

# Énergie

38e Congrès FNCCR - Septembre 2022 - RENNES

Table ronde spéciale - Mercredi 28 sept. 2022 - 14h

## LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE ET LES CONTRATS D'ACHAT DIRECT (PPA)

### INTERVENANTS



Animation par Guillaume DEZOBRY

**Frédéric DEVIELHE**

Directeur clients publics d'Engie

**Cécile FONTAINE**

Cheffe du service juridique à la FNCCR

**Dominique JAMME**

Directeur de la Commission de régulation de l'énergie

**Xavier NICOLAS**

Président d'Énergie Eure-et-Loir et Vice-président de la FNCCR

#### Guillaume DEZOBRY

Bonjour à tous, bienvenue à la table ronde portant sur les contrats d'achat direct, encore appelés PPA pour Power Purchase Agreement. Je constate que la salle est comble pour ce sujet qui, évidemment dans le contexte actuel, passionne à la fois les consommateurs et les producteurs étant donné les évolutions et la volatilité des prix sur les marchés de gros. Les consommateurs aujourd'hui vont naturellement chercher à sécuriser une partie de leurs approvisionnements à des prix fixes, sur des durées compatibles avec des investissements réalisés dans les énergies renouvelables notamment. Dans ce contexte, les personnes publiques sont concernées, comme les autres consommateurs, par ces prix. Les collectivités sont des consommateurs particuliers pour les fournisseurs ou pour les producteurs puisqu'elles représentent la stabilité. Si le sort des entreprises n'est jamais définitivement établi, celui des collectivités l'est et cette stabilité est de nature à rassurer les producteurs d'énergie et leurs contrats.

Pour échanger sur ce sujet nous avons la chance d'accueillir aujourd'hui Frédéric DEVIELHE, Directeur clients publics d'Engie, puis nous entendrons Cécile FONTAINE, Cheffe du service juridique à la FNCCR, et Dominique JAMME, Directeur de la Commission de régulation de l'énergie. Xavier NICOLAS, Président d'Énergie Eure-et-Loir et Vice-président de la FNCCR, conclura cette table ronde.

Guillaume DEZOBRY

SANS PLUS ATTENDRE, JE PASSE LA PAROLE À FRÉDÉRIC DEVIEILHE POUR OUVRIR CETTE SÉANCE.

Frédéric DEVIEILHE



Bonjour à tous. Je suis en charge des marchés publics d'énergie pour les clients publics d'Engie et propose de dresser un petit panorama de ce que nous vivons en ce moment. Sans revenir sur l'enchaînement des événements dans le détail, nous connaissons désormais les conséquences de la crise économique post Covid, de la guerre en Ukraine, de la disponibilité des centrales nucléaires. Ces conséquences entraînent aujourd'hui des problèmes sur les marchés, avec des prix très hauts difficile-

ment tenables pour les clients et pour les fournisseurs en termes de risques. La volatilité et la liquidité des marchés sont très compliquées. Les fournisseurs peinent à remettre des offres et à prendre des positions sur les marchés. **Nous traversons une période inédite puisque nous sommes contraints de retirer des offres du marché, de refuser des prises de position. Cette situation n'est confortable ni pour les clients, ni pour les fournisseurs.**

Les fournisseurs sont exposés à des niveaux de risque très importants. Beaucoup de marchés sont déclarés infructueux. Les clauses de nos cahiers des charges que l'on partageait depuis des années ne sont plus adaptées au contexte du marché actuel. À ce phénomène à très court terme s'ajoute un phénomène de risque crédit sur les clients publics. Nous sentons que les conséquences que nous observons sur les clients privés ne tarderont pas, en 2023, à produire leurs effets sur les clients publics. Cette contrainte du risque crédit est elle aussi importante et j'y reviendrai au sujet des PPA qui représentent un levier de maîtrise du risque de crédit.

En effet, la marge d'un fournisseur est passée de 3 jours de facturation cette année à 1,5 jour de facturation pour 2023. Dans un contexte de prix contraint que nous connaissons, le sujet est plus que sensible. À très court terme, certains consommateurs ne trouveront pas de fournisseur puisque les marchés ne sont pas attribués et c'est d'ailleurs déjà le cas parfois.

