



Consultation publique sur le bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 » de RTE

Réponse de l'association HESPUL relative à la filière photovoltaïque

1. QUI SOMMES-NOUS ?

Hespul est une association à but non-lucratif dont l'objet social mentionné dans les statuts est de « *contribuer à l'avènement d'une société sobre et efficace, reposant sur les énergies renouvelables tout en défendant les valeurs d'équité et d'intérêt général* »

L'un de ses métiers spécifiques est la promotion de la filière photovoltaïque (PV) dont nous avons réalisé le premier raccordement au réseau électrique français en 1992, ce qui nous confère *ipso facto* la plus longue expérience de cette activité dans notre pays.

Par la suite que nous avons par la suite contribué à développer et promouvoir la filière à travers notamment des programmes de recherche et démonstration nationaux et européens, ainsi que des activités aussi diverses que la formation, les études techniques, le plaidoyer, le montage de projets ou encore l'accompagnement d'acteurs publics ou privés

Nous-mêmes propriétaires, exploitants ou chargés de supervision depuis plus de 20 ans de systèmes photovoltaïques de diverses puissances (de quelques kW à quelques MW), participants actifs directs ou indirects à tous les exercices de consultation et instances de concertation de l'État, de la CRE, de RTE (au titre du CLER, réseau pour la transition énergétique) et d'Enedis, et animateurs depuis 2008 du Centre de Ressources sur le Photovoltaïque cofinancé par l'ADEME (www.photovoltaique.info) qui a pour vocation de contribuer à une meilleure connaissance de la filière et de son environnement par la diffusion d'une information de qualité, indépendante et actualisée, nous nous positionnons comme **experts indépendants agissant dans un objectif d'intérêt général pour un développement de la production d'électricité photovoltaïque à moindre coût pour la collectivité.**

C'est dans cet esprit constructif que nous répondons à la présente consultation.

2. REMARQUE PREALABLE

Alors que le photovoltaïque apparaît comme un incontournable dans tous les scénarios proposés, aucune indication n'est donnée dans ces derniers, contrairement à l'éolien, quant à la répartition envisagée entre les différents types et conditions de mise en œuvre, alors qu'elle est susceptible d'influencer grandement les résultats sous de nombreux aspects dans les champs techniques, économiques et sociétaux.

Pour ne parler que des premiers, il conviendrait *a minima* de prendre en compte 3 grandes catégories d'installations (parcs au sol / grandes toitures et ombrières de parking / petites toitures) et d'affecter



aux deux dernières des sous-hypothèses relatives aux orientations horizontales et azimutales qui peuvent influencer de manière significative sur la forme des courbes de production journalière.

Dans l'étude publiée par l'ADEME en octobre 2015 « Un mix électrique 100% renouvelable ? », les parcs au sol qui représentent 11% du potentiel global en GW (30 sur 411) fournissent entre 61 et 65% de la production dans les variantes 80, 95 et 100% renouvelables, ce qui traduit la prise en compte du seul critère d'optimisation économique des coûts de production (LCOE) que l'ADEME elle-même commente en ces termes :

La répartition entre les deux filières photovoltaïques centrales au sol et PV sur toitures reflète uniquement les critères d'optimisation économique considérés et ne tient pas compte des éléments suivants :

- *contraintes réglementaires, telles que la RT 2012 ou la RT2020 ;*
- *jeux d'acteurs et dynamiques liées à l'autoconsommation (appétence de consommateurs particuliers pour le développement de production locales*
- *volonté des villes de s'impliquer dans la transition énergétique...)*
- *rentabilité dégagée par des acteurs particuliers, par exemple le fait qu'autoproduire son électricité photovoltaïque puisse revenir moins cher en coût de production qu'acheter celle du réseau (dont le prix inclut taxes et tarifs de réseau) ;*
- *acceptabilité sociale liée à l'utilisation de terrain au sol concentré dans une certaine région ;*
- *évolution des pressions foncières, ce qui pourrait influencer sur le développement du PV sol.*

Dans le scénario central, l'optimisation privilégie massivement le PV au sol, au détriment du PV sur toitures. L'analyse qui suit démontre que si l'on déplace le curseur de répartition PV sol / PV toitures, les surcoûts pour le système sont faibles. Les parts relatives de ces deux technologies PV ne sont donc pas dimensionnantes : c'est avant tout la puissance installée solaire totale qui est pertinente. D'autres travaux ou méthodes seraient nécessaires pour quantifier la place du PV sur toitures, prenant justement en compte les différents critères listés ci-dessus.

