pas des ajustements nécessaires si ces conditions venaient à se modifier.

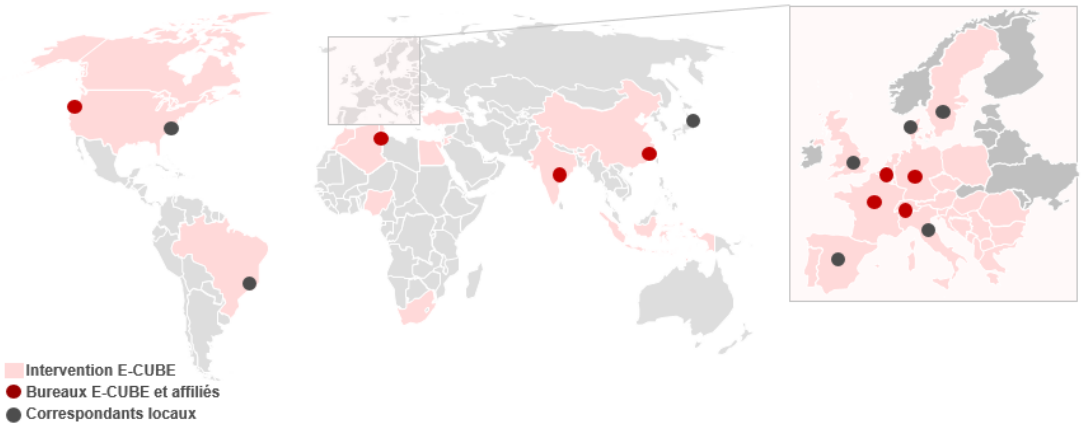
- Sans mention contraire, E-CUBE Strategy Consultants n'a aucune obligation de mise à jour de ce document.

E-CUBE Strategy Consultants *est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale*

Nos trois domaines d'expertise :

- ***Energie et Environnement*** *: Accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique*
- ***Mobilité*** *: Accompagner les acteurs de l'automobile, du ferroviaire, du transport aérien, du shipping et de la logistique dans le cadre de leurs projets stratégiques (Corporate, M&A), réglementaires et opérationnels*
- ***Infrastructures*** *: Conduire des projets de stratégie de croissance ou d'amélioration de la performance pour des gestionnaires et opérateurs d'infrastructures*

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux et affiliés, ainsi que de ses correspondants locaux.



Paris (France)
E CUBE Strategy Consultants
350, rue Saint Honoré
75001 Paris

Brussels (Belgium)
E CUBE Strategy Consultants
Rue des Champs 64 bte 14
B-1040 Bruxelles

Lausanne (Switzerland)
E CUBE Strategy Consultants
20 rue du Docteur César Roux
1005 Lausanne VD

Munchen (Germany)
Bozem | consulting associates | munich
Kunstmann Straße 5
80997 Munchen

San Francisco (USA)
Menlo Energy Economics
1925 Nero Ct
Walnuk Creek, CA 94598

Tunis (Tunisia)
International Energy Consulting
4 rue Bir Essaboa, Cité Ennasr 2
2037 - Ariana - Tunis

Chennai (India)
E CUBE Strategy Consultants
Plot 64, 2nd link street, Nehru Nagar
O.M. Road, Thiruvanmiyur, Chennai

Hong Kong (China)
E CUBE Strategy Consultants
Plot 64, 2nd link street, Nehru Nagar
O.M. Road, Thiruvanmiyur, Chennai

New York - Sao Paulo - Londres - Madrid - Copenhague - Milan - Stockholm - Tokyo

Le BEPOS : vers une nouvelle révolution pour le photovoltaïque ?

Résumé

Depuis 30 ans, la filière solaire photovoltaïque (PV) a déjà connu au moins deux phases industrielles. D'une industrie de niche dédiée à fournir des solutions d'alimentation électrique pour des zones difficilement raccordables au réseau (balises, stations météo, zones d'habitation isolées…), la filière a vu ses volumes de production décuplés et ses principaux usages réorientés vers des solutions connectées au réseau (centrale au sol ou toiture de bâtiment) depuis le milieu des années 2000 et l'apparition de politiques publiques de soutien aux EnR. Les acteurs pionniers (Solarworld, BP Solar, Kyocera) ont progressivement laissé la place aux acteurs chinois (ex : Yingli Green Energy, Trina Solar) et nord-américains (ex : FirstSolar) qui ont su s'imposer sur un « marché à volume ». Le développement des Bâtiments à Energie POSitive (BEPOS) pourrait à nouveau rebattre les cartes.

Rien qu'en Europe, la généralisation du BEPOS (ou du *Nearly Zero Energy Building)* à partir de 2020 pourrait générer un marché d'~4 GW_c/an pour l'industrie PV, 800 MW_c/an pour la France soit plus que le volume annuel installé actuel tous segments confondus. Elle pourrait s'accompagner d'une évolution des modèles d'affaires liés à la commercialisation de l'énergie, favorisant l'autoconsommation voire une forfaitisation des dépenses énergétiques (horizon post-2020). Elle pourrait surtout, et à plus court terme, reconfigurer la filière industrielle PV européenne et française en particulier, en donnant un rôle de prescripteur clé aux entreprises du BTP, aux constructeurs de maisons individuelles (CMistes) et aux architectes, en favorisant les produits les plus esthétiques ou à plus haut rendement ou encore intégrés en termes de solutions énergétiques (climatisation PV) ou de matériaux de construction (PV intégré bâti), comme cela se développe d'ores et déjà au Japon pour les maisons en pré-fabriqué.

Cette étude vise à analyser ces impacts potentiels du BEPOS sur la filière PV en repartant des conditions réglementaires et techniques propres aux futures réglementations thermiques des bâtiments, conditions de l'émergence d'un terrain favorable ou non pour le PV, en en estimant la portée sur le marché PV et en en tirant des conséquences sur les possibles recompositions d'offres (pour l'électricité) ou de filières industrielles (pour le PV). Cette étude est ainsi structurée selon les six réflexions suivantes :

1. **Le secteur du bâtiment neuf devra profondément évoluer pour répondre aux réglementations futures, tant à l'échelle européenne qu'à l'échelle nationale**

Les Etats Membres doivent, d'ici 2020, fournir une définition nationale du *Nearly Zero Energy Building* – défini comme un bâtiment à haute performance énergétique dans la directive européenne. En France, il s'agirait d'un Bâtiment à Energie POSitive (BEPOS). Même si le BEPOS est un bâtiment économe en énergie, sa consommation ne peut être réduite à 0; le surplus est compensé par une production locale d'énergie renouvelable – dont le périmètre et l'évaluation ne sont pas encore précisément définis.

2. **La définition du BEPOS par les autorités publiques favorisera mécaniquement certaines énergies - *in fine,* le choix des énergies dépendra des critères temporels et spatiaux du BEPOS retenus**

Le bilan énergétique pour caractériser le BEPOS peut concerner des périmètres spatiaux divers, du bâtiment au territoire. Le bilan production/consommation de l'énergie du BEPOS peut être fait sur une journée, un mois, une année : ainsi, le choix de ce périmètre temporel (annuel dans le label Effinergie) pourra soulever ou non des enjeux de stockage ou d'injection et avantager une technologie sur d'autres.
Le PV sera avantagé par une réglementation

réalisant un bilan annuel de l'énergie (la production PV étant variable et intermittente) et par un équilibrage sur un périmètre restreint (bâtiment, quartier), car ses caractéristiques sont adaptées aux bâtiments.

