

Débat public plate-forme photovoltaïque « Horizeo »

Compte rendu intégral
Réunion publique atelier
mardi 30 novembre 2021 à Bordeaux

SALLE/ADRESSE :	Cap sciences hangar – 20, quai de Bacalan 33000 BORDEAUX
PARTICIPANTS :	30 participants dans la salle
DÉBUT > FIN :	19 h 08 à 21 h 10 (durée du REC : 2 h 10)
QUESTIONS-RÉPONSES :	24 questions environ

En tribune

M.	François	GILLARD	Membre, CPDP
M^{me}	Dominique	SIMON	Membre, CPDP

Maîtrise d'ouvrage

M.	Bruno	HERNANDEZ	Directeur du projet Horizeo, Engie
M^{me}	Lisa	CANTET	Chef de projets développement solaire, Engie Green
M.	Mathieu	LE GRELLE	Directeur développement Horizeo, Engie Green
M.	Lionel	DEBRIL	Chef de projet Neoen
M.	Benoît	LE FLOCH	Chef de projet, Engie Solar
M.	Alexandre	SOROKO	Responsable activité PPA, Greensolver
M.	Patrick	SEGUIN	Président de la CCI Gironde

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Bonjour à toutes et tous, je suis Dominique SIMON, membre de la Commission particulière en charge de l'organisation du débat autour du projet Horizeo porté par les maîtres d'ouvrage qui sont à ma droite et qui se présenteront tout seuls comme des grands tout à l'heure. À ma gauche se trouve François GILLARD qui est également membre de la Commission. D'autres membres sont dans la salle et nous avons notre président, Jacques ARCHIMBAUD.

Merci d'être venus. Il y a quelques habitués que nous commençons à bien connaître. Il y a d'autres visages nouveaux et en particulier plusieurs représentants de la CCI, dont son président, que nous remercions d'être ici ce soir. C'est vrai que jusqu'à présent, vous nous aviez un peu manqué, nous sommes contents de vous avoir.

Nous sommes ensemble ce soir pour un atelier. C'est une modalité particulière du débat qui vise un peu à approfondir. Nous ne ratissons pas trop large, nous allons labourer un peu plus profond sur une thématique donnée comme nous l'avons fait dans ce même lieu d'ailleurs sur les questions des impacts environnementaux, des risques et du bilan carbone, au même endroit, sous le même format d'un atelier. Ce soir, nous allons approfondir une partie importante de ce projet : son modèle économique. Qu'allons-nous essayer de travailler ensemble ce soir ? Ce sont toutes les questions qui sont déjà venues assez souvent sur la table de la compétitivité du parc photovoltaïque tel qu'il est proposé dans le cadre du projet Horizeo, mais également toutes les questions liées à son modèle économique de distribution de l'électricité qui est assez original, et qui mérite d'être approfondi et expliqué, tant du point de vue des clients qui sont visés que du point de vue des fournisseurs. Dans le projet, il y a une plate-forme complète avec un certain nombre de briques.

Quel est le modèle économique de ces briques ? On parle beaucoup de synergies ; quelles sont-elles ?

Voilà toutes les questions qu'il convient d'approfondir ce soir en même temps que celles du financement et de la gouvernance de ce projet. Ce qui fait quand même un menu un peu copieux.

Nous allons commencer par demander au maître d'ouvrage de nous faire une présentation approfondie de ces thèmes qu'il n'a pas encore eu l'occasion d'aborder en détail jusqu'ici, une bonne demi-heure ?

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Nous essaierons de ne pas être trop longs, mais d'être exhaustifs aussi, nous y avons été un peu poussés, d'ailleurs. Nous nous sommes prêtés au jeu, et je trouve que c'est très bien pour partager le maximum d'informations avec le public qui est venu.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Après cette présentation, vous aurez tout le loisir de poser des questions ou de commenter ce que vous aurez entendu. Qu'ai-je oublié ? Rien. À vous, monsieur HERNANDEZ.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Merci beaucoup. Ravi d'être avec vous ce soir. Je vais effectivement présenter les personnes qui sont avec moi ce soir sur ce sujet. Nous sommes dans une configuration qui n'est pas une configuration habituelle puisque Benoît LE FLOCH à mes côtés est pour la première fois en tribune, même si c'est l'occasion de prendre la parole. Benoît travaille à mes côtés chez Engie en tant que responsable technique du projet. Avec son expertise dans tout ce qui est ingénierie et construction, il pourra vous parler de toute la partie initiale de notre présentation sur les coûts de la filière photovoltaïque, leur évolution, tous les fondamentaux qui nous permettent d'aller vers cette offre compétitive qui est un peu la base de notre projet.

Alexandre SOROKO représente la société Greensolver en tant qu'expert sur toutes les questions de contrat, de vente ou d'achat d'électricité, selon le côté où l'on se place, et notamment les contrats dits PPA. Ce sont les fameux contrats d'achat direct entre un client et un producteur.

Lionel DEBRIL, que vous connaissez sans doute un peu plus qui a été à la tribune à peu près à chaque fois, est développeur pour le compte de la société Neoen du projet. D'autres personnes sont là dans la salle et en fonction de vos questions, nous n'hésiterons pas à faire réagir notamment Mathieu LE GRELLE qui est ici au premier rang.

Je suis donc Bruno HERNANDEZ, le directeur du projet pour le compte d'Engie.

Avant de passer la parole à Benoît, très rapidement, je voudrais juste vous rappeler, et je pense que vous connaissez ce schéma, je vais quand même l'afficher. Quelle est l'ambition de ce projet ? Je voudrais dire quelques phrases sur le contexte. Il est vrai que nous présentons ce projet comme une opportunité unique en Nouvelle-Aquitaine, unique en France, d'avoir un site qui présente les caractéristiques de celui que vous connaissez, je n'y reviens pas, sur une zone de 2 000 ha sur laquelle nous souhaitons implanter un parc sur 1 000 ha. Ce site nous permettrait de changer d'échelle dans le domaine de la production photovoltaïque. Il est vrai que le photovoltaïque est compétitif aujourd'hui. J'aurais envie de dire que nous souhaitons porter à cette échelle nouvelle quelque chose qui commence déjà à pointer dans d'autres pays, même en France. Je prends pour exemple un des contrats PPA qu'Engie a signés avec Orange, sur la base de deux parcs photovoltaïques qui sont en projet, qui vont être construits, dont la somme fait 50 mégawatts.

Je sais que c'est un sujet qui vous tient à cœur et qui peut tenir à cœur pour tous les clients potentiels. Pour des parcs de cette taille, nous pouvons aujourd'hui faire des contrats de ce type d'achat ou de vente directe en gré à gré de l'électricité. Évidemment, nous visons une bien plus grande échelle, d'aller toucher le plus grand nombre, de permettre à des entreprises plus locales, plus régionales, éventuellement à des collectivités, ou en tout cas à des citoyens, et nous avons déjà dit que nous étions en train de travailler dessus, d'accéder à cette énergie, là où un industriel peut sur une période de 15 ans ou plus accepter un certain prix à partir du moment où il est stable, qui peut être d'ailleurs supérieur au prix du marché à instant donné, ce n'est pas le cas de tous les clients potentiels. Il est donc impératif d'aller toujours vers plus de compétitivité, c'est ce que nous allons vous montrer ce soir. Je vais passer la parole à Benoît LE FLOCH.

M. Benoît LE FLOCH, chef de projet, Engie Solar

Bonsoir à tous. Nous allons effectivement parler compétitivité. Vous le savez tous, tout le monde parle de photovoltaïque, que le photovoltaïque est compétitif. Nous allons vous le montrer à travers quelques chiffres. Cette compétitivité a commencé dans les pays à très fort taux d'ensoleillement, il y a maintenant trois ou quatre ans et cela continue à remonter sur les pays avec un ensoleillement un peu plus faible.

Nous voyons sur le premier graphe le coût du kilowatt-heure, le coût de l'énergie moyen mondial qui évolue depuis 2010 à nos jours, 220. En 2010, le prix du kilowatt-heure sorti d'une installation photovoltaïque était à 0,40 \$ le kilowatt-heure à peu près, et a été divisé par un facteur 6 en 2020. C'est un prix moyen pondéré sur l'ensemble des installations photovoltaïques mondiales en dollar. Ramené en euro, nous obtenons 50 euros le mégawatt-heure, c'est vraiment comparable à des installations charbon, voire inférieur à des installations charbon ou de production de gaz.

Sur le deuxième graphe, à droite, vous avez le parallèle non plus en coût du kilowatt-heure, mais en coût d'installation, l'investissement initial. Nous voyons que ce sont les mêmes courbes, avec les mêmes facteurs de décroissance. Nous avons un facteur entre 5 et 6 entre 2010 et 2020, ce qui montre que sorti d'un parc photovoltaïque, le coût du kilowatt-heure est directement lié aux coûts d'investissement initial. Nous avons peu de frais d'opération, nous ne sommes pas dépendants du cours des autres matières premières, du cours du gaz, du cours du charbon ou du pétrole pour produire de l'électricité. Ce qui montre que lorsque l'on investit dans un parc solaire, on sait garantir le coût du prix du kilowatt-heure au cours de l'exploitation dans le temps.

Maintenant que nous avons ce panorama, nous allons plutôt nous focaliser sur le coût d'une installation photovoltaïque, puisque c'est le coût de cette installation photovoltaïque qui reflète le coût du kilowatt-heure et sa compétitivité.

Nous allons regarder la décomposition des coûts de ce parc en phase construction, ce que nous appelons les capex, les investissements. Les panneaux représentent 40 % à 45 % du montant de l'investissement au total. Le coût du lot électrique, ce que l'on appelle le lot électricité, les onduleurs,

les transformateurs, la sous-station, les câbles et tout ce qui est main-d'œuvre pour installer tout cela, c'est entre un quart et un tiers des coûts d'installation.

Les coûts de structure pour supporter les panneaux sont entre 15 % et 20 % et relativement peu de coûts de génie civil. Nous ne sommes pas sur des terrains très complexes, nous ne sommes pas en montagne. Nous avons donc des coûts de génie civil relativement faibles.

À côté, vous avez le coût du raccordement ; RTE n'est pas là aujourd'hui, c'est sa partie. Les 80 millions qu'il y a dans le dossier du maître d'ouvrage représentent le coût du raccordement entre la sous-station et le poste source RTE, qui représentent 11 % du coût de l'investissement du parc, donc un poids non négligeable. Nous y reviendrons par la suite.

Nous vous avons indiqué les mêmes camemberts, les mêmes répartitions sur les parcs que certains d'entre vous connaissent, qui ont été visités. Nous en avons aussi parlé au cours de ce débat. Salaunes et Cestas ont été construits il y a maintenant cinq, six ans. Vous voyez que le poids que les panneaux solaires représentent dans la répartition est nettement plus important parce que les modules photovoltaïques étaient nettement plus onéreux il y a cinq ou six ans. C'est donc sur la partie capex, coûts d'investissement.

Ces *slides* sont sur la partie exploitation. Vous avez en haut à droite la répartition entre les coûts capex, les coûts opex et les coûts fiscalité. Les coûts d'investissement représentent plus de 60 % du coût du kilowatt-heure.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

C'est un point important pour comprendre de quelle manière transformer cette structure de coûts en des contrats de type PPA, ce qui sera expliqué plus tard, puisque la part du fixe est très importante. C'est cette part de coûts fixes que nous pouvons couvrir avec un revenu stable qui ne va pas dépendre de fluctuations comme le coût variable peut en dépendre davantage. Les parties que nous appelons opex, les coûts d'exploitation, ceux que nous payons tous les ans, finalement, pendant la phase d'exploitation pour certains, les loyers, les taxes (les taxes sont en dehors), la maintenance, le préventif, les ressources, tout cela est relativement connu à l'avance. Finalement, les surprises, si je peux dire et les risques pris portent sur tout ce qui peut être correctif et sur un certain nombre de sujets liés au climat, s'il y a plus ou moins d'ensoleillement.

M. Benoît LE FLOCH, chef de projet, Engie Solar

Dans les coûts d'exploitation et maintenance, nous retrouvons tout ce qui est maintenance électrique à la fois préventive et curative, tout ce qui est entretien des espaces verts. Nous aurions 1 000 ha à entretenir, il y a du boulot, c'est donc un poste assez important, car dans ces coûts d'exploitation, nous retrouvons les loyers et toute la partie administrative, les rapports d'exploitation, les assurances et les autres exemples.

Le troisième poste, que nous avons déjà évoqué dans les débats précédents, représente une quinzaine de pour cent, la fiscalité et redevance qui représentent un poste autour de 15 %.

Si l'on regarde les différents facteurs qui influencent le coût de construction d'un parc photovoltaïque, vous avez différents facteurs. Bien évidemment, le premier est le prix de marché du matériel, le prix des panneaux.