Il convient d'ajouter aux critères cités les impacts sur l'adaptation et sur la conduite du réseau électrique non seulement de transport mais aussi de distribution sur lequel une très grande majorité (au moins en nombre) des systèmes PV vont se raccorder.

Il ressort de ces considérations qu'une répartition plus équilibrée entre parcs au sol et PV sur grandes et petites toitures telle qu'envisagée dans le « scénario de référence » du chapitre 11 sur l'autoconsommation du SDDR 2019 de RTE, voire une inversion des proportions (35% au sol, 65% en toiture) semblerait à la fois plus probable et plus souhaitable que l'option retenue par l'ADEME.

Dans tous les cas, il serait important que la répartition par segments fasse l'objet d'hypothèses et de modélisations contrastées compte tenu des effets potentiellement significatifs que cela peut avoir sur certains indicateurs.

Ceci aurait en outre l'avantage d'alimenter la réflexion des pouvoirs publics sur la nécessaire évolution des mécanismes de soutien qui reposent aujourd'hui sur le critère exclusif des LCOE si l'on veut que notre pays rattrape son retard chronique en matière de déploiement du photovoltaïque (pour rappel, la France occupe la dernière place parmi les 27 États-membres pour l'atteinte des objectifs 2020 du Plan national de développement des énergies renouvelables adopté et transmis à la Commission européenne en 2010 ...)

Ces remarques valent pour tous les scénarios proposés.



3. QUESTION 6 (SCENARIO M1 : REPARTITION DIFFUSE D'ENR SUR LE TERRITOIRE)

NB : le scénario M1 est celui qui, avec 185 GW, comporte la plus grande puissance photovoltaïque installée, ce qui explique que les questions posées se focalisent sur cette filière. La plupart des réponses apportées ci-dessous à ces questions valent pour les autres scénarios proposés. Néanmoins ces derniers appellent sur certains points des commentaires permettant d'éclairer la manière dont le photovoltaïque devrait selon nous être appréhendé de manière générale dans le cadre du BP 2050.

Quelle configuration précise souhaitez-vous étudier à travers le scénario M1 ?

185 GW installés représentent un peu moins de la moitié du gisement identifié par l'ADEME (411 GW dans l'étude mix électrique 100% EnR 2015) mais c'est beaucoup par rapport aux travaux de scénarisation publiés à ce jour (70-80 GW dans ADEME 2015, 130 GW dans nW 2017 et CIREN 2020) et il est possible, sous réserve d'études approfondies que l'on s'approche, avec une puissance installée 3 fois supérieure à celle du parc nucléaire actuel, des limites du raisonnable. À noter que cette forte puissance qui découle logiquement du niveau de consommation élevé pris par RTE (630 TWh) pourrait être ramenée aux niveaux retenus par nW et le CIREN si la consommation était maintenue autour de 450 TWh grâce à des efforts supplémentaires de sobriété et d'efficacité.

Êtes-vous d'accord avec les différents éléments de scénarisation présentés ?

- **sur la répartition géographique équilibrée et le portage par les acteurs locaux :**

Cette option devrait être favorisée dans tous les scénarios car c'est à la fois la plus socialement et économiquement équitable, la plus techniquement et financièrement résiliente et la plus susceptible d'entraîner l'adhésion de la population notamment en limitant la pression d'accès au foncier dans les régions les plus ensoleillées.

- **sur les perspectives économiques de la filière photovoltaïque :**

Le PV suit une courbe d'apprentissage comparable à la loi de Moore pour l'informatique (<https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>) : plus on en installe dans le monde, plus les coûts diminuent. Cette baisse n'est pas liée à des innovations de rupture par nature incertaines, mais plutôt à des innovations incrémentales prévisibles. En outre, les évolutions industrielles déjà amorcées (hétérojonction) ou accessibles avec certitude à court/moyen termes (pérovskites) fournissent déjà des gains potentiels importants pour l'avenir proche.