3. Le PV devrait être un composant majeur pour le bâtiment dès 2020, car cette technologie cumule des avantages économiques et techniques pour diminuer la consommation d'énergie primaire à l'échelle du bâtiment et du quartier

Tous les bâtiments actuels labélisés BEPOS en France utilisent la technologie photovoltaïque pour atteindre les critères du label. Le panneau PV présente peu de contraintes d'installation. Il est installé généralement sur le toit (besoin de peu d'espace) et ne crée pas de nuisance (visuelle, sonore) pour le voisinage. Economiquement parlant, pour le secteur résidentiel (resp. tertiaire), le PV est 6% (resp. 20%) moins cher que l'éolien en termes de coût d'évitement d'un kWh d'énergie primaire en 2020 à l'échelle du bâtiment, et 40% (resp. 11%) moins cher à l'échelle du quartier. A l'échelle du territoire, les centrales au sol PV seront compétitives avec les éoliennes dans le sud de la France en 2020.

4. En considérant les installations sur le toit des nouveaux bâtiments, (résidentiels et tertiaires), le marché du BEPOS pourrait permettre l'installation d'une puissance PV de 800 MW_c/an à partir de 2020 en France

Ceci représente la moyenne des installations réalisées en France sur les années 2013-2014 et l'objectif d'installation annuel qui existait à date. Ce niveau de 800 MW_c est fondé sur des hypothèses conservatrices : le PV serait installé sur les toits des nouveaux bâtiments ou quartiers, avec une puissance de 11-16 Wc/m² SHON. Pour les particuliers, ceci représenterait moins de 30% de la surface du toit[1)].
La croissance associée serait relativement indolore pour la facture des particuliers et des investisseurs, le PV n'engendrant qu'un surcoût de moins de 120 EUR/m² par rapport à une maison standard (RT2012)

5. De nouveaux modèles d'affaires de vente et d'achat d'énergie, liés au photovoltaïque, pourraient apparaître et être favorisés par le BEPOS

Le BEPOS est consommateur et producteur d'énergie, il devrait perturber les modèles d'affaires relatifs à la vente d'électricité en nécessitant de nouvelles offres et de nouvelles réglementations : i) pour l'autoconsommation d'énergie et l'injection du surplus ii) pour l'apparition de gestionnaires locaux qui pourraient optimiser la production et la consommation, notamment dans les nouveaux quartiers. Ces nouveaux modèles d'affaires pourraient s'accompagner d'un transfert de valeur entre les acteurs concernés, au détriment d'acteurs traditionnels comme les gestionnaires de réseau. Ils devront donc être règlementés pour éviter les rentes et corriger les transferts de valeur non souhaités. Ces dernières réflexions ont déjà fait l'objet de travaux pilotés par la DGEC dont les conclusions ont été publiées début 2015.

6. La filière industrielle photovoltaïque devra s'adapter aux nouveaux leviers de son développement (haut rendement, solutions énergétiques intégrées, intégré bâti) qui sont des opportunités pour la filière européenne et française

Les différents constructeurs de panneaux PV pourraient désormais concevoir et préparer la commercialisation de panneaux adaptés au bâti neuf. Cela pourrait nécessiter l'utilisation de panneaux à rendements élevés, pour minimiser l'espace utilisé par l'installation. Les entreprises du BTP, notamment les CMIstes[2)], devraient travailler parallèlement à des produits intégrant naturellement le PV, à l'image des offres des entreprises de construction japonaises qui contrôlent et prescrivent le développement du PV sur le bâti neuf.
Ainsi, cette évolution industrielle représenterait une opportunité pour la filière européenne de développer des produits innovants pour l'intégration du photovoltaïque (avec le bâti, le stockage, les usages) et pour une utilisation applicative du photovoltaïque. Cette intégration au bâti, matérielle mais aussi de gestion de l'énergie et de conception, pourrait permettre à la filière de capter de la valeur en aval de la production de cellules et de modules, sur les systèmes de gestion de l'énergie, l'intégration dans un réseau (d'un quartier neuf), et un service après-vente localisé et performant.

1) En se basant sur les observations et performances actuelles
2) CMI : constructeurs de maisons individuelles

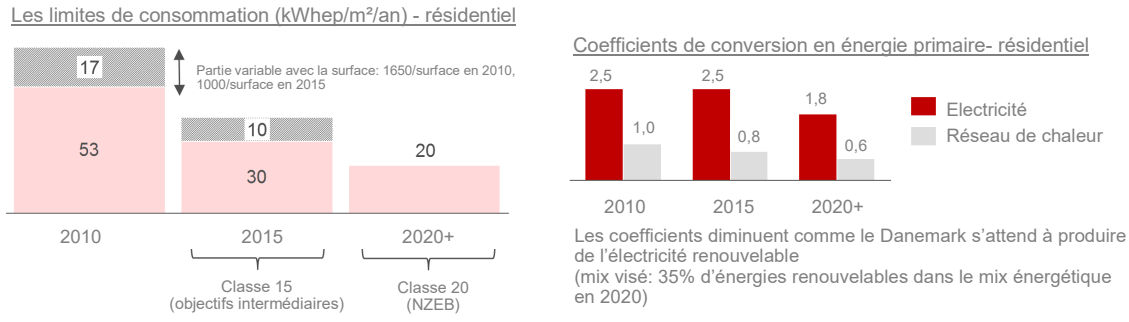
1. Le secteur du bâtiment neuf devra profondément évoluer pour répondre aux réglementations futures, tant à l'échelle européenne qu'à l'échelle nationale

La Directive Européenne 2010/31/EU (*Energy Performance Buildings Directive* (*EPBD*)) définit les objectifs de performance du secteur du bâtiment – notamment à partir de 2020. Ainsi, tous les nouveaux bâtiments devront être à haute performance énergétique, des ***Nearly Zero Energy Buildings*** (*NZEB)*. C'est aux Etats Membres que revient le rôle de fixer une interprétation et une définition précise (limite en termes de consommation d'énergie primaire par m²) des *NZEB*. La directive laisse des libertés d'interprétation : dans la définition, le terme « *zero* » pourrait être transposé comme « *zero carbon* » (Royaume Uni), « *zero energy* » (Danemark) mais aussi *zero energy cost etc.*

En France, ce pourrait être la Règlementation Thermique 2020 qui implémentera la définition française du *NZEB*, ou le Bâtiment à Energie POSitive (BEPOS). Actuellement, le label BEPOS Effinergie, de l'association Effinergie, est un candidat potentiel pour devenir le *NZEB* en France. Le label durcit les exigences de la RT2012 : diminution du $BBio_{max}$ [3] (limitation des besoins énergétiques) et du Cep_{max} [4] (consommation d'énergie primaire autorisée) sur 5 usages « régulés » : chauffage, refroidissement, éclairage, eau chaude sanitaire, auxiliaires. Le Cep_{max}, qui intègre les usages non régulés dans la RT 2012, limite l'écart entre production renouvelable et consommation. Cette limite dépend notamment du bâtiment et de la zone climatique. Le raisonnement est fait en énergie primaire, nécessitant des facteurs de conversion. Les facteurs de conversion doivent refléter la quantité d'énergie primaire utilisée pour produire une unité d'énergie finale. Dans la RT 2012, l'utilisation de l'électricité a de fortes conséquences avec un coefficient de conversion de 2,58 – ceci signifie que 2,58 kWh d'énergie primaire ont été utilisés pour produire 1 kWh d'électricité. Ainsi, lorsque la seule source est l'électricité, la limite de consommation de 50 kWhep/m²/an correspond à une consommation limite d'électricité de 19,4 kWh/m²/an.