Ce seront les technologies qui seront retenues, les volumes et la configuration du site. Sur le coût des modules, le premier graphe représente l'historique de l'évolution des coûts de modules depuis 2010 à mi-2021. Vous remarquerez la baisse très importante du coût des panneaux. Cette diminution des coûts est observée au niveau planétaire. Partout dans le monde, entre 2013 et 2020, nous avons eu entre 60 % et 70 % de baisse de coûts de panneaux.

Je reviens dessus, car dans la diminution que vous avons vue sur le premier graphe du coût des installations, et donc du coût de kilowatt-heure, le coût des panneaux représente à peu près 50 % dans la diminution globale des prix. Cet impact est très important pour notre industrie.

Ce graphe un peu complexe reprend l'évolution du coût d'installation en 2010 et en 2020. Nous indiquons ici le type d'installation et les coûts pour les grosses installations et les petites installations. Les petits points et les gros points montrent ainsi la capacité installée, donc la puissance des parcs installés dans le monde. Nous retrouvons finalement des économies d'échelle puisque les grosses

installations ont des coûts d'installation relativement faibles alors que les plus petites, les plus petits points, ont des coûts d'installation qui sont x4, x5, x6 par rapport à des gros parcs. Nous voyons clairement les économies d'échelle au niveau mondial des parcs de forte puissance. C'est ce qui fait que le coût moyen pondéré du kilowatt est relativement faible et n'est pas au milieu de cet intervalle.

Une étude de la CRE a été faite en 2020 en France sur le retour d'expérience des appels d'offres sur 2019. Nous voyons les installations au sol qui ont été lauréates aux appels d'offres à la Commission de régulation de l'énergie. Elles ont plusieurs familles : les parcs au sol, les installations sur bâtiments et les installations sur ombrières. Pour les bâtiments et ombrières, les coûts sont nettement supérieurs par rapport aux installations au sol. Pour les installations au sol, les graphes jaunes, nous voyons là encore les économies d'échelle par rapport à la puissance des parcs. Pour les petits parcs de la famille du mégawatt et les parcs de la famille de 20 mégawatts, nous avons une diminution de l'ordre de 20 % à 30 % du coût d'installation. Nous, Horizeo, visons des niveaux d'installation nettement plus bas encore.

Quels sont les facteurs qui permettent de gagner en compétitivité d'un parc à l'autre ?

C'est tout simplement le coût d'installation comme nous avons pu le voir. Il est vrai qu'à Saucats, nous avons un certain nombre de facteurs qui font que les coûts d'installation sont relativement bas par rapport à un grand nombre de parcs installés en France, que ce soit Neoen ou Engie.

Nous avons mis quelques exemples : premiers parcs, types de parc, complexité d'accès des pistes à construire, ce qui surenchérit le lot du génie civil et sur certains parcs, un exemple bien concret, +6 % du projet uniquement pour construire la piste d'accès. Pour d'autres parcs, nous avons une topographie très chaotique et pour rendre possible l'installation de rangées de panneaux, il a fallu faire du génie civil.

Ce projet a été fait par Engie à Sadirac en 2012 ou 2013. C'était une ancienne carrière qu'il a fallu complètement remodeler pour avoir un topo beaucoup plus lisse avec du déblai, remblais, avec des surcoûts non négligeables ; je vous laisse imaginer par rapport à des terrains qui peuvent être plus plats.

La géotechnique est importante également, si vous avez un sol plutôt sablonneux ou un sol très rocaillieux, nous aurons alors des coûts plus importants sur des sols rocaillieux et pour installer les panneaux, nous serons obligés de préforer avant d'installer les pieux. Ce sont des opérations supplémentaires qui surenchérisent le coût du projet. Dans certains cas de figure, sur certains parcs, notamment dans les appels d'offres, ceux qui sont favorisés par l'appel d'offres de la CRE, on peut aller sur des sites pollués, d'anciennes décharges qui rendent impossible l'installation des structures des panneaux solaires dans le sol. Nous sommes donc obligés de mettre des longrines béton de ce type, ce qui nécessite beaucoup de béton, ce qui surenchérit bien évidemment le coût du projet.

Si nous ne pouvons pas creuser pour installer nos structures, bien évidemment, nous ne pouvons pas creuser pour installer nos câbles. Nous ne pourrions pas mettre nos tranchées, nous sommes obligés de faire des chemins de câbles. Il en résulte donc des surcoûts d'installation ainsi que des surcoûts en matière d'exploitation puisque pour tondre, tout est obligé d'être manuel puisqu'on ne peut plus passer entre les rangées.

Un autre facteur est l'aspect compact des parcs solaires. Vous le voyez avec ce parc de 12 mégawatts, qui n'est pas un gros parc, divisé en trois sous-parcs. Là encore, les coûts d'installation ne sont pas optimisés.

Le parc de Saucats réunit un certain nombre de points positifs ; ce n'est pas encore optimal, nous pourrions aller vers des parcs encore plus optimisés. On ne peut pas tout avoir cependant.

Nous avons vu le coût du raccordement sur les premières *slides* sur Horizeo qui représentait 11 %. Prenons l'exemple de Salaunes, parc bien connu par les personnes qui suivent le débat. Nous pouvons considérer que c'est un parc moyen, pas très loin de dépasser les 10 à Assignan, nous sommes à peu près à 9 km. Salaunes est un parc de 62 mégawatts en injection, les coûts de raccordement ont été de l'ordre de 8 millions.

Si l'on fait la règle de trois et que l'on multiplie par 19 les 62 mégawatts pour atterrir à 1 gigawatt, et avoir un modèle de raccordement de type Salaunes que l'on pourrait retrouver avec un certain nombre de parcs disséminés à droite à et gauche, les coûts de raccordement seraient de l'ordre de

128 millions d'euros. Pour Horizeo, le fait d'avoir un poste source à proximité du site est un avantage assez considérable. Nos coûts de raccordement sont de 80 millions d'euros.

À ce jour, les 50 millions de delta font 7 % de surcoûts sur nos coûts d'installation, 7 % en capex, ce qui se reflète directement sur les coûts du kilowatt-heure *in fine*.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Nous avons réalisé cette *slide* sur des chiffres très récents puisque vous avez là la comparaison entre les tarifs auxquels les derniers projets photovoltaïques ont été attribués lors du dernier appel d'offres de la CRE, la dernière fois que nous étions là. Lionel et Neoen s'en souviennent bien, ils ont été le grand lauréat de cet appel d'offres.

Selon les familles et le type de projet, nous voulions relever où nous nous situons aujourd'hui. Je dirais que ces tarifs sont ceux avec lesquels les opérateurs ont candidaté et se sont vu attribuer les projets. C'étaient les meilleurs, si on peut dire. La famille qui se rapprocherait le plus d'Horizeo est la famille 1, c'est-à-dire les parcs au sol de plus de 5 mégawatts – ils peuvent être plus petits ou plus grands cependant. Le tarif moyen est de 52 euros du mégawatt-heure. Lorsque les parcs au sol deviennent plus petits, effectivement, on monte pas loin de 65. Dans le cas des ombrières, dont nous avons déjà parlé lors de certaines réunions du débat, les tarifs sont au-dessus des 80 euros du mégawatt-heure. Ce sont les projets attribués.

Pour Horizeo, et c'est quelque chose que nous avons indiqué dans le dossier du maître d'ouvrage, notre ambition est d'être en dessous des tarifs que nous trouvons aujourd'hui dans ces appels d'offres, parce que nous pensons que ce sont les niveaux que nous pouvons atteindre et qui peuvent justement permettre d'intéresser un maximum de clients et de typologie de clients. Nous avons un peu floué cette zone, parce que l'ambition est de descendre le plus bas possible, je dirais, et ce sera aussi l'ambition de nos clients. Or, à un moment donné, nous ne connaissons pas tous les coûts finaux, que ce soit des panneaux ou autres. Nous visons donc effectivement cette tranche entre 40 euros et 48 euros sans être capables de dire où nous nous situerions.

Il est important d'avoir un point en tête : comme je vous l'ai dit, il y a beaucoup de coûts fixes sur un projet photovoltaïque. Un client est capable de savoir à peu près ce que coûte le kilowatt-heure. Nous ne sommes pas avec des projections où chacun aurait son scénario. L'évolution des prix des modules est connue, et vous l'avez vue. Nous nous situerons donc là où nous pourrions être compétitifs, non seulement par rapport à un prix de marché, mais également par rapport à d'autres parcs, et d'autres producteurs d'électricité qui vont de la même manière apporter sur le marché des capacités et de l'électricité à vendre sur le même modèle.

M. Benoît LE FLOCH, chef de projet, Engie Solar

Une petite information sur le pas de temps. Les résultats de l'appel d'offres CRE 4.10 viennent de tomber : les installations seront réalisées d'ici à deux ans. Ils ont deux ans pour les construire, ce qui correspond à peu près à notre calendrier à une petite année près. Nous serons donc dans le même pas de temps, le même horizon de construction, avec les mêmes coûts entre les appels d'offres attribués par la CRE et le projet Horizeo.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Je vais un peu parler du projet Horizeo avant de parler du modèle financier qui est vraiment lié au contrat. Les chiffres que nous avons remis ici sont ceux que vous avez déjà vus. Nous avons essayé de quantifier les économies d'échelle sur ce projet, et en particulier sur les coûts que nous connaissons mieux qui sont les coûts de développement, ceux qui ont lieu en ce moment et qui comptent également, et les coûts de la phase de construction, les investissements, les capex pour utiliser le vocabulaire que nous avons employé avant.

Sur la phase de développement, le fait d'être deux nous permet de partager certains coûts avec Neoen ainsi qu'avec la Banque des Territoires maintenant. Nous avons une mutualisation de certains coûts fixes, forcément lorsque vous faites un parc plus grand, que ce soit des études, que ce soit tout le processus de demande d'autorisation, faire 100 parcs de 10 mégawatts, ce sont 100 processus d'autorisation. Nous voyons bien là cette mutualisation ainsi que dans la main-d'œuvre associée, les personnes que vous voyez devant vous notamment.

Sur la phase de construction, c'est encore plus sensible. Un certain nombre de coûts fixes sont mutualisés. Finalement, tout ce qui est coûts variables est strictement lié à la taille du parc. Le premier des coûts fixes dont nous avons parlé tout à l'heure est le plus important : le raccordement, la mutualisation la plus importante. Nous avons vu qu'entre un parc d'une taille déjà raisonnable, plus de 50 mégawatts, ou le projet Horizeo, nous avons déjà une différence assez importante sur le raccordement. Il peut aussi y avoir de la mutualisation d'un certain nombre de coûts de chantier, de mobilisation d'équipe et de génie civil, notamment si une sous-station est à construire. En l'occurrence, vous n'allez pas en faire une sur chacun des parcs.

Nous avons essayé de le chiffrer par rapport à des parcs que nous pouvons avoir aujourd'hui. Vous avez pu voir, que ce soit Cestas ou Salaunes, que nous étions sur des structures de coûts assez semblables. Nous estimons à 10 % d'économie du montant des investissements, ce que nous arrivons à obtenir par mutualisation et par effet de taille, ce qui se répercuterait sur le coût de revient, le coût complet du kilowatt-heure et donc sur le prix de l'électricité. L'ordre de grandeur est de 2 euros à 3 euros du mégawatt-heure.

Nous n'avons pas chiffré les gains possibles, même si nous pourrions le faire en ordre de grandeur. Nous n'en sommes pas encore là. Il faudra attendre, et nous imaginons également des évolutions dans la manière de gérer les parcs avant la mise en exploitation. Il est évident que lors de l'exploitation du parc, exploiter un parc d'un gigawatt, il y a des économies d'échelle dans les ressources qui seraient utilisées par rapport à plusieurs parcs. L'ordre de grandeur que je citerai et que je vous demande de ne pas noter, même si vous allez le noter, pourrait être de l'ordre de 1 euro supplémentaire d'écart. En tout cas, nous pouvons imaginer faire 3 ou 4 euros de moins sur le prix de l'électricité et encore une fois, ce sont des ordres de grandeur. Je ne suis pas capable de vous dire cependant ce que sera le prix de l'électricité sur le marché d'ici la mise en service. Nous verrons où nous nous situerons.

Je vais passer sur le reste que nous avons déjà abordé pour venir sur le financement. Je vais aller assez vite là-dessus, car nous sommes finalement sur quelque chose d'assez classique par rapport à ce que nous avons imaginé, par rapport à tous les grands projets énergétiques en France, en tout cas dans les énergies renouvelables. Si vous prenez l'éolien en mer, par exemple, c'est le même type de financement. Il s'agit d'un financement externe en partie via la dette, c'est-à-dire par l'emprunt auprès de banques, d'investisseurs qui vont financer le projet. Il existe un certain nombre d'exigences liées. Le financement par l'emprunt est assez large, tout dépendra, nous n'avons pas approché les institutions financières, nous n'avons pas attaqué ce sujet, de 50 et 85 % dépendant beaucoup des clients que nous aurons pu trouver, qui feront que les banques seront d'accord pour financer plus ou moins un projet. Il est vrai que ce type de financement est fréquent pour de grands projets puisqu'il permet de partager les risques. Je dirai qu'il nous oblige nous, opérateurs, porteurs de projet, à amener plus de garanties que dans un financement purement interne. C'est comme lorsque vous empruntez pour construire votre maison, on vous demande un certain nombre de garanties. C'est exactement pareil dans ce cas de figure.