Cette situation impose que les fournisseurs reviennent avec les collectivités les clauses de leurs cahiers des charges qui ne sont plus tenables dans le marché actuel, de sorte à trouver un terrain d'entente sur la meilleure manière d'écrire un cahier des charges afin d'avoir un maximum de fournisseurs candidats. J'engage mes équipes à vous expliquer les clauses acceptables et le coût associé dans vos marchés pour que vous puissiez prendre les bonnes décisions. En effet, certaines clauses figurant dans les marchés ont aujourd'hui une très lourde incidence financière, raison pour laquelle il est urgent de revoir les clauses une à une, de manière à conserver ce qui est acceptable et à modifier ce qui doit l'être.

L'accompagnement à court terme fait aussi l'objet de pas mal de battage médiatique. Le passage à l'hiver impose de mener des actions d'économie d'énergie. Les syndicats d'énergie sont très impliqués dans cet accompagnement auprès de leurs adhérents pour essayer d'identifier les poches d'économie d'énergie. Nous y trouvons tous un intérêt. En effet, l'objectif est que les fournisseurs et les syndicats d'énergie travaillent ensemble à l'efficacité énergétique et accompagnent les clients (notamment les collectivités territoriales) pour consommer mieux et au meilleur moment.

Notre préoccupation majeure réside dans la préparation de l'avenir à court terme. Les prochains mois seront consacrés à préserver les attributions de marchés, donc à travailler sur les appels d'offres et à envisager la sortie de l'ARENH en 2025 alors que nous ignorons le dispositif de remplacement. Nous devons préparer cette période post ARENH.

**Dans ce contexte, nous pensons que les PPA représentent une des réponses à une logique de sécurisation d'une partie de la fourniture à un prix connu et stable sur le long terme, comme c'était un peu le cas avec l'ARENH. Il s'avère donc aussi important d'intégrer cette réflexion des PPA dans les marchés à venir.** Dans le cadre des sourcing que vous allez organiser, je vous invite à réfléchir à ce que vous ferez en 2026, comment vous rédigerez vos cahiers des charges et comment vous intégrerez les PPA dans le cadre de vos marchés.

Un PPA est un contrat direct entre un producteur et un client. L'idée est de construire un actif d'énergies renouvelables pour que les collectivités bénéficient directement de la production électrique avec un tarif et une production connus sur le long terme. Tout l'intérêt pour une collectivité est d'avoir une production locale, ce qui implique idéalement de construire un actif aujourd'hui, par exemple un parc solaire.

Mais d'autres solutions visant à produire l'électricité dont bénéficieraient sur le long terme les collectivités du territoire peuvent être envisagées.

C'est un sujet que j'aborde depuis plusieurs années avec certains d'entre vous : je crois que le PPA a vraiment une bonne chance d'exister en marché public. **Le nerf de la guerre en PPA** c'est le foncier. Aujourd'hui, nous avons une très longue liste de clients privés qui souhaitent faire des PPA. Bien que cela soit possible sur les marchés privés, nous ne sommes pas capables de répondre à cette demande, parce que nous ne trouvons pas de foncier permettant de développer de nouveaux actifs. Les groupements d'achat des syndicats d'énergie comportent à la fois de grosses collectivités qui sont d'importantes consommatrices et des petites collectivités qui disposent de foncier. C'est en effet sur ces anciennes friches ou décharges que l'actif peut être construit. C'est donc au sein des groupements d'achats de syndicats d'énergie que les complémentarités peuvent s'exercer : les petites communes peuvent apporter le foncier permettant de développer un actif qui bénéficierait à l'ensemble du groupement d'achat. Une fois le cadre réglementaire posé, la logique territoriale permet de développer plus facilement ce type de montage avec un certain nombre d'autres clients d'Engie. L'objectif est d'atteindre un mode de fonctionnement en boucle locale exclusivement, sans autre soutien.

Aujourd'hui, tout actif présenté aux appels d'offres de la CRE est financé avec de l'argent public. La situation du marché est actuellement particulière puisque l'actif est subventionné. Dans le mode de fonctionnement que je vous expose, la construction de l'actif n'aura plus besoin du soutien financier public puisque les EnR seront développées à grande échelle avec un financement réalisé par la fourniture d'énergie habituelle.

Malheureusement, nous ne sommes pas encore parvenus à rédiger un texte permettant ce type de montage dans le cadre de la commande publique. C'est là que réside tout l'objet de notre intervention, auprès de la FNCCR, de France Urbaine, et d'un certain nombre d'associations. Le but est de faire comprendre l'intérêt de ce montage et d'essayer d'y sensibiliser les pouvoirs publics, afin de créer un cadre réglementaire qui rassure l'ensemble des acteurs. Une fois ce verrou levé, pour avoir échangé de ce sujet avec un certain nombre de collectivités, je suis convaincu que ce sont les acteurs publics qui permettront de développer les PPA et donc les énergies renouvelables en France de la manière la plus efficace.