On commence par ailleurs à avoir une idée des coûts futurs liés aux besoins de stockage nécessaire pour compenser la variabilité de la production qui, d'après l'étude CIREN 2020, se situent aux environs de 15% des coûts de production proprement dits hors coûts d'adaptation du réseau.

- **sur la capacité à atteindre un tel rythme d'installations au regard des trajectoires historiques :**

185 GW en 2050 en partant de 10 GW fin 2020 signifie une moyenne de 5,8 GW/an de nouvelles installations à mettre en service, alors que l'on se situe à 920 MW/an en moyenne sur la décennie écoulée, les dernières années ne montrant pas d'inflexion particulière malgré une poursuite de la baisse des coûts (963 MW en 2019, 970 MW en 2020). Ce surplace est largement imputable à des verrous qui sont à chercher bien plus du côté de la complexité des démarches administratives et d'un encadrement trop strict des volumes installés via les tarifs d'achat et les appels d'offres centrés exclusivement sur la baisse des LCOE à court terme que de la technologie, de la filière et de la capacité de mobilisation des différents acteurs.



Ceci est d'autant plus sensible dans le cas particulier du PV qu'une très grande partie des porteurs de projets potentiels ne sont pas des énergéticiens professionnels mais des acteurs des territoires tels que les collectivités locales, des PME, des opérateurs du bâtiment, des bailleurs sociaux, des agriculteurs, des collectifs citoyens ou encore des ménages qui sont plus motivés par la transition énergétique elle-même que par des taux de rentabilité élevés et ont avant tout besoin de fluidité et de simplicité des démarches à réaliser, de stabilité du cadre réglementaire et de visibilité du cadre économique.

À ce titre, l'augmentation prévue du seuil des appels d'offres à 500 kW va dans le bon sens mais devrait être complétée par une modulation géographique des dispositifs de soutien (tarifs d'achat et appels d'offres), par une mutualisation des coûts de raccordement en basse tension (sur l'exemple de ce qui se fait pour la HTA via la quote-part des S3RENR, mais adapté pour tenir compte des particularités de ce réseau) et par une planification intégrée des travaux sur les réseaux à la maille locale (concessions et/ou EPCI) afin d'accélérer le déploiement quantitativement et qualitativement harmonieux de la filière.

- **sur les enjeux d'adaptation du réseau, en particulier du réseau de distribution :**

Avec un investissement de l'ordre de 4 milliards d'Euros par an, on peut dire que le réseau de distribution suit un processus d'adaptation permanente, mais que ce processus a jusqu'à présent été tourné quasi exclusivement sur les problématiques liées à une alimentation structurellement descendante, depuis les postes sources alimentés par le réseau de transport vers les 34 millions de points de consommation.

Dès lors l'enjeu principal est d'intégrer, dans une logique de coût minimal pour la collectivité dans son ensemble, les problématiques liées au raccordement à venir d'un grand nombre de moyens de production dispersés avec la même attention et le même niveau de priorité que celle portée à la consommation, conformément aux règles européennes de non-discrimination entre utilisateurs du réseau.

Dans cette optique, il est nécessaire d'un point de vue opérationnel de faire évoluer aussi bien le cadre administratif et les procédures d'instruction des dossiers que les règles de dimensionnement des ouvrages, les méthodes de calcul et les règles d'exploitation. Les méthodes de conception du réseau doivent revues de fond en comble pour anticiper les changements majeurs apportés par les énergies renouvelables distribuées.

A titre d'exemple, des leviers d'optimisation sur le plan de tension doivent être activés, via par exemple l'abaissement des prises de transformation des postes HTA/BT dès que la situation le permet (chutes de tension inférieures à la limite réglementaire). Dans de nombreux endroits en France, les tensions hautes observées sur le RPT se retrouvent sur le réseau de distribution, lié à la présence de parcs de production en HTA ou de nombreuses toitures en BT. La solution à ces situations dont l'occurrence va augmenter réside dans une combinaison de leviers techniques à trouver après analyse fine : absorption de réactif par les producteurs (en particulier pour résoudre des problématiques HTA et HTB), révision des plans de tension et des schémas normaux d'alimentation, renforcement mesuré dégageant un maximum de capacité d'accueil.