Je vais passer la parole très vite à Alexandre SOROKO. Je voudrais commencer en préambule sur le modèle par ce petit extrait d'un communiqué de presse la CRE qui organise ces appels d'offres sur le modèle le plus classique d'attribution de projet de photovoltaïque. Je vous laisse le lire, mais en gros, la CRE recommande de recourir plus fortement au développement hors soutien public des filiales, notamment en cas de contrat de gré à gré. C'est aussi dans ce cadre que nous nous inscrivons avec ce projet, et c'est le modèle qui va vous être présenté tout de suite.

M. Alexandre SOROKO, responsable activité PPA Greensolver

Merci, bonjour à tous. Je ne contribue pas directement à ce projet, ni ma société. J'appartiens à la société Greensolver et suis responsable de l'activité PPA. Nous accompagnons aujourd'hui un grand nombre d'acteurs, développeurs, producteurs, consommateurs, financiers dans leurs démarches et la réalisation de PPA. Effectivement, ici, c'est très important parce que nous avons énormément parlé de coûts jusqu'à présent visant à montrer que ce projet serait, allait être compétitif. Néanmoins, en face des coûts, on met des revenus forcément. Ici, quand on parle de PPA, on parle bien de la partie revenus. La transition avec la *slide* d'avant relative au financement est toute faite puisque tu disais effectivement qu'il y avait des contraintes importantes liées au type de financement de ces projets, financements de projets, par les banques. Quand on dit banque, on dit banque habilitée : le PPA doit

être banquable, les revenus doivent être banquables. C'est vraiment important dans ce genre de projet, c'est vraiment une condition *sine qua non*.

C'est le troisième point : dans un PPA, la stabilité des revenus sur la durée et des durées d'un niveau suffisant pour permettre le financement de ces projets est absolument nécessaire. Il faut vraiment des revenus, sur la durée sinon, il n'y a pas de projet. Nous en parlons ici dans le cadre de PPA, ce qui vaut aussi dans le cadre des appels d'offres dont nous avons parlé et dans ce cadre de PPA (*power purchase agreement*), c'est un anglicisme qui signifie un contrat d'achat vente d'électricité directe entre un producteur d'électricité et un acheteur, un consommateur d'électricité.

En général, cette rémunération est en euro du mégawatt-heure. On parle bien ici en euro en mégawatt-heure, donc on rémunère la production d'électricité, toute la production injectée sur le réseau, comptée au compteur et rémunérée en euro du mégawatt-heure. C'est cette condition et ce revenu sur le long terme qui sont nécessaires pour que le projet se fasse. Il est donc important d'avoir des revenus en face. Historiquement, quasiment partout dans le monde, on a mis en place depuis le début des années deux mille des systèmes de subventions étatiques qui permettaient justement de garantir ces revenus à des sociétés projets, à des producteurs d'électricité qui sinon, n'étaient pas compétitifs sur le marché de l'électricité. Une des problématiques ce soir est bien la productivité. Historiquement, c'était comme cela, c'étaient des objectifs politiques : on développait de l'EnR grâce à des subventions sur la durée qui garantissaient justement ces revenus. On voit que dans le cadre de la PPE, la programmation pluriannuelle de l'énergie, aujourd'hui encore, car un certain nombre de projets ne sont pas encore compétitifs, on prévoit bien des appels d'offres de la CRE. Nous venons de parler des derniers résultats de l'appel d'offres CRE 4,10 qui garantissent au projet lauréat des revenus sur 20 ans. Nous avons vu que le prix moyen sorti pour les projets au sol était de 52 euros du mégawatt-heure. C'est ainsi en France, en Espagne, en Allemagne, que ces projets se sont développés.

C'est très bien, très pratique et permet de développer cette filière. Néanmoins, aujourd'hui, un certain nombre de contraintes fortes pèsent sur la participation aux appels d'offres de la CRE et qui font que ceux-ci ne sont pas adaptés au projet Horizeo. Tout d'abord, les volumes appelés par an. Vous voyez bien qu'on parle de 1,850 mégawatt par an. Dans les nouveaux calendriers jusqu'en 2026, Horizeo représente plus de la moitié de ce volume. Donc 400 mégawatts par an sont réservés à des projets de petite taille. De toute manière, si les projets font plus de 30 mégawatts, ils ne sont pas éligibles aux appels d'offres de la CRE pour des raisons sur lesquelles nous passons ici. En tout cas, cette contrainte est forte, sauf si nous sommes sur des terrains dégradés, ce qui n'est pas le cas ici pour le projet d'Horizeo.

L'éligibilité est donc restreinte à un certain type de foncier, ce qui rend très souvent le développement des projets CRE compliqué. Il existe un formalisme important et par ailleurs, et c'est une chose très importante et c'est bien dans le cadre de cette démarche dans laquelle nous nous plaçons aujourd'hui, nous voulons aussi vendre de l'électricité à des consommateurs finaux. Nous voulons rendre la production d'électricité renouvelable concrète parce que finalement, nous nous plaçons dans une sorte de circuit court, ce que permettent des projets de type Horizeo. Nous savons à qui nous vendons l'électricité. Lorsqu'on la vend dans le cadre de l'appel d'offres CRE, on ne sait pas finalement à qui cette électricité bénéficie. Quand on le suit sur les marchés de l'énergie, on le comprend. Si je devais l'expliquer ce soir, je peux vous garantir que ce serait extrêmement compliqué.

Nous sommes bien aussi dans une démarche de circuit court, ce n'est pas uniquement cela, qui permet de vendre de l'électricité à des consommateurs finaux d'électricité, ce qui n'est pas le cas dans les appels d'offres CRE.

Par ailleurs, quand on fait un PPA privé, ou un PPA, cela ne représente pas une charge pour les finances publiques par définition, ce qui n'est pas le cas des appels d'offres CRE qui suivent les conditions de marché, en général, et la CRE et le Parlement font des rapports tous les ans dessus, sur la CSPE, les charges de service public de l'électricité, dont une partie sert à financer le développement des EnR. Et ici, je mettais le prix moyen des appels d'offres toutes familles confondues, mais nous en avons déjà parlé.

De quoi parlons-nous ici finalement ? Nous parlons d'un PPA ; qu'est-ce qu'un PPA ? En quoi ce genre d'instrument, de contrat est-il pertinent pour Horizeo ?

Un PPA est donc bien un contrat, un contrat de droit privé bilatéral entre un producteur d'électricité, ce que nous appelons la société projet qui porte le projet Horizeo qui sera propriétaire de la centrale et qui, à ce titre, vend l'électricité. Au lieu de la vendre à l'État dans le cadre d'un mécanisme subventionné, pour faire vite, elle va vendre cette électricité à des acteurs privés. C'est bien un contrat bilatéral de droit privé qui est relativement nouveau en France. Les PPA se développent fortement en France aujourd'hui et à titre personnel et pour mon activité, j'y contribue fortement et me réjouis que ce genre de chose se développe. En général, et c'est bien la perspective dans laquelle nous nous plaçons, ce sont des contrats de long terme. C'est extrêmement important. Nous sommes dans une période très particulière, mais qui est peut-être amenée à durer où, vous le savez, les prix de l'électricité sur les marchés sont en train d'augmenter de manière extrêmement forte, et on ne parle pas des coûts de production de l'électricité. Certes, ils redescendront peut-être. Il y a néanmoins des facteurs structurels qui vont faire que les prix de l'électricité resteront aujourd'hui à des niveaux élevés. On ne connaît pas la durée sur laquelle ces prix dureront.

Le PPA permet de protéger un consommateur industriel, tertiaire, particulier, collectivités locales des variations des prix de l'électricité parce que justement, le porteur de projet, le producteur qui a besoin d'un revenu de long terme pour financer son projet va aller trouver un consommateur qui lui aussi va s'engager sur le long terme. Il y a là une espèce d'alignement des intérêts entre les intérêts du porteur de projet qui doit financer et les intérêts du consommateur qui veut se protéger sur une longue durée contre la volatilité des prix de marché et qui va en plus avoir accès à une électricité qui repose en grande partie sur des coûts fixes, fixés dès le début du contrat et qui ne sont pas soumis à la volatilité des marchés de l'énergie qui, eux, dépendent du prix du pétrole, du gaz, du charbon aussi paradoxal que cela puisse paraître en France parce que nous avons quand même décarboné. Néanmoins, la dizaine de marchés européens l'impose. Cet élément de long terme est important. En prenant cet engagement de long terme, les consommateurs contribuent aussi à ajouter au mix électrique français des moyens EnR. Cette notion d'additionnalité est très importante. Les entreprises y sont très attachées dans le cadre de leur politique de responsabilité sociale et environnementale puisque bon nombre d'entre elles souhaitent ardemment contribuer au verdissement du mix électrique européen. Ici on considère le mix français, mais au-delà de cela, nous ne sommes pas très loin de l'Espagne et nous sommes proches des autres pays européens. Il faut donc considérer cette électricité au niveau européen. Le prix garanti sur la durée du contrat est important, couvrant l'ensemble des coûts de production. Ce sont bien les investissements de départ, les capex, les frais financiers dont nous avons parlé, et donc finalement, le coût de la dette et la rémunération des actionnaires, les charges de fonctionnement dont nous avons la répartition.

Le PPA pour le consommateur aujourd'hui est ce qui est tellement important et ce qui rencontre tellement d'écho aujourd'hui chez les consommateurs français et néo-aquitains, c'est bien de sécuriser sur le long terme tout ou partie de son approvisionnement en électricité. Pour le producteur, c'est simplement de pouvoir développer son projet. Sans PPA, pas de financement, pas de projet.

Dernière chose sur la pertinence de cette démarche. Je précise que ce dont nous allons parler ne concerne le projet Horizeo que de loin, car a priori, le projet Horizeo ne prétend pas à cet AMI de la région Nouvelle-Aquitaine. Sachez néanmoins que la Nouvelle-Aquitaine a lancé un AMI PPA pour promouvoir le développement de ces instruments en région Nouvelle-Aquitaine pour que les industriels et les consommateurs néo-aquitains puissent accéder à ce type de production renouvelable à coûts fixes, qu'elle aide aussi un certain nombre de développeurs, qu'elle mette toutes ces personnes en contact et qu'elle contribue au financement aussi bien du côté des consommateurs que du côté du producteur. Ici même à Bordeaux et en Nouvelle-Aquitaine, la région s'intéresse de très près à ces instruments et peut être particulièrement novatrice en la matière et en tout cas promeut ce genre de chose.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Nous ne sommes pas directement dans cet AMI, je pense qu'il y a aussi un sujet de temporalité. Je dirais que la mise en service d'Horizeo ne pourrait pas intervenir suffisamment vite par rapport à cela. Par contre, c'est un élément extrêmement positif et important pour nous de savoir que des industriels régionaux s'inscrivent dans cette démarche. Je pense que lorsque nous arriverions sur le marché, il y en aurait peut-être davantage. Comme nous amènerons peut-être aussi des volumes supérieurs, il y a sans doute des choses à voir.

Je voulais juste finir sur les PPA. J'avais pu le dire à la réunion de La Brède, je ne sais pas si certains d'entre vous y étaient, concernant les acteurs à qui les contrats PPA que nous pourrions signer s'adressent finalement. Nous partons du postulat, celui-ci reste valable, mais il est important dans la réflexion et dans le raisonnement que chacun pourrait se faire de ne pas connaître le prix du kilowatt-heure au moment où nous arriverions sur le marché. Nous venons de parler des entreprises industrielles. Oui, il y a un intérêt à cause de ce lissage de prix et de cette visibilité importante, encore plus dans un monde à énergie un peu volatile. Ce sont vraiment les entreprises et les industriels qui retrouvent le plus cette volatilité de l'énergie puisque finalement, par un certain nombre de mécanismes d'État ou de décisions gouvernementales, l'impact sur le tarif de vente de l'électricité aux particuliers est nettement atténué par rapport aux évolutions de prix de l'électricité sur le marché.

Comme j'avais pu le dire, les collectivités ne pourraient pas être éligibles à ce type de contrat tout simplement parce qu'elles remettent en concurrence, elles signent des contrats de fourniture de maximum cinq ans. Cette durée n'est donc pas compatible avec les garanties et les revenus que nous avons besoin de sécuriser pour faire un tel projet.

Concernant les citoyens, de manière directe, ce n'est pas quelque chose qui peut se faire facilement. Par contre, nous estimons que c'est possible par l'intermédiaire d'un fournisseur qui serait capable de mettre en place une offre qui embarque notamment la production du projet Horizeo, une offre verte qui permet de commercialiser une partie de cette production. C'est ce fournisseur finalement qui serait le client de PPA. Reste à voir si un fournisseur peut s'engager sur cette durée et comment faire ce montage. En tout cas, c'est vraiment quelque chose que nous visons de faire et sur laquelle nous sommes engagés dans le cadre du projet.