Illustration 1: Le Danemark est un des rares pays à avoir fait des avancées jugées satisfaisantes par l'UE dans les réglementations du bâtiment.

Le pays a fixé une consommation limite d'énergie primaire dégressive dans le temps, dépendant de la surface. Les coefficients de conversion sont également dégressifs dans le temps pour refléter la contribution croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique.
Illustration pour une maison de 100m²



Source: Danish Building Regulations 2010 (BR10)

Les maisons BEPOS sont construites en jouant simultanément sur deux leviers : la **hausse de la performance énergétique** du bâtiment et la **production locale d'énergie**.
Les besoins énergétiques peuvent être réduits *via* une meilleure isolation, une amélioration du vitrage, de l'éclairage, des apports internes, et une orientation optimisée du bâtiment. Mais ils ne peuvent être réduits à 0 – pour le tertiaire, il est même très difficile de descendre en dessous de 50 kWhe.p./m²/an [5] : une production d'énergie renouvelable sur site est nécessaire.
La conception du BEPOS sera donc profondément liée aux périmètres de la consommation et de la production retenus. La

3) Le $BBio_{max}$ s'intéresse à la conception du bâti et ses besoins en énergie (chauffage, refroidissement, éclairage) indépendamment des systèmes énergétiques mis en place. Il incite à optimiser entre autres les apports solaires, l'isolation, l'éclairage naturel etc.
4) Le Cep_{max} correspond à la consommation d'énergie primaire sur 5 usages, dont on déduit la production d'électricité à demeure
5) Entretien expert (Mines ParisTech)

consommation est fonction des usages considérés - le label BEPOS Effinergie[6] est plus exigeant que la RT2012 en incluant les usages non régulés par cette dernière (TV, électroménager). Ce surplus devra être compensé par une production accrue et adaptée : le choix de l'énergie se fera suivant le type de bâtiment (résidentiel, tertiaire), la valorisation possible de la chaleur, de l'ECS (Eau Chaude Sanitaire) ou de l'électricité. En effet, alors que pour les maisons individuelles, le couple {chauffage + ECS} dépasse 50% des besoins, il représente à peine 20% de la consommation des bureaux. Quant à la production, la définition de l'énergie renouvelable n'est pas homogène – en France par exemple, la cogénération à partir de gaz est considérée comme renouvelable, les réseaux de chaleur sont renouvelables à condition d'utiliser au moins 50% d'intrants renouvelables[7].

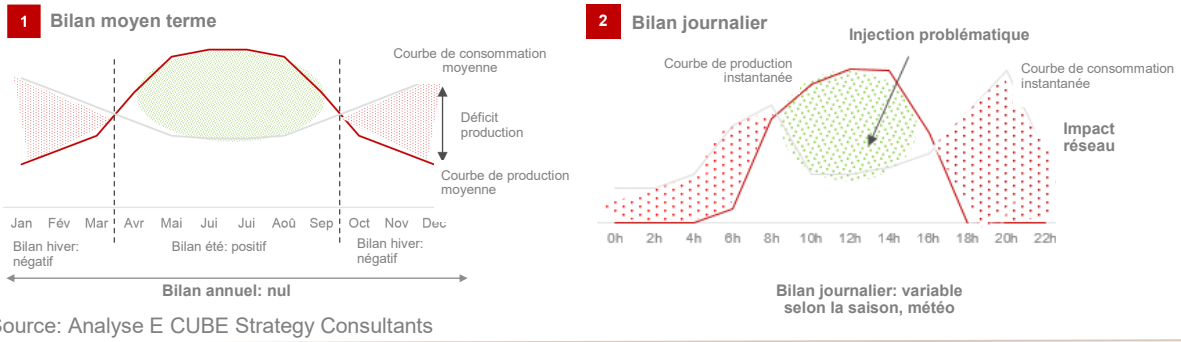
Dans tous les cas, la définition retenue pourra considérablement réduire le choix des énergies possibles.

2. La définition du BEPOS par les autorités publiques favorisera mécaniquement certaines énergies - *in fine*, le choix des énergies dépendra de la définition temporelle et spatiale retenue

Pour choisir la source énergétique qui sera utilisée sur site, il faut d'abord déterminer *l'échelle temporelle* considérée pour faire le bilan énergétique (différence de la consommation et de la production): le bilan peut être fait à chaque instant, par mois, par saison, par an. Restreindre cette échelle temporelle devient plus contraignant, car cela nécessite une production énergétique contrainte par la consommation : ainsi en hiver, une installation PV ne couvre qu'une faible part de la consommation, à l'inverse de la cogénération. *A contrario*, à l'échelle annuelle, l'installation PV seule peut suffire, la sous-production en hiver étant compensée par une forte production en été. Du fait de son intermittence et saisonnalité, **le PV sera favorisé par le choix d'un bilan annuel**, à l'image du label BEPOS Effinergie.

Illustration 2: Le périmètre temporel retenu pour faire les bilans énergétiques est essentiel

Suivant le périmètre, le bilan énergétique peut être très différent avec une même énergie utilisée.
Les graphes ci-dessous illustrent les bilans énergétiques pour une installation PV avec différents périmètres temporels.