Il est également essentiel de développer à toutes les échelles territoriales une culture et une méthodologie de planification « bi-directionnelle » (consommation et production) à moyen-long terme en lien avec les stratégies des collectivités locales, notamment les EPCI à travers leurs PCAET et les Régions à travers leurs SRADDET et en tant que « chefs de file » de la transition énergétique. RTE prévoit de profiter du renouvellement de l'infrastructure de transport pour anticiper l'arrivée des producteurs, en particulier sur le 63kV (cette approche est expliquée dans le SDDR et rappelée dans la récente note RTE/AIE).



Une stratégie similaire pourrait utilement être adoptée pour le réseau de distribution : tous les travaux de renforcement/renouvellement devraient prendre en compte l'arrivée prochaine de la production dans leur programmation et leur dimensionnement. Il ne s'agit pas de sur-dimensionner systématiquement les réseaux de distribution, mais d'identifier des actions sans regret, c'est-à-dire dont le surcoût nul (modifications de tracé, etc.) ou faible (adaptation du cahier des charges de travaux prévus par ailleurs), ou dont il ne fait aucun doute qu'elles seront utiles pour faciliter le raccordement des producteurs (dynamique de projets avérée sur le territoire, etc.), qui permettraient d'augmenter les capacités d'accueil en production.

À court terme, l'évaluation globale des travaux nécessaires d'adaptation du réseau de distribution pour accueillir les nouvelles capacités de production devra faire l'objet d'échanges approfondis sur les méthodologies et les hypothèses entre les GRD, notamment Enedis, et les autres parties prenantes dans le cadre de l'élaboration des "Plans de développement du réseau" à horizon de 5 à 10 ans prévus par la Directive "marché intérieur de l'électricité" transposée par l'ordonnance n°2021-237 du 3 mars 2021.

- **sur le bouquet de flexibilités nécessaires pour équilibrer un mix électrique composé à plus d'un tiers d'électricité photovoltaïque :**

Outre sa participation possible à la stabilité d'un système électrique 100% renouvelable démontrée par le programme européen Migrate auquel RTE a participé, l'électronique de puissance offre également de nombreux leviers d'optimisation pour le dimensionnement des ouvrages et leur exploitation (ex : écrêtement, absorption de réactif selon différentes règles - $\tan \phi$ fixe, $Q=f(P)$, $\cos \phi=f(P)$, ...-, pilotage en temps réel sur mesures de tension ou sur ordre externe, etc.).

Désormais, même les onduleurs de petite puissance (6kVA) disposent de capacités internes de pilotage des grandeurs physiques (P , Q), grâce notamment à la mise en place depuis 2012 d'une obligation d'absorption de puissance réactive en Allemagne en basse tension. Les conditions de leur utilisation au bénéfice du réseau doivent être trouvées en bonne intelligence avec les producteurs pour mobiliser au mieux l'ensemble des capacités constructives des équipements d'électronique de puissance.

Différents scénarios sont possibles pour ce faire, soit en plaçant l'intelligence de l'optimisation complètement du côté des gestionnaires de réseau (transport et distribution), donc une grande complexité à gérer, soit en la partageant à différents degrés avec les producteurs *via* par exemple l'agrégation des moyens de production au sein de « centrales virtuelles » pouvant fournir des services au réseau. Autrement dit, les frontières doivent être plus fluides entre les périmètres des producteurs et ceux des gestionnaires de réseau. Dans cette perspective, les considérations contractuelles et économiques actuelles ne devraient pas conduire à dégrader l'intérêt que présente l'exploitation de ces solutions au maximum de leur potentiel.

Ces leviers côté production s'ajoutent en les complétant à ceux déjà bien identifiés côté consommation (effacement) et à ceux en devenir côté stockage aux différentes échelles temporelles. Le stockage est un bon exemple pour illustrer les risques de divergence entre les optimisations individuelles et l'optimisation systémique : en Allemagne les installations de stockage développées par milliers chez les particuliers ne servent souvent qu'à augmenter le taux d'autoconsommation (réflexion en énergie) sans considération pour la puissance, c'est-à-dire sans éviter l'injection de la puissance maximale d'une installation photovoltaïque sur le réseau, au grand regret des gestionnaires de réseau.