Nous allons essayer de finir sur les briques assez rapidement. Je vais aller aux informations essentielles sur les quatre briques. Je vais rapidement parler des deux premières. Je pense que vous connaissez le schéma du projet. Je vais parler moi-même de l'électrolyseur et du centre de données.

Les porteurs des briques n'ont pas pu venir ce soir, nous ne sommes pas des spécialistes, mais nous commençons à bien connaître le sujet malgré tout. L'électrolyseur est un investissement nettement moins important que celui du parc photovoltaïque puisque tout compris, production, conditionnement, distribution d'hydrogène, nous sommes sur un investissement d'à peu près d'une quarantaine de millions d'euros. C'est pour l'investissement.

Sur les coûts d'exploitation, 100 millions d'euros à peu près sur la durée de vie qui se divisent en trois postes, ce doit être l'investissement – c'est bizarre que l'investissement soit dans les coûts d'exploitation, nous verrons cela –, l'électricité et la maintenance. C'est à peu près la répartition habituelle sur des électrolyseurs. Sur d'autres projets, la part électricité peut être réduite, ici un peu, grâce à la possibilité d'un raccordement direct et d'un tarif d'achat de l'électricité qui soit justement très compétitif puisque c'est ce que nous visons.

Sur le type de financement de l'électrolyseur, c'est un peu différent. Nous avons dit que le modèle du parc pour vendre de l'électricité photovoltaïque était sans aucune subvention. Aujourd'hui, sur de la production d'hydrogène, il y a bien un appel à des subventions, en tout cas pour faire de l'hydrogène vert, de l'hydrogène par électrolyse. C'est un peu différent d'autres modes de fabrication de l'hydrogène. Le financement de cette brique reposerait de la même manière sur de l'emprunt bancaire qui serait par contre limité à 50 %. Je pense que c'est en général le cas lorsque nous sommes sur des choses un peu plus naissantes et un point moins connues, qui arrivent. En revanche, c'est là où on peut trouver des subventions, comme vous le voyez, notamment de la part de l'Ademe qui fait des appels à projets nationaux pouvant aller jusqu'à une subvention de 35 % de l'investissement lorsqu'il s'agit de l'hydrogène renouvelable.

En général, l'impact des subventions réduit l'investissement, c'est une réduction du prix de vente inférieure à un euro par kilogramme d'hydrogène. Pour vous faire une idée, le prix de vente d'un kilo d'hydrogène aujourd'hui est à peu près une dizaine d'euros même à la pompe, là où elles existent, pas partout. Le prix est à peu près celui-là, et le prix en sortie de production, lorsqu'il sortirait de l'électrolyseur, si je peux dire, est entre 6 et 8 aujourd'hui. Cette partie peut donc être subventionnée. Ce n'est pas le tout, mais ce n'est pas négligeable pour le bouclage économique.

Concernant les synergies, c'est le dernier point et il est important, aujourd'hui, l'électrolyseur pourrait s'appuyer sur plusieurs synergies. Une serait l'utilisation par le *data center* de l'hydrogène comme alimentation de secours. C'est quelque chose que les deux briques sont en train d'étudier ensemble.

La valorisation de l'eau non consommée dans le processus d'électrolyse pourrait profiter à l'agrivoltaïsme, puisque jusqu'à 50 % du prélèvement d'eau ne sont pas utilisés lors de l'électrolyse.

Le point suivant peut-être plus concret, et peut être un peu plus chiffré aujourd'hui : l'intérêt de profiter du raccordement du parc photovoltaïque, ce qui éviterait les coûts de raccordement supplémentaires de l'électrolyseur. La réduction du prix de vente au final de l'hydrogène est estimée de 1 % à 5 %, fourchette assez large. Il est difficile cependant de mieux faire en fourchette dans l'état des discussions que nous menons avec RTE. Il faut savoir que tout cela est assez nouveau, même pour le gestionnaire du réseau de transport.

Le dernier point est celui de pouvoir profiter d'un contrat de type PPA directement sur le site.

Sur le centre de données, l'investissement est nettement plus important ; vous l'avez à droite souligné. L'investissement d'un centre de données, tel que celui qui est imaginé, est de l'ordre de 200 millions d'euros. Nous avons mis au-dessus, et c'est un point important que je n'ai pas mentionné pour l'hydrogène, mais c'est à peu près la même structure, que contrairement à ce que nous avons vu pour un parc photovoltaïque où les coûts d'investissements sont importants, les coûts d'exploitation sont nettement plus faibles. Ici, c'est l'inverse, nous sommes sur des coûts d'investissement qui sont finalement raisonnables ou pas, mais nettement inférieurs à ce que pèsent les coûts d'exploitation sur le prix du service rendu. Ici, ce serait la location de kilowatt informatique, d'espace pour héberger des données.

Effectivement, lorsqu'Engie les réalise, ce type de projets est financé de manière mutualisée entre Engie Solutions, filiale du groupe qui est sur les *data centers*, et un partenaire qui est l'hébergeur des données et qui commercialise les espaces de stockage des données. Vous avez la répartition du budget, je n'ai pas énormément de commentaires à faire là-dessus.

Pour finir, sur le modèle de rentabilité du centre de données, je ne vais pas aller sur tous les items qui sont sur ce *slide*, je voudrais aller sur un point : finalement, qu'est-ce qui pourrait être spécifique au projet Horizeo pour un centre de données ? La question visant à s'interroger sur un centre de données ici et pas ailleurs est légitime.

Évidemment, la proximité du parc, comme pour l'électrolyseur, est toujours cette même optimisation du raccordement. Il y a quelque chose qui, pour le coup, n'est pas pensé en général dans les projets de centres de données qui est la valorisation de la chaleur fatale. La brique agriénergie est le premier exutoire auquel nous avons pensé, mais il pourrait y avoir d'autres utilisateurs de cette chaleur fatale, d'autres opportunités à proximité. C'est quelque chose que nous voulons creuser puisque jusqu'à 35 gigawatts-heure de chaleur fatale pourraient être valorisables par an.

Avec toutes ces hypothèses et dans le cadre de la réalisation des synergies, nous pourrions viser des réductions des loyers d'hébergement qui est le service rendu par le *data center* de l'ordre de 5 %. Encore une fois, prenez-le comme un ordre de grandeur. Un autre point est important et n'est pas forcément spécifique au projet Horizeo, et c'est là aussi quelque chose d'assez nouveau : le fait d'exploiter les systèmes de secours énergétiques du centre de données pour les besoins du réseau, et finalement, les activer moyennant une rémunération par le gestionnaire du réseau lorsqu'il est plus important dans le cadre de la gestion du réseau de ne pas consommer à cet endroit du réseau. C'est un modèle qui est en train d'être imaginé.

Nous allons finir, il nous reste les batteries et l'agriénergie.

M. Lionel DEBRIL, chef de projet Neoen

Concernant les batteries qui sont un moyen déjà utilisé pour stocker de l'énergie sur le réseau, les centres de coûts représentent principalement la batterie en soi. Sur le stockage d'électricité, c'est la batterie qui représente le coût principal même si ces coûts ont été divisés par 8 en 10 ans, notamment via le développement de véhicules électriques qui a favorisé la baisse en continu de ces systèmes. Ensuite, nous avons tout le reste : tout ce qui est équipements électriques pour raccorder ces batteries au réseau d'électricité, également les travaux de génie civil et tout ce qui est étude. Nous voyons que les charges d'exploitation sont principalement liées aux taxes d'utilisation du réseau public d'électricité. Nous avons également de la maintenance ainsi qu'une considération des pertes électriques étant donné que comme tout système, il y a un rendement. Celui des batteries est estimé de l'ordre de 80 %.

Concernant les modalités de financement, concernant le projet Horizeo, nous avons évoqué depuis le début le fait que le parc photovoltaïque avait l'avantage de pouvoir fonctionner sans subvention grâce au modèle du PPA. Concernant les autres technologies, ce n'est pas forcément le cas, notamment pour les batteries actuellement financées grâce à des subventions de l'ordre de 20 % à 40 % du montant d'investissement. Nous le voyons avec le graphe de droite : bien que la baisse ait été exponentielle depuis le début des batteries en 2010 jusqu'à maintenant - elles existaient déjà avant, mais concernant les systèmes de batteries de stockage –, elles nécessitent toujours d'avoir des subventions. Si la baisse continue, petit à petit, ces subventions deviendront dérisoires pour finalement se détacher complètement.

Concernant la rémunération, comment une batterie se rémunère-t-elle ? En France, nous avons deux systèmes de rémunération qui peuvent s'additionner. Nous avons d'abord ce que nous appelons la réserve primaire. Comme ce qui a été évoqué dans le DMO, l'avantage d'une batterie est qu'elle participe à la stabilisation du réseau. La fréquence du réseau est aux alentours de 50 Hz, comme votre battement de cœur, il doit avoir une certaine fréquence. En cas de dérèglement, lorsqu'un poste a un problème, ce qui a été le cas en début d'année 2021, il faut régler la tension sur le réseau. Avec sa très grande réactivité, elle va donc participer soit à vite retirer de l'énergie du réseau pour justement en cas de surproduction sur le réseau l'enlever de façon quasi instantanée, soit la réinjecter lorsqu'il y a justement trop de consommation par rapport à la production.

Cette réserve primaire, ce sont des appels d'offres en continu, à chaque fois par tranche de quatre heures. C'est un système d'enchères qui se rémunère par rapport à la puissance. Pendant quatre heures, par exemple, ce seront 6 euros par mégawatt, ou quatre heures plus tard, 8 euros par mégawatt. C'est sur chaque heure d'utilisation de la batterie qui ne dépend pas forcément de l'utilisation ensuite de la batterie. Sa disponibilité est importante, justement pour assurer cette continuité du service électrique de RTE.

Le marché de capacités, ensuite, est simplement lié au fait que RTE est responsable du maintien de la continuité électrique, même lors des épisodes hivernaux, lors des pics de consommation, notamment de novembre à mars. Nous candidapons sur le fait que RTE peut nous dire demain qu'un pic de consommation est prévu et que nous avons donc l'obligation de subvenir à cet éventuel pic de consommation. C'est ce que l'on appelle un marché de capacités. Nous sommes rémunérés à un forfait annuel qui dépend simplement de l'année, ce n'est pas fixe sur chaque mois. C'est la raison pour laquelle nous avons ici présenté des exemples. J'ai essayé de faire assez rapide, même si c'est assez complexe, j'y reviendrai plus tard.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Très vite, sur l'agriénergie. Nous sommes là aussi sur quelque chose d'assez différent, de plutôt émergent comme la plupart des briques. J'ai oublié de mentionner que dans sa structure, le *data center* ne prévoyait pas de subvention. Ce n'est pas du tout un modèle de ce type, je ne sais pas qui irait le subventionner - peut-être ?

Concernant l'agriénergie, nous sommes avec un budget d'environ une dizaine de millions d'euros, budget variable en fonction de la surface qui pourrait être occupée. Si nous parlons de 10 ha, qui est le minimum, nous sommes sur une dizaine de millions d'euros auxquels il faut ajouter des matériels et investissements agricoles qui seraient portés par les exploitants agricoles. Ce n'est pas une brique qu'Engie porterait seule. C'est quelque chose qu'il faut construire, et il faut avoir des exploitants pour la partie agricole. Aujourd'hui, cela fait partie d'une des familles des appels d'offres de la CRE. Nous sommes alors sur des tarifs garantis et donc sur de la subvention.

Concernant la partie photovoltaïque, je ne parlais pas de la partie agricole, la structure de coûts est à peu près la même que sur le photovoltaïque classique avec des investissements importants et des coûts d'exploitation qui le sont nettement moins. Les tarifs sont moins compétitifs et donc plus élevés, d'une part parce que les coûts d'investissements sont plus importants : les panneaux sont orientables, les structures sont plus hautes. Tout est spécifique. Les coûts d'exploitation sont aussi plus importants. Je ne sais pas si on peut les appeler coûts d'exploitation, mais les revenus sont moindres, la production est moindre parce que dans ce qui est le fonctionnement de l'agrivoltaïsme, les panneaux sont vraiment au service de la production agricole. Quand on essaie de maximiser ou de rendre un service à la production agricole, le panneau n'est pas forcément orienté de la manière la plus optimale. La production sera donc moins optimale que dans une centrale classique et la

maintenance peut aussi être plus complexe et plus coûteuse toujours à cause de la hauteur, etc. Le financement sera du même type que celui du parc photovoltaïque.

Enfin, je n'ai pas de chiffres sur les synergies parce que cette brique est en construction. Ainsi que nous l'avons déjà dit, nous avons cependant pensé à valoriser et à utiliser cette chaleur fatale du *data center*.