## Guillaume DEZOBRY

*Merci beaucoup.*

*Avant de passer la parole à Cécile FONTAINE, pouvons-nous opérer une clarification terminologique sur les PPA, Corporate PPA, Utility PPA, PPA physique, PPA financier, PPA Greenfield, PPA Brownfield, afin de mieux nous y retrouver avec tous ces anglicismes ?*

## Frédéric DEVIEILHE

Apporter trop de clarification risque au contraire de perdre l'auditoire ! En résumé, il existe deux types de PPA.

Les PPA Brownfield : il s'agit de prendre un actif qui sort d'obligation d'achat et qui intègre la fourniture avec les garanties d'origine associées au marché de fourniture d'électricité. C'est un processus déjà utilisé avec le Sippreco, l'UGAP et un certain nombre d'acteurs. Ce procédé ne rencontre pas de contraintes juridiques, parce que l'actif est intégré sur des durées courtes et est déjà amorti. Mais ce procédé ne revêt pas non plus d'intérêt économique puisque les prix de marché s'appliquent peu ou prou. L'intérêt réside dans la communication que l'on en fait. C'est un système utilisé en Meurthe-et-Moselle où tous les collèges sont alimentés avec un parc éolien. Ces projets permettent de construire des projets pédagogiques avec les collégiens, comme la visite des éoliennes qui alimentent leur collège.

**La raison pour laquelle nous sommes aussi nombreux dans la salle, c'est que le PPA permettrait d'avoir un tarif hyper compétitif par rapport au prix du marché sur le long terme.** En fonction de la région, le tarif peut varier du simple au double sur 15 à 25 ans et c'est ce qui intéresse les clients. Il s'agit ensuite de s'interroger sur la manière dont est intégrée cette production au contrat de fourniture d'énergie. Pour en avoir parlé encore longuement ce matin avec un certain nombre de syndicats d'énergie, je vois que les choses ne sont pas encore bien calées. Nous cherchons à promouvoir la signature entre un producteur et un client afin d'ouvrir juridiquement cette possibilité de contracter sur le long terme ce type de montage. La manière dont le fournisseur va intervenir pour intégrer cette production dans son contrat de fourniture varie en fonction de qui porte la prestation d'agrégation. En effet, l'agrégation est ce qui permet de gérer l'intermittence, d'acheter les volumes manquants ou de revendre les productions superflues. Le montage d'un PPA fait intervenir de nombreux acteurs. Je vous propose d'unir nos efforts pour passer la première étape qui est de permettre juridiquement la signature d'un contrat long terme entre un producteur et un client sur un montage avec un actif solaire ou éolien.



Guillaume DEZOBRY

*Merci beaucoup pour ces précisions.*

JE PASSE LA PAROLE À CÉCILE FONTAINE POUR ABORDER LE SUJET DE L'ARTICULATION AVEC LA COMMANDE PUBLIQUE.

Cécile FONTAINE



Bonjour à tous, merci d'être venus si nombreux assister à cette table ronde. J'apporte un complément aux propos de Frédéric DEVIEILHE sur la question de la sémantique afin que nous sachions tous bien de quoi l'on parle. Effectivement, il est beaucoup question de PPA, anglicisme que de toute façon on ne retrouvera jamais dans un code en France. La loi ne reprendra pas ce terme. Je suis juriste et vais tout de suite essayer de préciser cette notion juridique, qui en plus existe déjà. Elle est définie dans la directive sur les énergies renouvelables de 2018, ce n'est pas si récent que cela. Le PPA correspond au « contrat d'achat direct d'électricité renouvelable ». C'est un peu long, et il est difficile de trouver un acronyme, si bien que j'utiliserai parfois PPA pour aller plus vite. Mais quand il est question de PPA, il s'agit vraiment de ce contrat d'achat direct d'électricité renouvelable défini dans la directive EnR, comme étant un contrat passé directement entre un producteur et un consommateur final pour vendre de l'électricité. Nous allons beaucoup parler de l'électricité mais d'autres projets se préparent concernant le gaz.