A ce titre, l'interdiction pour les gestionnaires de réseau de piloter des installations de stockage devrait être analysée de près puisqu'elle conduit à un arbitrage au détriment de l'intérêt général et au bénéfice d'intérêts particuliers. Les installations de stockage telles que celles intégrées dans le projet RINGO pourraient à terme être considérées comme des « équipement réseau » au même titre que les onduleurs en réseau sur les lignes HVDC par exemple.

Des efforts de R&D et plus encore d'expérimentation de combinaisons astucieuses entre ces différents leviers permettant de répondre aux enjeux d'équilibrage à un tel niveau de pénétration du PV doivent



être entrepris sans tarder et maintenus dans la durée, en s'assurant que les arbitrages technico-économique déterminants que les différents acteurs seront amenés à faire soient bien pris en compte dans l'approche et que les conditions dans lesquelles les acteurs les réalisent correspondent bien aux enjeux systémiques et pas uniquement aux besoins individuels.

- **sur l'utilisation de matières (notamment métaux critiques) :**

Les matériaux utilisés dans les technologies photovoltaïques actuelles présentent une faible criticité. Les modules PV au silicium qui compte parmi les matières premières les plus abondantes sur terre représentent plus de 95 % du marché mondial

(<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>, page 21).

Parmi les autres matériaux utilisés pour cette technologie, seul l'argent employé en petites quantités pour les soudures présente un risque d'approvisionnement considéré comme faible à moyen par le BRGM

(http://www.mineralinfo.fr/sites/default/files/upload/documents/Fiches_criticite/fichecriticiteargent171016.pdf), et des solutions alternatives font l'objet d'effort de R&D

Sur la décennie 2020-2030 et même au-delà, les technologies silicium devraient continuer à dominer le marché mondial avec des évolutions favorables en termes de coûts, de rendement et d'optimisation de l'usage des matières premières (hétérojonction, pérovskites, ...)

Le contenu en matériaux des technologies PV actuelles est disponible dans le rapport de l'AIE « PVPS tâche 12 », page 21 (<https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/12/IEA-PVPS-LCI-report-2020.pdf>). Enfin les onduleurs n'utilisent pas de matériaux critiques.

Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers (innovations techniques et technologiques, évolution des besoins en matières premières pour la construction des panneaux, cadre réglementaire, évolutions sociétales, etc.) pour atteindre de tels volumes de capacités photovoltaïques ?

Les principaux leviers ont été énumérés dans les réponses aux questions précédentes : adaptation et fluidification du cadre réglementaire et tarifaire, renforcement de l'approche territoriale dans une perspective de planification sur un horizon à moyen terme, facilitation de l'émergence et de la professionnalisation des acteurs locaux, modification des règles techniques et économiques du raccordement au réseau de distribution, prise en compte et intégration des flexibilités dans les schémas d'exploitation sont autant de chantiers à ouvrir rapidement dans le cadre d'un dialogue ouvert et constructif autour d'objectifs partagés entre les différents acteurs.

Mais l'ingrédient principal de cette construction nécessairement collective est et restera une véritable volonté d'ouverture et de coopération de la part des pouvoirs publics, du régulateur et des gestionnaires de réseau pour définir et mettre en œuvre une stratégie d'industrialisation du développement de la filière PV sans arrière-pensées.

Selon vous, comment le développement du portage des projets par les acteurs locaux doit-il se traduire dans les scénarios ?

Comme cela a été observé dans tous les pays où il a été sinon favorisé du moins peu entravé par le cadre légal existant, le portage par les acteurs locaux est un puissant facteur d'appropriation des enjeux, d'accélération du déploiement des filières renouvelables et de maîtrise des coûts globaux dans une logique d'intérêt général.

À ce titre il ne devrait pas être rangé au rayon des accessoires mais être au cœur de toute stratégie sérieuse d'évolution soutenable du système électrique et faire l'objet dans cette optique d'objectifs quantifiés, par exemple en % de la puissance totale installée à différents horizons temporels dans le cadre de la PPE et de ses futures déclinaisons régionales.