J'ai également parlé de l'eau non consommée par l'électrolyseur. Par rapport aux chiffres que nous avons de l'électrolyseur, nous pourrions obtenir le besoin d'environ 4 ha de culture. Nous sommes bien dans des proportions cohérentes. Après, effectivement, pourquoi ne pas envisager une mutualisation de bâtiments ou des panneaux en toiture s'il y a des bâtis dans cette brique.

Je crois que nous en avons fini, à peu près dans les temps. Merci.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Merci beaucoup. Nous ne sommes pas dans les temps, mais en même temps, il y avait beaucoup. Il est vrai que nous vous avons poussés à creuser et à aller plus loin. Il faut que nous acceptions cette complexité et le temps que cela demande à développer. Merci d'avoir apporté du matériau complémentaire.

Je vais proposer aux personnes qui sont là et qui ont des questions et des observations à faire de venir les faire. Je dis de venir parce qu'une captation vidéo est faite de cette rencontre qui sera mise à disposition sur le site du débat et pour que nous profitons parfaitement des interventions des uns et des autres. Nous vous demandons donc de venir ici vous exprimer pour questionner, commenter comme nous l'avons déjà fait précédemment lors des ateliers antérieurs.

M. Marcel FELICE, citoyen bordelais

Bonjour, je suis infirmier à Bordeaux. Ce projet m'intéresse beaucoup en tant que girondin. J'ai plusieurs questions qui vont appeler des réponses assez rapides.

Quelle est la durée de vie des panneaux photovoltaïques ? Le rendement va-t-il augmenter au fil des années ? Je pense que cela a déjà augmenté, mais est-ce peu à peu ? Pouvez-vous donner des chiffres de grandeur ?

La durée de vie du panneau photovoltaïque par rapport à l'inflation. En fait, vous dites que le coût baisse de façon continue, mais que ce soit pour les panneaux photovoltaïques ou pour les batteries, il me semble que tout le monde va courir après. À un moment, je me dis que cela s'inversera peut-être. Est-ce que quelque part, il existe une projection de producteurs comme vous dans des projets ? Vous dites-vous qu'il y aura une augmentation des coûts ? J'aurais aimé une réponse par rapport à cela.

Et par rapport au PPA, je suis interpellé parce que je suis désolé, mais les personnes qui vont chercher du pétrole, ou Engie qui vend du gaz, ne sont pas dans le PPA. Ils vendent de l'énergie et sont sûrs d'avoir des clients. Pourquoi vous, en tant qu'énergie renouvelable qui sera bien plus demandée que les énergies fossiles, pourquoi se casse-t-on les pieds, et c'est une question naïve, pourquoi vous lancez-vous dans un prix fixe garanti sur 20 ans ? Cela me semble énorme vu l'horizon incertain du prix de l'énergie.

L'agriénergie est expérimentale. L'électrolyseur est-il expérimental ? Existe-t-il déjà des antécédents, des projets qui sont en mode de fonctionnement, déjà bien établis ? Merci.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Une question d'abord technique que nous avons déjà évoquée sur la durée de vie des panneaux et le rendement.

M. Lionel DEBRIL, chef de projet Neoen

Je dirais que nous ne connaissons pas forcément la durée de vie des panneaux à l'heure actuelle sur le fait de dire que demain, le panneau ne fonctionne plus – tu me contrediras si tu veux. Actuellement, les fabricants garantissent les panneaux sur une durée de vie de 25, voire 30 ans pour certains, à 80 % de leur puissance initiale. C'est comme si en tant que fabricant de batteries, par exemple, aujourd'hui, j'affirme qu'elle fonctionne 10 heures au moment où vous l'achetez et dans 25 ans, je vous garantis qu'elle fonctionnera à minima 8 heures.

C'est ce que les fabricants de panneaux photovoltaïques garantissent aujourd'hui. Dire en revanche qu'à 35 ans, le panneau est bon à jeter à la poubelle, non. Actuellement, les panneaux photovoltaïques ont une dégradation annuelle de leur production de l'ordre de 0,4 % 0,5 %. Il n'est pas prévu que leur comportement change du tout au tout après leur trentième année de la garantie, qu'ils perdent tout d'un coup 10 % à partir de la trentième année. C'est pour cette raison que nous ne sommes pas en mesure de dire que le panneau a une durée de vie de 40 ans, de 50 ans. Tout dépend simplement de ce que vous voulez avoir en termes de rendements. Si pour vous, à partir du moment où un panneau produit 50 % de sa puissance initiale, alors il est bon à jeter à la poubelle et à recycler, dans ce cas, vous estimez que sa durée de vie est de 50 ans, par exemple. Cette question n'a pas forcément de réponse concrète de fait, si je peux dire.

Concernant les technologies, différentes technologies existent : la cristalline qui vient du silicium, d'autres technologies de type couches minces avec le plus connu d'entre tous, le tellure de cadmium qui a une production marginale en capacité de production. Nous avons vu différents progrès technologiques avec le silicium. À l'heure actuelle, des modules, des cellules photovoltaïques peuvent produire sur les deux faces : la face avant et la face arrière, simplement grâce à la réflexion d'une luminosité de la part du sol qui va ensuite venir taper sur la face arrière du module photovoltaïque. Ce système n'existait pas il y a quelques années. Nous entendons désormais parler d'une autre technologie sur laquelle je ne pourrai pas donner beaucoup plus d'explications, je ne la connais pas encore assez personnellement : l'hétérojonction.

Nous voyons que petit à petit, des progrès annuels sont faits parce qu'il existe une demande en photovoltaïque. Forcément, des améliorations sont apportées à chaque fois parce que les fabricants sont en compétition les uns avec les autres. D'autres technologies existent aussi pour d'autres applications, par exemple, du photovoltaïque plutôt organique, du photovoltaïque qui pourrait s'insérer aussi sur des parois vitrées. Là-dessus, il se peut que dans quelques années, dans cinq, dix, 20 ans, un saut technologique soit fait. Maintenant, je suis incapable de prédire à l'heure actuelle l'augmentation du rendement par exemple dans cinq ans.

Entre 2010 et 2020, tout dépend déjà de quelle technologie nous parlons. S'il s'agit de la technologie cristalline avec du monosilicium, je dirais que nous sommes à peu près à 4 %, 5 % supplémentaires.

M. Benoît LE FLOCH, chef de projet, Engie Solar

En rendements surfaciques, nous étions de l'ordre de 16 %, 17 % et nous sommes là à 21 %, 22 %.

Juste un mot sur les inquiétudes concernant l'augmentation des coûts du fait de la rareté des panneaux photovoltaïques. Il n'y a pas un jour ou une semaine pendant lesquels nous présentons des augmentations de capacité à tous les niveaux, que ce soit de la purification du silicium ou dans la fabrication des cellules photovoltaïques ou encore dans l'assemblage de ces cellules pour faire des panneaux. Il y a énormément de capacités, de nouvelles usines qui se montent un peu partout dans le monde, principalement en Asie. Nous commençons à voir des initiatives qui arrivent en Europe pour réindustrialiser l'Europe. Vous avez vu sur les premières courbes que je vous ai présentées qu'en 2012 et en 2013, les Chinois ont commencé à construire en masse les panneaux solaires, c'est la raison de cette très forte chute.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

La question du risque économique n'avait pas été trop touchée. Vous avez dit à quel point le coût d'investissement comptait, pesait 60 %, si j'ai bien compris, dans le prix total complet du kilowatt-heure. Vous considérez donc que le risque économique sur le coût d'investissement, dont encore une fois la moitié au moins est du côté des panneaux, n'existe pas.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Il est faible. Nous ne pouvons pas dire qu'il n'existe pas. Typiquement les aléas de chantier. Par rapport à d'autres infrastructures, il est plus faible, ce qui rejoint un peu l'avant-dernière question : pourquoi nous lancerions-nous pour vendre à prix fixe sur 20 ans ? Il n'existe pas d'autres modèles en fait. Cette industrie jusque-là avait une production qui avait besoin de ce soutien, et je n'ai pas tellement envie de parler de soutien de l'État, mais on va dire d'un tarif garanti. Finalement, quand vous candidatez à un appel d'offres, que vous avez un tarif garanti, vos revenus sont sécurisés. C'est ce que vous allez produire multiplié par ce tarif que vous avez. Ce sera acheté par EDF, obligation

d'achat, qui est une entité qui revendra ensuite sur le marché. Évidemment, si elle revend à perte, c'est là où la subvention de l'État arrive, pour faire simple.

À partir du moment où on estime que la technologie est compétitive, on n'a plus besoin de ce tarif garanti. En tout cas, on n'a plus besoin qu'il nous soit donné dans le cadre d'un appel d'offres. On peut aller directement le trouver chez un client. Je dirais que les deux parties se protègent, que ce soit le producteur ou le consommateur, sans doute plus le consommateur. Vous pouvez certes vendre sur le marché, mais là, vous prenez tout le risque marché. Vous pouvez continuer à candidater à des appels d'offres, mais vous avez vu ce que dit la CRE : maintenant que tout cela est mature, il serait bien de commencer à avoir un marché un peu plus « normal » et un peu moins de soutien. Il est vrai que lorsque vous êtes producteur et que vous avez une volonté de satisfaire les clients, et que des personnes attendent de pouvoir contractualiser de l'électricité à un prix stable, qu'elles n'arrivent pas à obtenir autrement, vous essayez de répondre et de proposer ce type d'offres. C'est bien ce que des projets d'énergies renouvelables comme les projets photovoltaïques permettent.

Dans le cas de celui-ci, il a deux atouts : le premier est d'avoir un prix qui pourrait être un peu moins cher ou un peu plus faible que sur des projets plus petits. Je parlais de contrats sur des projets plus petits. Le deuxième atout est de pouvoir proposer une quantité d'énergie importante permettant d'atteindre beaucoup plus de clients que les projets qui sortent un par un sur ce modèle.

Sur les briques, vous demandiez si l'agriénergie et l'hydrogène étaient expérimentaux. Les technologies en elles-mêmes ne le sont pas. L'agriénergie, ce sont des panneaux photovoltaïques, et c'est de l'agricole. Ce n'est donc pas quelque chose de fondamentalement expérimental ; c'est l'association des deux finalement. Comme disent ceux qui sont dans ce métier, cet asservissement des panneaux à l'agriculture est assez nouveau. Pour moi, il n'y a pas d'expérimental, ou en tout cas pas de vrai risque technologique. Le risque est de faire quelque chose qui finalement ne serait pas plus performant que d'avoir les panneaux d'un côté et l'agriculture de l'autre. Nous croyons aux vertus d'assembler les deux cependant.

Concernant l'hydrogène, ce n'est pas du tout expérimental, l'électrolyse. Il est nouveau en revanche d'être sur une électricité d'origine verte directement pour faire ce fameux hydrogène renouvelable qui va permettre de verdir les usages qui arrivent derrière.

M. Antoine COURJAUD, Léognan en transition

J'ai plusieurs questions qui concernent tout d'abord le modèle économique de la centrale solaire. Nous avons bien vu les détails des capex. Sauf erreur de ma part, je n'ai pas vu les opex. Serait-il possible de les montrer ?

Deuxième question, concernant la Banque des Territoires qui participe au montage financier : à quelle hauteur la Banque des Territoires s'investit-elle dans le projet ? Des contreparties sont-elles posées par la Banque des Territoires dans le montage financier, le montage technique, éventuellement en écoutant les retours des citoyens qui s'inquiètent de certains risques et de certaines modalités d'installation ? La Banque des Territoires étant le bras armé de la région, si j'ai bien compris. Non ? Pas du tout ?

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

C'est la Caisse des Dépôts dans sa représentation régionale, c'est plutôt l'État.

M. Antoine COURJAUD, Léognan en transition

Elle a une mission de service public, malgré tout, d'intérêt général, dans ce sens.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

C'est possible, oui.

M. Antoine COURJAUD, Léognan en transition

OK. Si on considère l'intérêt général, peut-être peut-on tenir compte de l'intérêt de certains habitants et donc savoir s'il y a eu des contreparties ou s'il s'agit juste d'un financement en tant que partenaire.

Ensuite, une question concernant plus le modèle économique de la centrale solaire, et notamment le fait qu'elle sorte des appels d'offres de la CRE. Il me semble que c'est un des sujets qui peut être des sujets d'inquiétude sur la multiplication de tels projets hors d'un contrôle d'une commission de

régulation de l'énergie, justement sur la manière dont les installations peuvent se multiplier sur le territoire, de manière incontrôlée. Si j'ai bien compris, la CRE est effectivement là pour réguler, pour inciter, mais aussi pour définir un peu une dynamique. Vis-à-vis de programmes comme celui qui sort des appels d'offres de la CRE, pourquoi n'y en aurait-il pas une dizaine ? Qu'est-ce qui limiterait un peu si tant est que ce soit mauvais, peut-être est-ce très bien ? C'est une des impressions de la particularité de ce projet Horizeo qui peuvent ressortir : cela semble être hors de contrôle d'une commission de régulation.