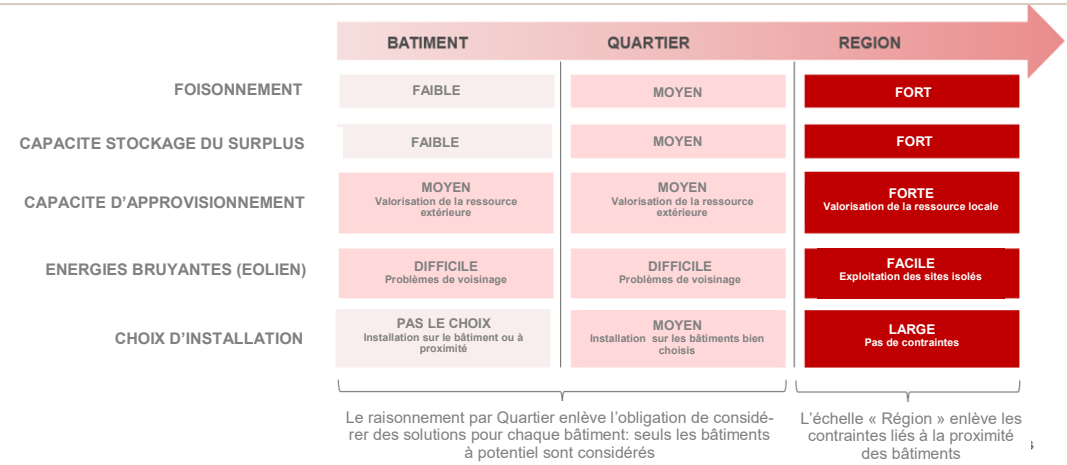


Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

Quant au *périmètre spatial* (périmètre délimitant l'espace considéré: les bilans peuvent être faits à l'échelle du bâtiment, à l'échelle du bâtiment + terrain *etc.*) on peut voir apparaître de nouveaux concepts tels des Quartiers ou Territoires à Energie POSitive. Augmenter le périmètre permet d'avoir des unités de production de plus grande puissance et de ce fait de réaliser des économies d'échelle. Par ailleurs, le taux d'autoconsommation peut être plus facilement maximisé au niveau du quartier ou territoire. En effet, une des solutions consiste à avoir des profils de consommation différents agrégés, où les pics de consommation des uns compensent les creux des autres, rendant la consommation totale plus stable, grâce au foisonnement. Une autre solution consiste à investir dans un stockage commun. Ces solutions sont envisageables dès lors que plusieurs acteurs sont en jeu – donc à l'échelle du quartier ou territoire. Ce raisonnement global ne donne plus le même rôle à chaque bâtiment et permet de répartir « les efforts » de manière plus équitable : ainsi, on évitera le PV sur des maisons à l'ombre au profit des bâtiments les plus exposés au soleil.
Cette approche élimine également les problèmes de nuisance et les contraintes de fonctionnement pour certaines énergies qui peuvent être exclues à l'échelle du bâtiment seul

6) http://www.effinergie.org/index.php/les-labels-effinergie/1265-le-label-bepos-effinergie-2013
7) Arrêté du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâti-

Illustration 3 : Illustration des différentes échelles spatiales



Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

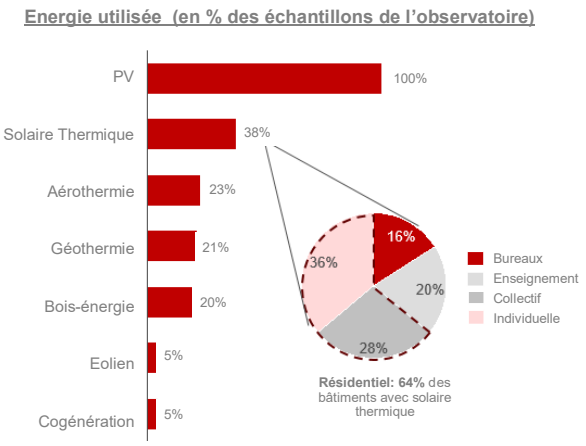
(un parc éolien, avec la nuisance sonore pour le voisinage, doit être éloigné des habitations[8]).
Enfin, la production *sur site* aura un profil différent suivant la définition fixée. Elle peut être définie comme la production limitée au bâtiment (auquel cas l'éolien est quasi-exclu, toute production mutualisée est impossible) ou production avec les ressources locales (la définition de « locale » devient alors déterminante).
Le PV présente moins de contraintes d'installation et est particulièrement adapté aux échelles du bâtiment et du quartier.

3. Le PV devrait être un composant majeur pour le bâtiment dès 2020, car cette technologie cumule des avantages économiques et techniques pour diminuer la consommation d'énergie primaire à l'échelle du bâtiment et du quartier

L'énergie solaire est actuellement la plus utilisée dans les bâtiments listés BEPOS, sous deux formes : photovoltaïque et thermique. Le photovoltaïque est utilisé dans 100% des bâtiments labélisés BEPOS en France. Le solaire thermique est surtout utilisé dans le secteur résidentiel, où son usage est limité aux besoins en ECS (30 -40%[9]) de la consommation dans le secteur résidentiel). Ceci dit, il ne peut satisfaire les autres besoins énergétiques, la solution photovoltaïque est donc privilégiée, avec une puissance crête moyenne de 40[10]Wc/m² de surface habitable. Le panneau présente relativement peu de contraintes d'installation – il est incorporé sur le toit en IAB[11] (pour les maisons individuelles) ou surimposition[12] (pour les bâtiments tertiaires). Contrairement à l'éolien, il ne requiert pas d'espace en plus et ne crée pas de nuisance pour le voisinage.
D'un point de vue économique, le PV est compétitif par rapport aux autres énergies: dans le secteur résidentiel, en considérant un ensoleillement moyen en France, il est

Illustration 4 : Présentation de l'observatoire des bâtiments BEPOS de l'ADEME

L'observatoire de l'ADEME recense 66 bâtiments labélisés BEPOS Effinergie, dont 39 tertiaires (bureaux & enseignement) et 27 résidentiels (maison individuelle & logement collectif). Tous les bâtiments ont opté pour le PV et 66% utilisent également une autre énergie renouvelable. Dans la plupart des cas, l'électricité produite est réinjectée dans le réseau.



Source: Observatoire de l'ADEME

8) La loi de transition énergétique devrait imposer une distance d'au moins 500 m entre éoliennes et bâti
9) Basé sur les données fournies dans l'observatoire de l'ADEME
10) Analyse à partir de l'observatoire de l'ADEME
11) IAB : Intégration au bâti, un panneau IAB remplit les conditions suivantes : remplace les éléments de la toiture, est parallèle au plan de la toiture, assure l'étanchéité principale du bâtiment et ne dépasse pas plus de 2cm du plan de la toiture
12) Les panneaux installés en surimposition sont posés au-dessus de la toiture

~6% moins cher que l'éolien ou la cogénération en termes de LCOE[13] en 2020 à l'échelle du bâtiment. A l'échelle du quartier, il est ~12% moins cher ; le LCOE devient supérieur à celui de l'éolien à l'échelle du territoire (+13% de différence).

Pour comparer les énergies, on utilise le coût net du kWh d'énergie primaire évité, plus adapté à l'analyse de la compétitivité BEPOS – obtenu en déduisant la valorisation de l'énergie produite du LCOE (voir ci-dessous). Avec cet indicateur, le PV est très compétitif dans le sud : 15/25% (resp. 32/20%) moins cher que l'éolien à l'échelle du bâtiment/quartier dans le secteur résidentiel (resp. tertiaire) et égal au coût de l'éolien à l'échelle du territoire.

La valorisation peut prendre deux formes différentes :

- Economie de facture, en autoconsommant une partie, valorisée au prix de détail de ~9cEUR/kWh pour le professionnel et ~15cEUR/kWh pour le résidentiel
- Revenus du surplus d'énergie, grâce à l'injection du surplus produit dans le réseau, valorisé au prix de marché de ~4-5cEUR/kWh

Dans ce schéma de tarification, à quantité égale produite, celui qui autoconsomme plus capte une plus grande valeur. Le coût net est ainsi très lié au taux d'autoconsommation, qui augmente lorsque la production est mutualisée et/ou stockée. Ce principe de causalité met en valeur l'échelle du « quartier », où les taux d'autoconsommation sont plus élevés- ils sont pris à 100% pour l'éolien et le PV dans nos estimations.