Il y a des producteurs qui sont aussi fournisseurs et qui disposent de l'autorisation d'achat pour revendre car vous savez, qu'en France, pour être fournisseur, il faut disposer d'une autorisation d'achat pour revendre. Mais il y a aussi, beaucoup de producteurs, et notamment des sociétés d'économie mixte EnR, qui n'ont pas forcément la casquette de fournisseur. Ils sont producteurs mais ne vendent pas directement leur électricité au consommateur final. Donc, là, **la nouveauté en droit, c'est de permettre justement à ces producteurs de vendre directement leur électricité aux consommateurs, quels qu'ils soient, et donc également à des consommateurs publics.**

**L'autre difficulté en droit c'est de pouvoir vendre de l'électricité sur du long terme.** C'est-à-dire d'acheter

quand il s'agit d'un nouvel actif et c'est d'ailleurs là que ça devient intéressant car cela permet de développer les énergies renouvelables sur un territoire, donc de pouvoir acheter directement à un producteur d'électricité sur du long terme. Et on lisse le financement de cette installation sur une longue durée. La collectivité peut alors acheter local, développer les énergies renouvelables, bénéficier d'un prix plus prévisible sur du long terme. C'est vraiment très intéressant, surtout dans le contexte actuel. Pour autant, ceux qui connaissent un peu le code de la commande publique voient poindre les difficultés que Frédéric DEVIEILHE a commencé à évoquer.

**Pour un acheteur public soumis au code de la commande publique, passer un contrat de longue durée est assez compliqué.** On peut le faire pour les contrats de concession : on confie à un concessionnaire le soin de réaliser un ouvrage et de l'exploiter cet ouvrage revenant ensuite à la collectivité. Or, en PPA, la plupart du temps, la collectivité n'acquiert pas l'actif réalisé. Il existe également les marchés de partenariat, les anciens PPP, mais de la même manière, la collectivité est censée acquérir l'ouvrage réalisé. Ce montage est assez lourd et comporte un seuil de deux millions d'euros. Pour pouvoir y recourir, il faut pouvoir le justifier. Généralement, les collectivités n'ont pas très envie de se lancer dans ce type de montage. Au-delà de ces deux procédures, il reste le marché public simple, qui paraît logique : il s'agit d'acheter un produit, en l'occurrence de l'électricité, contre un prix. Il s'agit d'un marché public de fourniture, pas « fourniture » au sens du code de l'énergie, mais au sens du code de la commande publique. Or, passer un marché public de fourniture de 15 ou 20 ans pose nécessairement problème aux juristes dans les collectivités ou au niveau du contrôle de légalité.

Sur ce dernier point, je tiens à faire une petite remarque : nos adhérents nous disent souvent qu'un marché d'achat d'électricité dure forcément quatre ans. Or, ça n'est pas le cas. Le marché dure en effet quatre ans dans le cas d'un accord-cadre. Si la collectivité ne passe pas en accord-cadre, il faut tenir compte de la nécessité de remettre régulièrement en concurrence et fixer la durée du contrat en fonction de cette remise en concurrence. Aujourd'hui, dans le cadre d'un marché public, la durée du marché n'est pas censée être corrélée à la durée d'amortissement des investissements, comme cela peut être le cas dans le cadre d'une concession. Et c'est précisément sur ce point que réside le cœur du problème juridique.

C'est un sujet sur lequel nous travaillons au sein de la FNCCR depuis près d'un an, afin de sensibiliser la Direction des affaires juridiques du ministère de l'Économie sur cette difficulté. **Les consommateurs privés et les entreprises peuvent bénéficier de ces PPA vraiment très attractifs aujourd'hui. Or, les acheteurs publics et les collectivités ne le peuvent pas. C'est très choquant politiquement et juridiquement.** L'acheteur public, qui jouit d'une certaine liberté contractuelle, devrait pouvoir recourir à tous les montages, y compris les montages de droit privé, à condition bien sûr de mettre en concurrence les entreprises. À partir du moment où la mise en concurrence est respectée, il n'y a pas de raison d'empêcher les collectivités de recourir à ce montage très attractif. Nous sommes, je crois, parvenus à sensibiliser le ministère sur ce sujet, ce qui tombe très bien puisqu'un projet de loi d'accélération des EnR a été présenté au Conseil des ministres lundi et sera certainement le bon véhicule. Pour ceux qui ont pu en prendre connaissance, ce projet de loi contient un article qui aborde la question de ces contrats d'achat direct d'électricité renouvelable. Il n'évoque pas du tout le sujet de la commande publique, mais nous allons pouvoir l'intégrer à la suite de nos échanges avec le ministère. Le fait de compléter cet article permettra aux acheteurs publics d'y recourir et de passer des marchés de longue durée pour ce type de contrats.