Monsieur évoquait le fait qu'au-delà de 30 mégawatts, ce n'était pas éligible. Pourquoi ?

Un autre point sur le montage financier qui semble être très bien construit sur tous les sujets. Il semble être tous rentables correctement et avec pour certains, l'avantage qu'ils sont exempts de toute subvention. À titre personnel, je ne trouve pas que ce soit forcément négatif, c'est aussi un accompagnement par la société de projets qu'on pense aller dans la bonne direction. Voyant les montages financiers de tous les projets, je n'ai pas forcément vu une forte interconnexion des différents projets. Il y a une synergie, mais malgré tout, je repose une question que j'avais posée lors d'une autre soirée : si par exemple, des citoyens considéraient que les risques de certaines briques technologiques paraissent trop importants pour l'acceptation locale, il semblerait que l'installation du parc solaire ne soit pas du tout remise en cause, en matière de montage financier et que le *data center* et l'électrolyseur ne soient pas maintenus, par exemple.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Je crois que je vous avais répondu sur ce point.

M. Antoine COURJAUD, Léognan en transition

D'accord, c'est juste pour en avoir la confirmation. Après, j'ai juste une question d'ordre légal : nous sommes en train de parler de définir un plan local d'urbanisme qui permet l'installation d'une centrale solaire sur le parc de Saucats. Qu'en est-il d'un accord légal qui permet l'installation de briques technologiques comme l'électrolyseur, le *data center* au-delà de la centrale solaire ?

Quand le PLU est signé, c'est un chèque en blanc pour tout ce qui peut être mis sur le terrain. Existe-t-il des compartiments pour chacune des activités et donc un PLU qui sera modifié en conséquence ?

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

OK. Vous n'êtes pas très nombreux, mais si chacun a autant de questions...

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Nous allons répondre à ces questions. Sur le détail des opex, je pense qu'un certain nombre d'informations est dans le dossier du maître d'ouvrage. Il est vrai que ce n'est pas là où nous en avons le plus et ce n'est pas là où nous sommes le plus avancé. Je l'ai dit lorsque j'ai eu la parole. Encore beaucoup de travail est à faire sur les opex. Nous pouvons avoir une estimation, celle qui figure au global. Nous pouvons avoir aussi un peu de détails sur les emplois, etc. Mais nous n'avons pas beaucoup plus de détails que ce que je vous ai donné là. Je ne vais pas vous en dire plus. C'est le genre de questions que je vous incite à poser sur la plate-forme participative du débat.

Un intervenant

Si vous n'y répondez pas, elle y sera automatiquement.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Nous la travaillerons un peu, je ne sais pas vous répondre comme cela. Je vais remettre la *slide* sur les opex.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Il y avait quand même une indication de composition, mais pas très précise.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Après, quand on n'est pas précis, c'est souvent qu'on n'est pas capable de l'être.

Elle explique ce qui est compris dans ces opex qui comptent pour 25 % et qui effectivement ne sont pas prépondérantes dans le coût. J'avais signalé qu'une majorité de ces opex étaient des coûts relativement fixes, mais par an.

La Banque des Territoires s'est associée à Engie sur le parc photovoltaïque à hauteur de 10 %. Quand vous parlez de contreparties, aujourd'hui, c'est vraiment quelqu'un qui est entré dans le capital du projet, qui est donc porteur du projet à part entière de la même manière qu'Engie, mais sur un pourcentage plus faible. Il n'y a pas de conditions ou de demandes de garanties ou quoi que ce soit. Quand vous disiez par rapport aux inquiétudes, et c'est la même chose qu'Engie attend, c'est la même chose que nous en tant que porteurs de projet, en tant que personnes travaillant sur le projet, et Neoen aussi évidemment, il faut que nous soyons capables de répondre à ces inquiétudes ou à ces questions que nous entendons. Nous en parlons un peu moins aujourd'hui parce que ce n'est pas le sujet de la soirée, mais que ce soit sur les inondations, les incendies, le défrichement, les boisements compensateurs, ce sont vraiment les sujets que nous prenons le plus à bras le corps et sur lesquels un certain nombre d'exigences est posé et auquel nous devons répondre.

Sont-ils un financeur ? Attention, ils ne sont pas un financeur. Il ne faut pas confondre la Banque des Territoires en tant qu'investisseur sur le projet qui est finalement porteuse de projets et les institutions financières qui vont nous permettre de financer le projet, qui sont celles auprès desquelles nous emprunterons. Ce sont bien deux choses différentes. Ils sont finalement un actionnaire du projet.

Vous avez dit que le fait que le parc photovoltaïque soit en dehors des appels de la CRE pouvait être un sujet d'inquiétude, et pourquoi n'y en aurait-il pas une dizaine, etc., et quel contrôle là-dessus. Je pense qu'il y a là deux sujets différents.

Premièrement, je ne sais pas ce qu'il faut contrôler. Un parc photovoltaïque produit de l'électricité qui vient dans le système géré par RTE. Qu'elle appartienne à l'un ou à l'autre, qu'elle vienne d'un appel d'offres par rapport au contrôle et à la gestion du système, je pense que c'est à peu près équivalent.

Vous demandez pourquoi il n'y en aurait pas une dizaine. Nous ne connaissons pas d'autres sites avec les caractéristiques de celui sur lequel nous proposons le projet Horizeo.

Y aura-t-il d'autres parcs photovoltaïques ? Oui.

Peut-il y avoir des parcs, peut-être pas d'un gigawatt, peut-être sur 1 000 ha sur d'autres ? Nous l'espérons. Ce projet ne doit pas être le seul. Les objectifs sont extrêmement ambitieux. Pour atteindre les objectifs de production d'énergies renouvelables que la France s'est fixée ainsi que la région, Horizeo ne suffit pas. Je rappelle qu'Horizeo représente environ 15 % des besoins de ce que la région Nouvelle-Aquitaine doit faire en photovoltaïque d'ici à 2030. Pour les autres 85 %, il y aura évidemment des appels d'offres CRE, de nombreux sites artificialisés. Je pense qu'il faudra donc d'autres projets de type PPA qui ne seront pas à Saucats, sans doute ailleurs. La configuration est particulière avec un poste de RTE qui a une capacité d'injection assez inédite. Il existe une conjonction de facteurs que nous ne retrouverons pas ailleurs. Ce pourrait être de plus petits projets, peut-être un peu plus cher, peut-être pas. Nous l'avons vu, cela dépend de nombreux facteurs : la topographie du sol, etc. Il y a besoin en tout cas de démultiplier des projets sans doute avec des modèles économiques proches du nôtre. C'est plutôt la tendance aujourd'hui. Est-ce suffisamment contrôlé ? Tu veux répondre.

M. Alexandre SOROKO, responsable activité PPA Greensolver

Pour réagir à ce que tu dis et à votre question, effectivement, tout dépend de ce que l'on veut contrôler. Les appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie sont donc un système de subventions aux EnR et s'inscrivent en France dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui fixe des objectifs de développement des EnR. Ces appels d'offres de la CRE ont pour objectif de réaliser ces objectifs de développement des EnR. La nouvelle PPE fixe un certain nombre d'objectifs, c'est pour cela qu'un calendrier de ces appels d'offres a été établi au moins jusqu'en 2026.

La CRE est là pour garantir que ces appels d'offres, que ces subventions sont réalisées au meilleur coût. La CRE est donc extrêmement attentive. C'est vraiment son rôle principal. Elle est extrêmement attentive aux coûts des installations qui sont lauréates de ces appels d'offres et donc qui sont subventionnées. La CRE s'inquiète en permanence et le signale du coût potentiel de ces subventions.

Le cahier des charges des appels d'offres de la CRE n'est pas écrit par la CRE. Il est écrit et validé par la direction générale de l'énergie et du climat, le ministère de la Transition écologique. Dans ce cahier des charges, il y a effectivement un certain nombre de critères qui ne sont pas purement économiques puisque la note donnée dans le cadre des appels d'offres de la CRE, ce sont 70 % et 30 % évolution carbone simplifiée. Cette pondération ne dépend pas de la CRE. Dans ce cahier des charges, une attention est portée au bilan carbone des panneaux photovoltaïques.

L'autre chose est l'éligibilité des terrains. Effectivement, un certain nombre est plus ou moins éligible. Pour un certain nombre de terrains qui ne sont pas des terrains dégradés, il y a une limitation à 30 mégawatts. Pas tant la CRE que les pouvoirs publics ont souhaité que les subventions aillent sur un certain type de terrain. Les projets, quels qu'ils soient, sont soumis à des contraintes aujourd'hui relativement fortes en termes d'urbanisme et d'environnement. Ils sont soumis à autorisation, ils sont soumis à enquête publique, ils sont soumis à des études faune/flore.

Évidemment, ces projets sont contrôlés non seulement économiquement, mais aussi d'un point de vue environnemental, urbanistique. Des contrôles assez importants de la qualité environnementale de ces projets sont effectués. Un projet qui ne serait pas acceptable, environnementalement, au regard des règles actuelles ne serait pas accepté. Ce genre de projets avec PPA se développe aujourd'hui en France parce qu'ils contribuent au développement des ENR, à l'atteinte des objectifs de la PPE en plus des appels d'offres de la CRE – c'est une bonne chose, une mauvaise chose, en tout cas, ils y contribuent. Ils correspondent à une demande extrêmement forte des industriels, des consommateurs pour avoir accès à de l'énergie renouvelable et à prix maîtrisé – et je suis bien placé pour le savoir.

Il existe effectivement une demande extrêmement forte pour ce genre de projet. La problématique aujourd'hui porte plutôt sur l'absence de l'offre. On peut en penser ce qu'on veut.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

J'entends que l'inquiétude exprimée par monsieur porte sur la dynamique. L'adresser à la CRE n'est peut-être pas... On peut l'entendre, en tout cas, il n'est pas le premier à la formuler. Il faut l'entendre.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Oui, nous essayons de comprendre ce qu'il faudrait mettre sous contrôle et qui devrait le mettre sous contrôle. Il est vrai que d'un côté, l'État donne une trajectoire hyper ambitieuse et nous voyons qu'avec des appels d'offres, on ne peut pas y arriver. D'un autre côté, lorsqu'il y a des initiatives de projets de ce type, je soutiens celui-ci, il peut y en avoir d'autres de puissances différentes, d'autres technologies, il faut que nous ayons des moyens de les réaliser. Il est vrai que le modèle trouvé est celui-là. Bien évidemment, comme vous le disiez, tous les contrôles divers et variés sont menés avant d'avoir l'autorisation de réaliser un projet comme celui-ci. Peut-être parlez-vous d'une planification un peu plus claire.

Il existe des objectifs dans la région. Une fois que nous avons dit qu'il fallait 1,5 gigawatt installé en 2030, allez-y ; nous y allons, nous essayons en tout cas.

Vous évoquiez le projet globalement des briques et indiquiez que l'interconnexion entre les projets n'était pas si forte. Nous avons montré quelques synergies. Effectivement, il n'est pas vital d'avoir les briques. Pour moi, c'est un des sujets à mettre à la concertation de ce débat public : l'existence de chacune des briques individuellement. Nous proposons un cœur, le parc photovoltaïque, et ensuite l'accès à cette électricité compétitive et éventuellement *in situ* comme nous pouvons l'imaginer avec les briques. Les briques technologiques sont des technologies et des activités industrielles que, soit Neoen, soit Engie aujourd'hui, réalise. C'est aussi une opportunité de réaliser une plate-forme qui ne soit pas uniquement un parc photovoltaïque. Si on enlève une brique, peu importe laquelle, est-ce que ça tiendra ? Oui, ça peut toujours tenir. Mais nous avons finalement cette opportunité. Il existe un sens pour nous de proposer ces briques dans le projet, ce que nous faisons. La dernière, je vais laisser Mathieu qui n'a pas beaucoup parlé aujourd'hui, parler du PLU et tout ce qui concerne les autorisations en termes d'urbanisme sur le PV et les briques.

M. Mathieu LE GRELLE, directeur développement Horizeo, Engie Green

De manière générale et je laisserai peut-être la parole à Lisa qui complètera plus finement, sur le processus d'autorisation, il n'y a pas de différence entre les AO CRE et les PPA. Le processus d'autorisation de projet est le même. J'entends qu'il faudrait de la planification territoriale, c'est ce que

les différents schémas régionaux cherchent à mettre en place, même si les projets sont d'initiative privée ou publique. Sur 10 ans, on ne sait pas où ces projets germeront. Au niveau du PLU, nous étions en zone N. Le règlement de l'urbanisme a souvent été présenté lors de plusieurs ateliers ou débats. Nous étions en zone N avec des zones à préserver qui sont certaines lagunes de protection environnementale desquelles nous nous écarterons bien entendu. Il est prévu de faire une déclaration de projet. Ce projet est d'intérêt général : intrinsèquement, ses briques sont toutes d'intérêt général, raccordables sur un réseau de production électrique. Nous avons cette possibilité de passer en déclaration de projet, donc d'intérêt général, et donc de mise en conformité du document d'urbanisme. Chacune des briques peut donc entrer dans ce processus de déclaration de projet, hormis le centre de données qui n'est pas encore conféré d'intérêt général. Ce sont des choses que nous devons travailler avec la commune probablement avec des instances encore supérieures pour rendre compatible le projet de *data center* et l'inclure dans le projet Horizeo. Lisa, je ne sais pas si tu veux apporter des précisions.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Rapidement, s'il vous plaît.