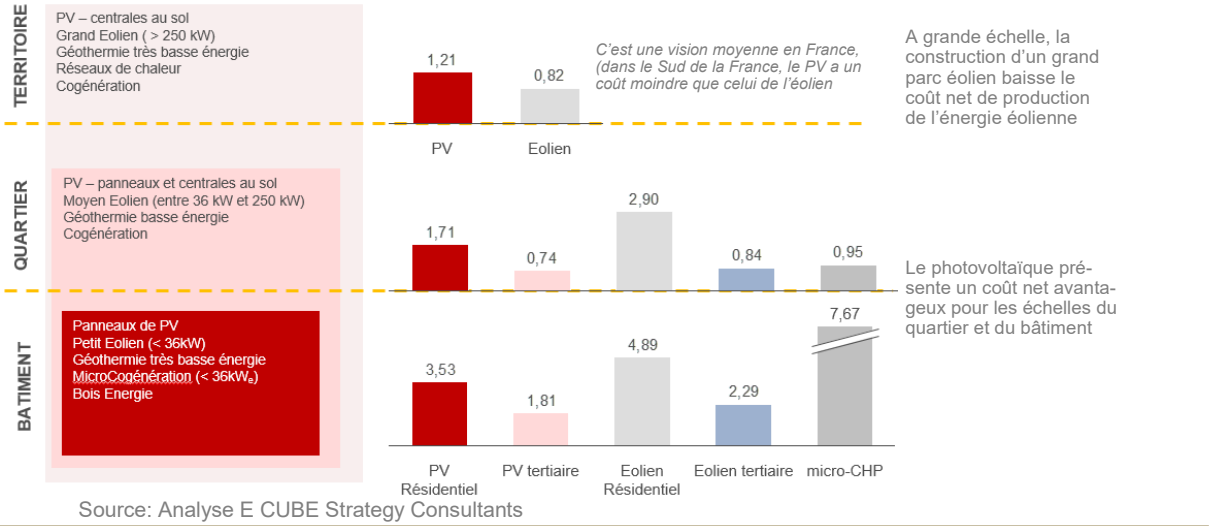
A l'échelle du bâtiment, le PV présente le coût net le plus faible (malgré un taux d'autoconsommation de 30%), grâce au coût d'investissement presque deux fois plus faible par kW installé.

Explication: LCOE par kWhep évité

Pour le PV/l'éolien, le calcul du LCOE se fait suivant la méthode décrite. Il est divisé par un **facteur de 2,58** ensuite, car produire 1 kWh de l'énergie éolienne ou photovoltaïque permet d'économiser 2,58 kWhep.

Pour la cogénération, l'électricité et la chaleur sont deux produits indissociables et ne peuvent être valorisés séparément.
La méthode consiste à valoriser la chaleur produite, comme une économie d'utilisation d'une chaudière à gaz de rendement 91%, et à la soustraire aux coûts de production. Pour un kWh d'électricité produit, on génère ainsi 1/0,91 = 1,10 kWh de chaleur. Cette quantité est valorisée avec le prix de détail de gaz (qu'on aurait utilisé pour produire de la chaleur avec une chaudière). Ainsi, produire l'électricité par cogénération nécessite moins d'énergie primaire : on utilise 1/η_{elec} kWh de gaz, tout en produisant simultanément 1/ $\eta_{chaudière}$ kWh de chaleur, ce qui donne un **facteur de 1,76** avec η_{elec}=35% et $\eta_{chaudière}$=91%. On évite ainsi 0,82 kWhep (2,58-1,76).

Illustration 6: Récapitulatif des coûts nets en fonction des limites spatiales considérées – en cEUR/kWh.e.p.évité [14] (en moyenne en France)



Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

13) Levelized Cost of Electricity, reflétant le coût de production d'un kWh. Le ratio se calcule comme un quotient des coûts actualisés de l'énergie (investissement + opex) par la production actualisée de l'énergie

14) Estimation basée sur un taux d'actualisation de 5% (4% pour le solaire à l'échelle du territoire), une durée de vie de 25 ans pour le PV et de 20 ans pour l'éolien. Pour le PV, l'ensoleillement moyen est de ~1400 kWh/m²/an.
Hypothèses PV : Dans le résidentiel, les coûts d'investissement sont de 2170 EUR/kW et 1590 EUR/kW, les taux d'autoconsommation de 30% et 50% respectivement pour les échelles Bâtiment/Quartier. Dans le tertiaire, les coûts d'investissement sont de 1281/1129/954 EUR/kW, les taux d'autoconsommation de 50%/80% respectivement pour les échelles de Bâtiment/Quartier.
Hypothèses Eolien : Dans le résidentiel, les coûts d'investissement sont de 5000 EUR/kW et 4000 EUR/kW, les taux d'autoconsommation de 38% et 50% respectivement pour les échelles Bâtiment/Quartier. Dans le tertiaire, les coûts d'investissement sont de 3500/2500/1500 EUR/kW respectivement pour les échelles de Bâtiment/Quartier/Territoire, avec le taux d'autoconsommation pris à 100%.

4. En considérant seulement les installations sur le toit des nouveaux bâtiments, (résidentiels et tertiaires), le marché du BEPOS engendrerait une puissance PV de 800 MW_c/an post-2020 en France. Ceci s'accompagnerait d'un surcoût de moins de 120 EUR/m² pour un particulier

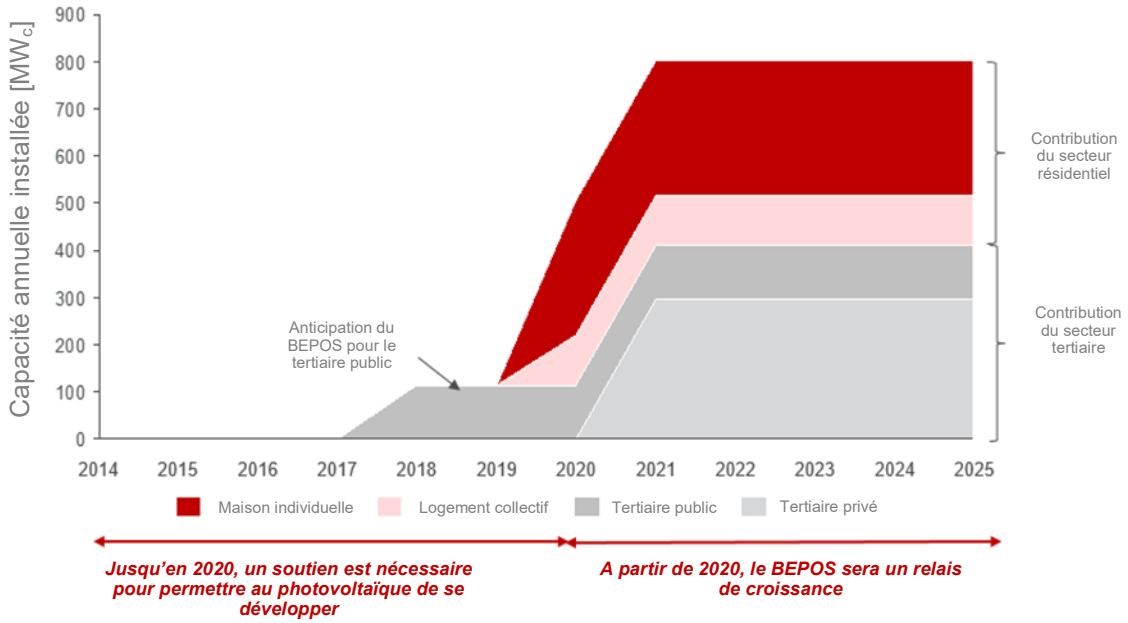
Pour déterminer l'impact du BEPOS sur le PV, on suppose le PV comme un composant inévitable du nouveau bâtiment - le développement de la filière peut être donc directement estimé à partir de la croissance du secteur de la construction.