Pour ne pas rester des vœux pieux, ces objectifs doivent être assortis d'un agenda d'identification et de levée des multiples freins au niveau national et d'une stratégie de déploiement à la main des collectivités territoriales au niveau local.

Quelles sont, selon vous, les possibilités en matière de flexibilité pour accompagner le développement des énergies renouvelables, et en particulier du photovoltaïque, dans un tel scénario ?

cf réponse plus haut sur le « bouquet de flexibilités »

4. QUESTION 7 (SCENARIO M2: BOUQUET ECONOMIQUE D'ENR)

La configuration envisagée pour le scénario M2 vous paraît-elle pertinente ?

La priorité donnée au seul coût de production sur tous les autres paramètres conduit à limiter la part du photovoltaïque et à donner à l'intérieur de cette filière la priorité aux grands parcs au sol dans les régions ensoleillées, au risque de passer sous silence les autres problématiques (accès au foncier, adaptation du réseau, intégration sociale et paysagère, etc.) et, en reproduisant les mêmes biais que l'étude ADEME de 2015 citée plus haut, de favoriser un modèle de développement des EnR moins écologiquement soutenable et moins socialement acceptable.

Disposez-vous d'études ou d'éléments détaillés sur la répartition économiquement optimale des énergies renouvelables (répartition entre technologies et localisation géographique) ?

Non

Quelles vous semblent-être les « limites acceptables » de la logique d'optimisation économique, vis-à-vis de la société, de l'environnement et d'autres activités économiques afférentes ?

La logique d'optimisation économique telle qu'elle est envisagée revient à assumer la concentration des moyens de production dans quelques régions et celle de la création de valeur qui en découle entre les mains d'un nombre restreint d'opérateurs de grande taille au détriment de la contribution que les énergies renouvelables, parce qu'elles sont par nature décentralisées et liées à des gisements ancrés dans des territoires variés, sont en capacité d'apporter aux enjeux d'aménagement équilibré du territoire, de répartition équitable de la valeur créée et de moindre pression sur l'environnement et la biodiversité.

Selon vous, quelles sont les conditions pour atteindre les capacités installées envisagées dans ce scénario et pour en maîtriser le bilan économique, sociétal ou environnemental ?

Parmi les scénarios « 100% renouvelables », M2 est le plus susceptible, du fait de la grande taille des projets qui le sous-tendent, de provoquer des oppositions et de menacer la biodiversité : c'est pourquoi il devrait être associé à des mesures plus strictes que les autres en matière d'intégration environnementale (limitation de puissance ?) et sociale (obligation d'investissement local minimum ?)

5. QUESTION 8 (SCENARIO M3 : ENERGIES MARINES RENFORCEES)

Du point de vue de la filière photovoltaïque, ce scénario peut être considéré comme une simple variante du précédent (M2) qui appelle les mêmes commentaires et les mêmes points d'alerte quant à ses limites en termes d'intégration sociale et environnementale.



6. QUESTION 9 (SCENARIO M0 : 100% ENR EN 2050)

Du point de vue de la filière photovoltaïque, ce scénario semble le plus équilibré à la fois en termes de puissance installée en 2050 (130 GW, à mi-chemin entre les extrêmes et proche des hypothèses nW 2017 et CIRED 2020), de trajectoire progressive telle qu'on peut la comprendre à travers la description sommaire qui en est faite page 40 du document de consultation (accélération à partir de 2030).

À noter que les puissances installées annuellement retenue dans ce scénario (+ 4 à 5 GW/an) correspondent à ce qu'il serait nécessaire de réaliser à partir de 2023 pour atteindre l'objectif haut de la PPE à l'horizon 2028, soit 44 GW installés, ce qui n'a rien d'irréaliste dès lors que les politiques publiques s'en donnent les moyens.

7. HYPOTHÈSES DE COÛTS DU PHOTOVOLTAÏQUE

Par rapport à la réalité constatée dans le cadre du Centre ressources PV, les hypothèses de CAPEX retenues comme référence en 2020 semblent trop élevées pour les grandes toitures (900 k€/MW constatés au lieu de 1070) et pour le PV résidentiel (1900 k€/MW constatés au lieu de 2 370). L'évolution des CAPEX dans le temps devrait être modifiée en conséquence sur la base du taux d'apprentissage retenu qui semble correct.