M^{me} Lisa CANTET, chef de projets développement solaire, Engie Green

Oui. Le PLU va être modifié pour être compatible avec le projet. Il n'est pas juste mis en compatibilité avec un projet de parc solaire, il sera bien mis en compatibilité avec l'ensemble des caractéristiques du projet. Qu'est-ce qu'un PLU ? C'est un document graphique et un règlement. Le règlement liste notamment les activités qui peuvent être aménagées par type de zone et tout un tas de caractéristiques : la hauteur des bâtiments, la distance aux limites parcellaires, la distance aux routes et certaines caractéristiques des axes. Tous ces éléments seront bien pris en compte dans le cadre de cette modification du document d'urbanisme.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Merci. Je crois que nous avons fait le tour de tous les points que vous aviez abordés. Monsieur m'avait demandé la parole juste avant, je la lui donne. C'est enregistré, et vous, tout de suite après.

M. Jacques ROTURIER, retraité

Je suis cadre retraité de l'enseignement supérieur et je m'intéresse beaucoup à ces technologies, car il se trouve qu'il y a un certain nombre d'années, j'étais proche de l'une d'elles.

J'ai pris connaissance de ce document avec beaucoup d'intérêt, qui est très bien fait, qui comporte sans doute de petites choses à modifier, mais qui démontre bien que vous vous situez dans une perspective de contribuer à la lutte contre le changement climatique. Vous voulez mettre à la disposition des utilisateurs de l'électricité qui ne contiendra pas beaucoup de carbone.

En lisant ce document, j'ai noté ce qui me semble une contradiction, qui engendre chez moi une certaine inquiétude. Je compte sur vous pour calmer mon inquiétude et me permettre de rentrer chez moi et de dormir sur mes deux oreilles.

La contradiction est celle-ci : nous sommes dans une région que vous connaissez sans doute depuis pas mal d'années qui a connu deux épisodes climatiques extrêmement violents en 1999 et en 2009. Certaines parties de la Gironde et de la Dordogne sont restées coupées du réseau électrique pendant trois semaines. Il se trouve aussi que l'avenir qui nous est promis par les changements climatiques est un avenir dans lequel ces deux épisodes que nous avons connus apparaîtront comme ridicules dans quelques années, car ceux auxquels on s'attend risquent d'être bien pires.

J'ai aussi compris en lisant ces textes que les constructions que vous envisagez, notamment pour l'implantation des modules photovoltaïques, est du *business as usual* ; vous prenez pour Horizeo le modèle Cestas. Ce modèle est très bien, de magnifiques poteaux s'enfoncent dans le sable presque comme dans du beurre. Alors tout va très bien quand les vents ne sont pas très forts. Si comme c'est envisagé, les vents atteignent dans cette région, sur tout le littoral, des vitesses de 150, 180, voire 200 km/h, le risque de voir les panneaux se soulever et de partir avec leurs pieux n'est peut-être pas ridicule.

Je vous demande maintenant de me dire que vous l'avez prévu et que tout se passera bien. Merci.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Une question sur les risques.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Je vais donner la parole à Benoît. Bien évidemment, ni ceux-là ni les autres, nous ne souhaitons pas qu'ils s'envolent. Nous allons vous expliquer comment.

M. Benoît LE FLOCH, chef de projet, Engie Solar

Non, effectivement, nous ne souhaitons pas qu'ils s'envolent. Déjà, tout est cadré. Le milieu de la construction en France est cadré par ce que l'on appelle les Eurocodes. Les normes de la construction sont régulièrement mises à jour en fonction des aléas climatiques et des expériences malheureuses passées. Les Eurocodes ont notamment été mises à jour en 2008, 2009 à la suite des premiers épisodes et les tempêtes de 1999. C'est déjà pris en compte, ce qui ne veut pas dire qu'il y aura d'autres épisodes encore plus malheureux, mais en 1999, il y a quand même un grand nombre de dégâts. Le code de la construction a pris en compte ce retour d'expérience.

Vous disiez ensuite qu'à Cestas, les pieux mis en place pouvaient s'enfoncer facilement et s'enlèvent facilement. Je vous encourage à venir, nous pourrions en discuter ensemble, si vous le voulez. Nous faisons des tests d'arrachement, nous enfonçons les pieux et faisons ces tests, ce sont des conformités avec les bureaux de contrôle pour avoir des avis sur l'aspect réglementaire et la conformité par rapport à ces Eurocodes. Des bureaux de contrôle ou des bureaux de géotechniques nous accompagnent. J'ai pu faire des essais d'arrachement de ces pieux pour des projets à proximité notamment à Salaunes ou Arzac à certains moments avec un pelle mécanique ; nous n'arrivons pas à arracher nos pieux puisque nous arrivons dans l'aliôs qui est une couche très solide. Nous ne sommes pas que dans le sable. Dans les 50 ou 60 cm de sable, nous arrivons à 1 m, 1,50 m, voire 1,80 m et nous arrivons dans l'aliôs. Pour les sortir, c'est vraiment compliqué, il nous faut plusieurs tonnes d'arrachement.

M. Jacques ROTURIER, retraité

Je comprends très bien que je ne serai pas capable d'arracher les pieux, même si nous nous y mettions tous, nous n'y arriverions pas. Encore une fois, il y a une surface de panneaux qui va prendre, c'est l'effet voile classique, qui va avoir une surface tellement grande que cela pourrait fort bien arracher. La question est : avez-vous fait des tests en conditions réelles ? Est-il possible d'en faire en conditions réelles à partir d'une certaine vitesse de vent, de la graduer et calculer la force correspondante ?

M. Benoît LE FLOCH, chef de projet, Engie Solar

C'est ce que nous faisons systématiquement dans n'importe quel projet avant de commencer des projets pour connaître la densité de pieux, d'ancrage, qu'il faut mettre, que ce soit en photovoltaïque ou ailleurs, sur un bâtiment. Il faut mettre une certaine quantité de béton pour lester le bâtiment ou une éolienne. On agit exactement de même sur des parcs photovoltaïques : on teste avant de construire, avant de designer complètement la centrale, la quantité d'ancrage, de fondations. Nous faisons déjà un calcul théorique sur la prise au vent et la charge qu'il faut qui en résulte. Ensuite, nous faisons des essais *in situ* pour voir si le pieu résiste à la charge théorique avec des facteurs de sécurité, bien évidemment.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Merci. J'ai trois demandes de prise de parole. Vu l'heure, essayons d'être efficaces et concis.

M. Jacques QUINIO, citoyen

Deux thèmes dans les questions sur l'aspect économique. Au niveau du capital, il y aurait Engie, la Banque des Territoires et Neoen. RTE n'est donc pas dans le capital ni Saucats. Quel est le montant du capital ?

Quelle rentabilité est attendue par le capital ? Dans les calculs de vente, quelle que soit la vente, soit du PPA ou le prix du marché, c'est effectivement un sujet. Des participations citoyennes ou d'acteurs locaux sont-elles envisagées ? Il peut également s'agir de sociétés locales ou d'industriels locaux.

La fiscalité a été évaluée, il y a donc une part qui reviendra en local. Combien ?

A-t-on estimé les emplois locaux d'exploitation au-delà de la construction ?

Deuxième série de questions sur le fonctionnement des PPA et la tarification électrique. C'est un domaine que je ne maîtrise pas complètement. La production est intermittente dans la centrale photovoltaïque. Effectivement, des industriels se colleront exactement aux besoins, ce qui tombe bien, mais ça ne collera pas à 100 %. D'autres colleront à 80 % et des apports seront à faire hors production de la centrale. Les batteries prendront-elles le relais ou le réseau et son marché ?

S'agissant des particuliers, j'étais étonné de ne pas entendre qu'Engie était candidat avant, non directement, sans passer par le PPA de cette énergie verte. Il en vend déjà. Prévoit-il d'en distribuer en tant que fournisseur ?

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Je vais commencer par la dernière, comme ça, je ne l'oublierai pas. Effectivement, Engie a des clients auxquels il vend de l'électricité, c'est d'ailleurs déjà le cas à la Communauté de communes de Montesquieu. La particularité est de proposer une offre différenciante. Les offres vertes d'Engie, ou d'autres, Engie est loin d'être le seul, sont sur la base de garanties d'origine. Cette électricité peut être produite par de l'hydraulique ailleurs. Finalement, cette idée n'est pas seulement la nôtre, ce sont les attentes exprimées dans le cadre du débat. Elles sont différentes et viennent s'interroger en tant que riverains ou à proximité sur la manière de profiter de cette électricité pas chère.

Je dis « pas chère » parce que c'est ce que j'ai entendu, nous dirions plutôt compétitive. Effectivement, nous espérons qu'elle sera le moins cher possible. Il faut a minima qu'elle soit compétitive. Finalement, il s'agit de savoir de quelle manière réussir à faire quelque chose qui se différencie de l'offre verte classique et qui peut prendre Horizeo en compte. C'est bien ce qui n'est pas évident, car si demain, je vous annonce que vous aurez un tarif lissé pendant 15 ans, je pense qu'aucun particulier ne s'engagerait et c'est bien normal. Je ne le ferai pas non plus. En revanche, une offre qui s'appuierait sur un tarif existant moins x % pourrait prendre du sens. Une offre verte ne peut pas être faite à 100 % Horizeo, ce qui n'aurait pas de sens, car un parc photovoltaïque ne produit pas 100 % du temps. Cette offre intégrerait Horizeo et permettrait de se différencier des offres classiques. C'est ce à quoi Engie, et peut-être pas uniquement, réfléchit actuellement.

Sur le reste, je vais prendre la première question et vous laisserai ensuite la parole. Effectivement, trois sociétés sont aujourd'hui au capital de l'ensemble du projet, de la plate-forme. Concernant la rentabilité attendue, j'évoquerai la partie photovoltaïque sans m'aventurer dans les briques qui sont un peu différentes. La rentabilité attendue est *grosso modo* celle que nous pouvons obtenir sur des projets de type appels d'offres CRE. Je n'ai pas vu les chiffres de rentabilité du dernier appel d'offres, pas projet par projet, mais les moyennes selon la taille. Vous pouvez les trouver et je pense que la référence du document pour les trouver figure dans le dossier du maître d'ouvrage pour un appel d'offres de 2019 ou 2020, me semble-t-il. Sur les projets de plus grande taille et avec la plus longue durée d'exploitation, ce qui s'apparente le plus à ce que nous pourrions faire, nous étions inférieurs à 5 %, 4,8 %, me semble-t-il. Les ordres de grandeur sont ceux-ci. Il est important d'être raisonnable cependant. Encore une fois, les projets dans les appels d'offres CRE sont dans une compétition. Finalement, quand vous êtes lauréats, vous avez été meilleurs que les autres. Nous serons dans le même type de compétition. Personne n'ira acheter de l'électricité sur un PPA d'Horizeo si elle est trop chère et que nous en avons le bénéfice. Le bénéfice est évidemment à partager avec le client.

M. Alexandre SOROKO, responsable activité PPA Greensolver

Sur la question de la gestion de l'intermittence d'une part, et qui n'est pas propre à un projet en PPA, et d'autre part ce qui est propre à un projet de PPA la correspondance entre les courbes de consommation et des courbes de production, le point que vous soulignez, la manière dont un industriel collerait éventuellement à une courbe de production PV, ce qui en vrai n'arrivera pas, car un industriel consomme en [baisse de charge]. Ces problématiques se posent et reviennent : la manière avec laquelle nous gérons cette intermittence, donc ces difficultés à prévoir J-1 pour J et sur le long terme. Des sociétés spécialisées, des agrégateurs, qui peuvent être Engie par exemple puisqu'Engie, EDF, Total ou des sociétés étrangères ont des entités spécialisées dans la gestion de cette intermittence, prendront finalement cette intermittence liée notamment à des risques. On s'attend à une production qui finalement n'est pas là. Si la production n'est pas là, il va falloir suppléer à ce manque par rapport

aux prévisions faites, ce qui représente un coût ou un gain. En tout état de cause, ce sont des risques. D'une part, à très court terme, ces risques seront absorbés par le réseau, par RTE, c'est bien RTE qui *in fine* est responsable de l'équipe du réseau dans un pas de temps relativement court de l'ordre de l'heure ou de quelques heures, et qui va être responsable de faire des prévisions de production et si ce n'est pas là, de fournir l'électricité sur un pas de temps un peu plus long. Ces sociétés prendront alors ces risques. Toutes ces choses sont des risques financiers qui exigent une très grande technicité, c'est certain. Nous ne rentrerons pas dedans ce soir, mais nous pouvons l'expliquer. J'ai longtemps fait ce métier auparavant.