Avec ces hypothèses, l'impact estimé est de **800 MW_c/an**.
A titre de comparaison, en 2013, 652 MW_c ont été raccordés et mis en service, et 939 MW_c en 2014.

Illustration 7: Estimation de l'impact du développement du BEPOS sur la filière PV

Le développement du PV selon le BEPOS dépend d'une part du taux de construction de bâtiments neufs, et d'autre part du ratio de la puissance en W_c installée par m² de surface SHON.
Pour le ratio, on prend à chaque fois la moitié de la médiane observée dans l'observatoire de l'ADEME : ainsi, le PV est une source de production principale mais non suffisante pour atteindre le label BEPOS (une hypothèse conservative pour la modélisation).

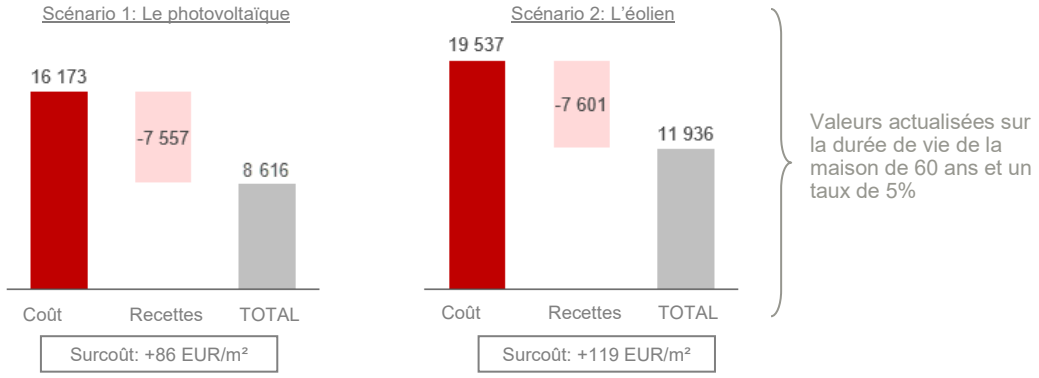
Logement	Médiane dans la base de données ADEME	Valeur retenue	kWh d'énergie primaire évité
Individuel	29 Wc/m² SHON	15 Wc/m² SHON	43 kWhep/m²SHON
Collectif	22 Wc/m² SHON	11 Wc/m² SHON	32 kWhep/m²SHON
Tertiaire	32 Wc/m² SHON	16 Wc/m² SHON	46 kWhep/m²SHON



Note: RTE retient une hypothèse basse de 310 000 logements en 2019
Pour le tertiaire, Sit@del2 estime que 18,4 km² de surfaces de locaux privés sont commencés annuellement et 7,1 km² de locaux publics (hors surfaces agricoles) – hypothèses retenues par la suite

Le résultat ci-dessus n'est valide que si la croissance est soutenable par le particulier qui investit dans une maison neuve. En prenant une maison de 100m², consommant 50 kWhep/m²/an, la production renouvelable n'engendrerait qu'un surcoût de moins de 120 EUR/m² - soit **moins de 5% du prix total du bâtiment**, pour arriver au label BEPOS (i.e. bilan production-consommation de 0 kWhep/m²/an).

Illustration 8: Estimation du surcoût pour une maison standard



Note: Le surcoût est évalué pour une maison individuelle de 100m² consommant 50 kWhep/m²/an et correspond au coût engendré pour baisser la consommation à 0 kWhep/m²/an , en installant une unité de production d'énergie renouvelable. Le coût est déterminé à partir des coûts nets par kWhep précédemment mentionnés dans le rapport.

Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

5. D'un point de vue économique, de nouveaux modèles d'affaires peuvent apparaître pour représenter les nouveaux échanges d'énergie entre fournisseurs et consommateurs

Le BEPOS est un **producteur décentralisé de l'électricité** – nouvel acteur dans le marché de l'énergie, son développement diffus au niveau du bâti aura des effets sur les modèles d'affaires existants des fournisseurs et distributeurs d'énergie. Cette évolution est d'ores et déjà très commentée et analysée. Elle fait l'objet d'étude de la part de la plupart des régulateurs ou des pouvoirs publics afin de mesurer son impact et identifier des solutions permettant de ne pas générer de biais à l'économie des systèmes électriques. Nous en rappelons ci-dessous les principes.

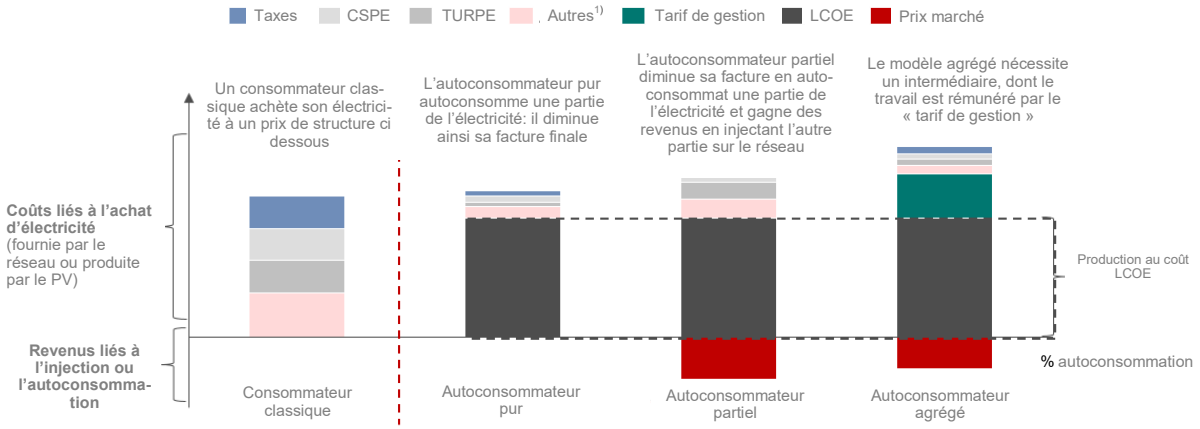
Premièrement, le propriétaire du panneau sur un BEPOS a le choix de commercialiser ou d'autoconsommer sa production; quatre modèles sont envisagés, suivant l'infrastructure mise en place et les intermédiaires engagés : i) autoconsommation sans stockage, ii) autoconsommation avec stockage/SME[16)], iii) autoconsommation agrégée localement (plusieurs entités mutualisent leur production/consommation) et iv) autoconsommation contractualisée avec le fournisseur (ex. ce dernier finance l'installation PV, le propriétaire du toit s'engage à acheter l'électricité produite à prix fixe). Dans ce dernier cas, le développement d'une offre PV autoconsommée pour les fournisseurs pourrait devenir nécessaire pour capter les clients des bâtiments neufs. Dans un schéma d'autoconsommation, l'énergie est valorisée soit par revenus supplémentaires, soit par économie de facture. L'économie de facture correspond à la diminution de certains coûts structurant le prix de l'électricité, tels les taxes, et en France, le TURPE et la CSPE[17)].
Dans tous les cas, il y a un **transfert de valeur (sous forme de revenus ou d'économies) vers l'autoconsommateur**.

L'autoconsommation permet de se procurer de l'électricité à un prix fixe sur 25 ans (durée de vie technique du panneau). Du point de vue du consommateur, cela permet de se couvrir contre le risque d'évolution du prix de détail de l'électricité.

Par ailleurs, la production du PV peut créer des contraintes réseau (en été à midi, lorsque la consommation est faible et la production forte); ces dernières peuvent être résolues en jouant sur la flexibilité, c'est-à-dire en réduisant ou augmentant localement la consommation et/ou production. Cette flexibilité pourrait être **contractualisée** avec le distributeur, où

16) Système de Management d'Energie
17) Le prix de l'électricité comprend les taxes, le TURPE, le CSPE, le coût de l'énergie et les coûts commerciaux. Le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) rémunère les entreprises de transport et distribution d'électricité ; le CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) est une taxe prélevée pour compenser les surcoûts imputables aux charges de service public de l'électricité, destinée aux concessionnaires de réseau

Illustration 9 : La facture d'électricité du consommateur au consom'acteur (illustratif)



Les différents modèles de l'autoconsommation se matérialisent par un transfert de valeur:

- De l'Etat vers le producteur, via taxes
- Des gestionnaires de réseau vers le producteur, via le TURPE
- Des services publics vers le producteur, via le CSPE

1) inclut énergie, coûts commerciaux

Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

ce dernier pourrait limiter le fonctionnement de l'unité de production en fonction des besoins du réseau. Une autre possibilité serait la gestion par un **intermédiaire** (un **gestionnaire local d'énergie**, en charge d'optimiser la production et la consommation sur une zone définie).

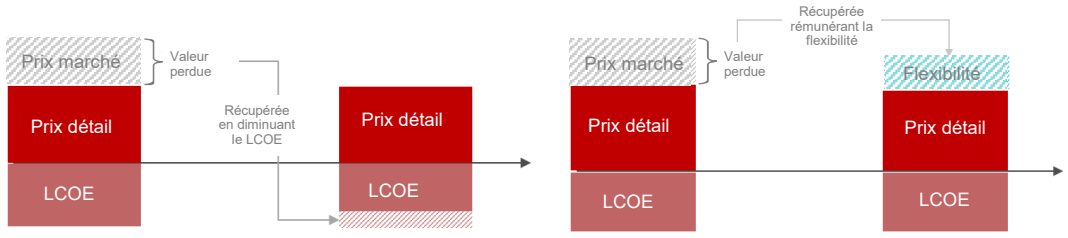
La contractualisation permet à un gestionnaire de réseau de disposer d'une flexibilité d'injection ou de soutirage de la part d'un tiers pour répondre à la contrainte de son réseau local. Une installation PV peut par exemple être déconnectée du réseau lors d'une pointe d'injection et être réintégrée une fois la pointe passée. De même, moyennant des contreparties financières, l'installation PV pourrait avoir sa production écrêtée : par exemple en été lors d'un pic local de production. L'accord s'établit donc entre le gestionnaire du réseau et le propriétaire du panneau ; ce dernier n'injecte plus son surplus dans le réseau et perd donc une partie de la valeur énergie, mais il permet de diminuer les coûts d'investissement du réseau. **La contractualisation pourrait prévoir une compensation pour valoriser la flexibilité au niveau du propriétaire, ou bien réduire le coût du renforcement facturé au consommateur lors du raccordement de son installation.** Les GRD ont commencé à proposer aux développeurs d'installation PV de réduire la puissance d'injection de manière continue pour limiter le coût du renforcement. La contractualisation pourrait aller plus loin en ne limitant qu'un certain nombre d'heures cette puissance d'injection.

Illustration 10 : Valorisation de la contractualisation

Le propriétaire du panneau réduit sa pointe d'injection valorisée au prix de marché – sa flexibilité peut être rémunérée par deux moyens.

1. Compenser cette perte par **une diminution du LCOE** par diminution du coût de raccordement

2. Compenser cette perte par **une rémunération de la flexibilité:** montant fixe par MWh perdu, par temps d'arrêt….



Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

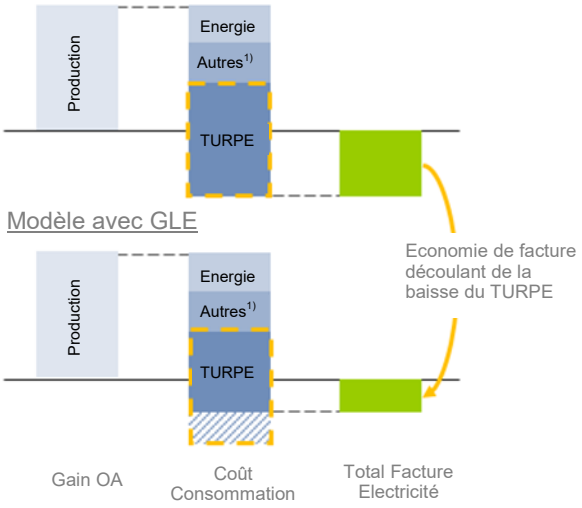
Dans le modèle du gestionnaire local d'énergie (GLE), un acteur est en charge d'optimiser localement la production et la consommation pour diminuer les contraintes, c'est-à-dire les pointes d'injection et de soutirage. Cette optimisation serait réalisée grâce au contrôle de certaines installations clés du réseau local (panneaux PV, consommateurs significatifs ou diffus, cogénération, etc.). Cela nécessite un cadre réglementaire et contractuel délimité entre les acteurs, mais pourrait dés-à-présent exister dans le cadre des nouveaux quartiers construits *ex-nihilo* avec un réseau privé connecté en un point unique au réseau public. Le modèle pourrait alors reposer sur un modèle de raccordement indirect[18)], permettant d'augmenter le taux d'autoconsommation (grâce à un foisonnement localisé), et de réduire l'injection sur le réseau et de ce fait les coûts variables de TURPE supportés par le client.