En tout cas, il faut bien voir que ces risques seront chiffrés, pris, assumés techniquement pour éviter le *black-out* et permettre qu'une électricité intermittente vendue soit consommée de manière ferme par un industriel. Cet industriel pour tenir son consommateur n'aura pas pour seule source d'approvisionnement l'électricité verte via le PPA, mais aura bien un contrat de fourniture complémentaire fournie par Engie, EDF, Total et qui intégrera cette production de renouvelable dans la consommation de l'industriel. Ces choses techniques sont gérées, ce sont des risques, c'est financier. Il faut à tout prix éviter le *black-out*. Évidemment, les règles et les techniques sont en place pour qu'elles soient gérées.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Il y avait encore deux questions ; une évoquait la fiscalité et les emplois. Je pense que vu l'heure qu'il est, je vais laisser...

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

C'est surtout une demande de type informatif. Ces informations ont déjà été données et se trouvent sur le site dans le DMO. Je vous invite donc à les consulter. Nous les avons aussi données à la dernière réunion de La Brède. Pour gagner du temps, si vous l'acceptez, nous vous invitons à aller consulter ces informations.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Effectivement, dans le dossier du maître d'ouvrage, page 94, sur la fiscalité et la réunion de La Brède où nous avons pas mal détaillé tout ce qui concerne les emplois. La retranscription est sur le site.

Une dernière question concernait la participation citoyenne au projet via des collectivités ou autres. Déjà un, le financement participatif est quelque chose d'assez fréquent auquel nous sommes ouverts. Il faudra l'étudier, il faut qu'il y ait une envie. Il ne sert à rien d'ouvrir au financement participatif si personne n'a envie de participer. S'il y a cet appétit, je pense que c'est quelque chose que nous pouvons examiner. Évidemment, et ce n'est pas une participation de la même manière, mais l'offre verte pourrait exister pour accéder à cette électricité. Concernant le capital des projets, comme nous l'avons échangé tout à l'heure, la Banque des Territoires entre bien dans le projet.

Lorsque nous avons conçu ce projet, nous n'avons pas envisagé de continuer à ouvrir le capital. Je pense qu'à ce stade, très amont, il semblerait prématuré d'y réfléchir. Le deuxième point est surtout qu'aujourd'hui, je n'ai connaissance d'aucune collectivité qui serait prête à aller vers un projet à ce stade de risques du projet puisque nous n'avons pas de clients. Bien sûr, s'il y a des intérêts, il faut en parler. Le projet n'a vraiment pas été conçu comme cela.

M. Patrick SEGUIN, président de la CCI Gironde

Je suis dirigeant d'entreprise dans le domaine de l'ingénierie sanitaire et en parallèle, je suis président bénévole de la Chambre de commerce et d'industrie de Gironde qui représente 100 000 entreprises sur le territoire. Je vais aller très vite, j'avais deux questions techniques. Lorsque nous avons étudié votre dossier au niveau des chambres de commerce, je n'ai pas trouvé la façon dont vous allez vous installer sur les terrains existants, les terrains qui, je crois, sont privés. Achetez-vous les terrains ou est-ce un bail emphytéotique d'utilisation, par exemple ?

La deuxième porte sur la valorisation de la chaleur fatale qui est quelque chose de très intéressant. Nous savons que les *data centers* développent beaucoup de chaleur et qu'il est utile de la récupérer. La difficulté est qu'il faut la récupérer à proximité. Nous avons un exemple récemment avec le *data center* construit par Equinix à Bruges. Nous avons travaillé avec eux pour essayer de chauffer la

piscine de Bruges. Or, nous sommes à 4 km, ce qui était trop loin. À Saucats, à qui allez-vous vendre cette chaleur ? Je ne vois pas grand monde autour.

Le troisième point : vous présentez votre *business* plan avec des subventions publiques. Le fait que vous proposiez d'intégrer des subventions me choque un peu dans la mesure où vous êtes un groupement privé et que les subventions sont de l'impôt.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

À quelles subventions faites-vous référence ?

M. Patrick SEGUIN, président de la CCI Gironde

Vous avez présenté des subventions qui représentaient 1 euro, je crois.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Pour l'électrolyseur.

M. Patrick SEGUIN, président de la CCI Gironde

Oui, quelle que soit la subvention. Nous nous battons en tout cas pour que les subventions participent à des actions publiques. Le monde privé n'a pas à demander des subventions à mon avis. Merci.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Pour la première question, c'est rapide, il s'agit bien d'un bail emphytéotique qui est le modèle habituel en la matière. Concernant la chaleur fatale, la ville de Saucats est sans doute trop loin effectivement. Aujourd'hui, la première idée évoquée est celle de la brique agriénergie, notamment s'il y a des serres qui seraient pour le coup à proximité quasi immédiate. Je disais que cette chaleur pouvait servir, effectivement personne ne l'utilise. Et c'est le cas de quasiment la totalité des *data centers* dans le monde. Nous poussons cette idée parce que nous pensons qu'elle est intelligente. Il existe sans doute un intérêt pour celui qui pourrait utiliser cette chaleur et pour celui qui pourrait la vendre, pas cher du tout, sans doute. De toute façon, elle serait perdue. Dans la sphère de la plate-forme Horizeo, nous n'avons pas d'autres débouchés que celui de l'agriculture. Nous avons vu quand même que cela pourrait aller à une utilisation... ah non, c'était pour l'eau, je n'ai rien dit.

Je n'ai pas plus de réponse aujourd'hui. Si jamais des projets existaient de manière environnante par rapport à l'endroit où le *data center* s'installait, ce pourrait être évoqué. Et ce pourrait être aussi des agriculteurs qui ne sont pas loin, et il y en a.

Sur les subventions, que vous dire ? Vous avez dit que les subventions n'étaient pas à donner à des groupes privés. Dans ce cas, il n'y aurait pas de photovoltaïque en France. Le photovoltaïque a été poussé, et je pourrai dire de même que toutes les filières de production d'énergie qui n'étaient pas initialement compétitives ont été construites sur la base de subventions. Il existe de très grandes subventions pour l'éolien en mer. Concernant la production d'hydrogène, l'intérêt n'est pas de financer l'opérateur privé, mais de rendre rentables et possibles des projets qui, sans cela, ne se feraient pas. Les usages de l'hydrogène ne sont pas pour le bénéfice du producteur, mais bien pour le bénéfice de la collectivité pour continuer à réduire les émissions de CO2.

M. Lionel DEBRIL, chef de projet Neoen

Je vais peut-être compléter. Les subventions servent surtout à créer et à développer les filières. C'est notamment ce que nous avons vu avec le photovoltaïque. Initialement, les subventions étaient très fortes. De 2006 jusqu'à 2010, le tarif de rachat de l'électricité pouvait aller jusqu'à 600 euros du mégawatt-heure. Le but de ces subventions est qu'il arrive un moment où la filière s'est bien développée, a réussi à se structurer, à diminuer ses coûts justement pour lui permettre de voler de ses propres ailes parce que ç'a été l'objectif depuis le début : vouloir développer une filière pour qu'ensuite elle soit compétitive et qu'elle puisse se positionner au même titre que les activités existantes. C'est le cas aujourd'hui du photovoltaïque puisque maintenant, des projets de type PPA peuvent fonctionner sans subvention. C'était le but de l'État depuis le début. Les appels d'offres de la CRE n'ont pas été mis au début du photovoltaïque, mais ont été mis en place au début des années 2010, car initialement, un tarif était fixé à l'avance. Tout le monde pouvait postuler à un tarif connu à l'avance. Ce système des appels d'offres a été mis en place pour améliorer la compétitivité des projets en les mettant en concurrence les uns avec les autres pour que finalement, il n'y ait plus besoin de

subventions. Même si un système d'appels d'offres reste aujourd'hui dans le photovoltaïque, l'objectif final est bien de ne plus avoir du tout d'appel d'offres peut-être après 2026, notamment pour les grands projets, pour passer totalement en PPA, voire directement la revente sur le marché de l'électricité.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Pouvons-nous nous accorder sur le fait que ce sera la dernière intervention parce qu'il est un peu tard ? Monsieur, vous vouliez mieux dormir ce soir. Si quelqu'un a une question et qu'il ne va pas dormir s'il ne la pose pas, il faut me le dire quand même, nous pouvons la prendre.

M. Romain COLLIAC, Enercoop

Bonsoir, j'ai une seule question, je vous rassure d'avance. Je travaille pour Enercoop qui est une coopérative de fourniture d'électricité, également de production. Nous développons également des projets de production photovoltaïque dans des ampleurs qui n'ont absolument rien à voir. Nous développons des parcs de 250 kg ; c'est l'échelle qui semble faire sens à nos yeux, notamment parce que développer de la production photovoltaïque pour nous est un levier de développement des territoires. Nous faisons des projets dits citoyens avec une participation à la gouvernance qui, en termes d'investissements, sont ouverts aux collectivités territoriales et aux citoyens. Nous estimons que cela engendre deux fois plus de retombées sur un territoire qu'un projet qui n'a pas cette dimension. Vous l'évoquiez en préambule, monsieur : il ne semble pas avoir beaucoup vu en lumière les retombées locales d'un projet tel qu'Horizeo sur les acteurs économiques locaux, sur les citoyens et sur les collectivités territoriales. J'aimerais donc que vous m'éclairiez dessus.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Je peux essayer, mais là aussi, nous avons eu une présentation spécifique sur ce sujet à La Brède il n'y a pas longtemps. J'ai l'impression que nous allons reprendre ce sujet.

La première chose que je voudrais dire est qu'il y a une telle ambition de tels objectifs et un tel besoin que je pense qu'il y a de la place pour vos projets et pour le nôtre, en l'occurrence celui-ci. Ce sont des modèles différents. En dehors de celles qui ont pu être évoquées, les retombées sur le territoire, il y en a eu assez peu, nous avons parlé de la possibilité d'accéder à une électricité moins chère puisque nous produirions à des niveaux qui ne sont pas fréquents avec du photovoltaïque. Vous avez les emplois et c'est pareil, cela a été évoqué à cette réunion. Je n'ai pas répondu une première fois : entre 50 et 70 emplois directs. Vous avez évidemment la fiscalité et un certain nombre d'idées d'aménagements paysagers et autres qui sont en train de germer également dans le cadre du débat.

Nous n'avions pas prévu de parler de ce sujet, nous étions sur d'autres sujets. C'est évidemment un sujet important. Il y aurait des retombées pour le territoire. Si vous permettez, notamment vu l'heure tardive, je vous inviterai, si vous avez le temps, à visionner ou à reVISIONNER la vidéo, en tout cas la séquence qui est un peu moins longue lorsque nous avons parlé de ce sujet à la réunion de La Brède. Je n'ai pas la date exacte en tête, c'était la dernière, la précédente réunion plénière, et a minima, avoir accès au support que nous avons présenté à ce moment-là où tous ces points sont détaillés.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Cela étant, la question que pose monsieur rejoint une discussion sur la signification la taille du parc, question que nous entendons depuis le début : comment la comprendre, quels sont les effets de la taille du parc ? Il y a des analyses multicritères ; une analyse multicritère peut effectivement faire appel aux retombées économiques. Ce soir, nous avons essayé d'éclairer la partie économique des effets de taille. Vous avez apporté des éléments. Je ne suis pas sûre d'avoir tout compris ; c'est encore un peu nébuleux dans ma tête comme votre graphique avec vos petites bulles.

Vous avez commencé à dire quel est l'enjeu économique de l'effet de taille sur le parc ? J'entends là qu'il faut prendre en compte d'autres dimensionnements. En tout cas, pour vous c'est important, les retombées territoriales, le développement était l'objet d'une autre rencontre. Nous voyons bien que là, nous touchons un sujet qui reste un objet de controverse.

M. Bruno HERNANDEZ, directeur du projet Horizeo, Engie

Auquel nous avons quand même apporté des réponses.

M^{me} Dominique SIMON, membre de la Commission particulière du débat public

Bien sûr. Vous avez en tout cas contribué à éclairer davantage le sujet, en particulier ce soir, et je vous en remercie. Si nous sommes d'accord là-dessus, je vous propose de clore cette rencontre, en vous remerciant, vous, de toutes les nouvelles informations que vous avez apportées et en remerciant chacun de ceux qui sont là des questions et des observations qu'ils ont pu apporter et en vous invitant aux prochains événements du débat qui restent encore nombreux.

Sur l'agrivoltaïsme, dans deux jours, le dernier atelier de controverse avec *Sud Ouest* et ensuite, qu'on me corrige si je dis des bêtises, nous aurons une série de réunions à Saucats et la dernière réunion publique le 14 décembre.

Je ne saurais terminer sans vous souhaiter une excellente soirée et je vous remercie encore.