Les modèles cités présentent des risques de rente, c'est-à-dire un risque de captage de valeur excessif par certains acteurs.
Pour l'autoconsommation, une fois la parité réseau atteinte, des intermédiaires pourraient apparaître pour aider les particuliers dans l'investissement dans le PV, et en échange récupérer une partie des revenus de la vente d'électricité. Certains modèles ont pu permettre aux intermédiaires de capter la marge tout en faisant porter une partie du risque sur les particuliers. Ce risque de rente est donc non nul, mais devrait rester faible tant que le prix de l'électricité est faible par rapport au LCOE des installations PV, ce qui est largement le cas actuellement. La marge trop faible ne permet pas aux intermédiaires d'apparaître.
Dans le modèle du GLE, les abus pour capter le plus de valeur peuvent provenir soit du gestionnaire lui-même, soit des principaux contributeurs producteurs et/ou consommateurs. Le gestionnaire est en effet en situation du monopole et doit être régulé pour éviter les abus. De même, les principaux contributeurs pour la production/consommation peuvent influencer les tarifications, car peu d'acteurs sont capables d'agir sur la flexibilité sur des périmètres aussi restreints.

Ainsi, de nouveaux modèles pourraient apparaître avec le BEPOS mais devront être contrôlés par les pouvoirs publics pour éviter les rentes et corriger les transferts de valeur non souhaités (des non-consommateurs vers les consom'acteurs).

Illustration 11 : Valorisation du GLE

Le modèle du GLE diminue le TURPE contribuant ainsi aux économies de facture



1) inclut CSPE, TVA, taxes, coûts commerciaux

Source: Analyse E CUBE Strategy Consultants

6. La filière industrielle photovoltaïque devra s'adapter aux nouveaux leviers de son développement (haut rendement, solutions énergétiques intégrées, intégré bâti) qui sont des opportunités pour la filière européenne et française

Le BEPOS est un tournant pour l'industrie du photovoltaïque. Jusqu'ici, la filière était découpée entre l'amont, intégrant la production des cellules et des modules qui sont désormais des commodités, et l'aval, localisée sur le pays d'installation mais restreinte aux études techniques, la maintenance et l'installation. La réduction des coûts de la cellule et du module était le principal enjeu des constructeurs photovoltaïques (via une activité R&D importante). Les installations de grande taille (centrales au sol) furent favorisées dans certains pays pour obtenir des effets d'échelles. Ainsi, le prix de l'électricité produite et injectée était le principal élément différenciant.

Avec le BEPOS, la commercialisation sera davantage centrée sur une installation « intégrée au bâti », au sens large : physiquement, mais

18) Un intermédiaire est le lien unique avec le réseau pour plusieurs entités raccordées sur un réseau privé et le gestionnaire de réseau de distribution.

aussi par rapport aux usages, spécificités, contraintes techniques du bâti et aux réglementations nationales. Le profil des clients des installateurs/développeurs des panneaux basculerait des collectivités ou particuliers sensibles à l'environnement vers le cœur du BTP – constructeurs, architectes et surtout les CMIstes[19], dont le cœur de métier est de fournir aux particuliers une maison conforme aux règlementations. Ces acteurs devraient être fortement impactés par la réglementation BEPOS. Ils devraient donc chercher à intégrer le PV dans des offres complètes et répondant simplement et économiquement à ces nouveaux critères. Il s'agira d'une opportunité pour ces acteurs de devenir les prescripteurs du photovoltaïque, principaux clients des producteurs de cellules/panneaux et fournisseurs auprès des clients finaux. Des partenariats avec des équipementiers de matériels électriques pourront se mettre en place pour bénéficier des compétences nécessaires à ces offres. Outre la mise en place des panneaux, l'offre du secteur neuf du bâtiment pourra ainsi proposer des méthodes d'intégration et d'optimisation de la production avec la consommation spécifique du bâtiment. Enfin, les modules à haut rendement pourraient être favorisés, car ils permettent de limiter l'espace utilisé par l'installation, et donc de libérer le toit pour d'autres usages (apports naturels, solaire thermique, etc…) **Ces changements sont déjà observés dans les pays pionniers du panneau photovoltaïque intégré au bâtiment via les constructeurs, tels le Japon**.

La différenciation géographique de l'économie industrielle du panneau PV pourrait ainsi se marquer de nouveau, par le biais du secteur du bâtiment. La France possède à ce titre des atouts non négligeables, avec un marché du neuf significatif et des leaders très bien implantés dans le monde (Bouygues, Vinci, Saint-Gobain). Les systèmes « intelligents », nécessitant une connaissance fine des usages locaux, pourraient devenir une compétence clé : la batterie solaire[20], le thermostat intelligent et la climatisation solaire, en cours de développement, sont les prémisses de cette gestion intelligente du bâti. Le savoir-faire européen et l'importance d'un service après-vente compétents sont des atouts pour favoriser le déploiement de ces nouveaux produits au sein de l'UE.
Alors que la valeur sur l'amont de la chaîne de production du PV diminue, le BEPOS représente l'opportunité pour les industriels français et européens de capter la valeur d'intégration des systèmes PV, qui devrait connaître une croissance soutenue à partir de 2020.

Etude de cas: Le Japon

Le Japon est le symbole de ce développement industriel du PV, mené par son intégration dans le préfabriqué et le neuf en général, piloté par les constructeurs BTP.
Le marché des vendeurs de maisons préfabriquées est dominé par 4 acteurs : Daiwa House, Sekisui, Misawa Home et PanaHome – même si la plupart proposent des structures intégrées au bâti, on trouve également des centrales au sol, notamment commercialisées par Daiwa House. Grâce à une coopération déjà établie entre les producteurs de modules et constructeurs, on assiste à la création de nouvelles offres telles un toit 100% PV, pouvant aller jusqu'à une puissance de 10 kW.
Le nombre d'installations PV a ainsi été multiplié par 3,6 entre 2009 et 2012, contribuant à d'importantes économies d'échelle – le Japon est aujourd'hui un leader dans la production des panneaux PV, le seul pays dont les acteurs ont résisté au développement des acteurs américains et chinois. Les constructeurs de maisons sont des clients majeurs de ces producteurs. En effet, 50% des installations PV sont réalisées dans le neuf.
Les constructeurs insistent sur l'aspect « non polluant et économe en énergie » des maisons, argument fort dans un pays particulièrement sensible aux énergies renouvelables.
La filière est soutenue par une activité R&D fortement lancée, ayant coûté près de 130m USD en 2012.

19) Constructeurs de maisons individuelles
20) TESLA développe une batterie domestique pour le stockage de l'électricité, permettant ainsi de stocker l'énergie solaire produite aux heures creuses

A propos des auteurs
Magdalena Kociolek (élève de Mines ParisTech) et **Etienne Jan** (consultant) sous la supervision de **Alexandre Bouchet** (co-fondateur et directeur associé) au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultants.
Pour plus d'information sur cette étude, vous pouvez les contacter par e-mail à etienne.jan@e-cube.com

PARIS - MUNICH - CHENNAI - HONG KONG
LAUSANNE - SAN FRANCISCO - TUNIS - BRUXELLES



www.e-cube.com

© Copyright 2015 E-CUBE Strategy Consultants
Toute reproduction, sans l'autorisation de l'auteur, est interdite