La FNCCR considère cependant qu'il est dès à présent possible de passer des PPA en commande publique. Ce n'est pas sans risque mais, en droit, quoi qu'on fasse, il y a toujours un risque. On a ainsi publié cet été une note pour développer des arguments démontrant que **le PPA n'est pas un achat classique puisqu'il s'agit d'acheter des électrons tout en mettant en œuvre une politique énergétique : les énergies renouvelables sont développées sur du long terme, la collectivité finance un nouvel actif. Il peut être logique qu'on définisse alors notre besoin de manière différente que lorsque nous achetons de l'électricité à un fournisseur sur le marché pour une durée de deux ou trois ans.**

On insiste beaucoup sur la définition du besoin qui est très importante en commande publique. En effet, il n'est pas question d'exiger une mise en concurrence du producteur qui finance le nouvel actif avec un fournisseur qui revend de l'électricité disponible sur le marché. La concurrence serait alors impossible à mettre en place. C'est la raison pour laquelle il est très important de bien définir ses besoins compte tenu du caractère particulier du produit. Nous considérons d'ores et déjà que c'est possible.

Pour autant, cela comporte des risques, notamment sur la durée.

Alors, dans l'article qui est ici projeté, on propose de traiter non seulement les PPA mais aussi l'autoconsommation individuelle, quand on fait appel à un tiers financeur et l'autoconsommation collective. Là aussi, il existe des problématiques de commande publique, de durée et de mise en concurrence dans le cas de l'autoconsommation collective.

Donc, l'idée est de proposer un article qui concerne toutes les nouvelles formes de commercialisation de l'électricité. Après de nombreux échanges avec la DGEC, nous sommes parvenus à cette dernière version. Il nous a été demandé de ne pas introduire ces dispositions dans le code de la commande publique, de sorte que la mesure ne semble pas trop déroger aux règles de la commande publique. En effet, le droit de la commande publique est régi par des directives européennes, nos marges de manœuvre sont donc minces. Cette mesure pourrait ainsi être intégrée dans le code de l'énergie, mais nous insistons pour renvoyer à certains articles du code de la commande publique. Nous verrons bien ce qui sera accepté.

Il nous importe vraiment de permettre aux acheteurs de passer un marché car à mon sens le PPA correspondra le plus souvent à un marché public. Il n'y a pas vraiment de risque d'exploitation transféré au titulaire mais on laisse la possibilité que ce soit un contrat de concession car certains adhérents nous ont parlé des risques pesant plutôt sur l'opérateur : là nous pourrions éventuellement recourir au contrat de concession. **L'idée essentielle est de pouvoir, dans tous les cas – marché public ou concession - définir la durée en fonction des amortissements à réaliser.** Nous avons ajouté dans le projet d'amendement une petite phrase qui nous semble fondamentale : **« y compris quand le pouvoir adjudicateur ou l'entité adjudicatrice n'acquiert pas ses installations »**. Elle n'a pas été encore complètement acceptée, mais nous avons bon espoir. Encore une fois, en commande publique, il n'est ni évident ni intuitif de dire que l'acheteur finance un actif pour une longue durée, à l'issue de laquelle il ne l'acquiert pas.

Frédéric DEVIEILHE, vous avez évoqué le foncier qui est mis à disposition. Dans ce cas-là, l'acheteur récupérera l'installation. Mais il existe aussi de nombreux cas dans lesquels la collectivité acheteuse n'est pas propriétaire du foncier et n'a pas vocation à récupérer l'installation réalisée. Nous tenons à ce que cette petite précision soit indiquée dans les textes.

Concernant le gaz, de nombreuses collectivités ont pour idée d'acheter la production de gaz en local, notamment sur des projets de méthanisation. Or, il n'existe pas d'équivalent du contrat d'achat de gaz renouvelable direct dans les directives. Un projet de directive gaz a été publié en décembre dernier. Il est en préparation et définit la notion de client actif, ce qui devrait faciliter les achats entre un producteur et un consommateur final. La FNCCR entend déposer rapidement un amendement pour anticiper cette directive et intégrer la possibilité d'acheter directement du gaz au producteur au code de l'énergie. Nous l'avons fait par exemple pour l'autoconsommation de l'électricité. Puisque le droit français était allé plus vite que le droit de l'UE en électricité, pourquoi ne pas devancer également l'UE sur le gaz.

**Guillaume DEZOBRY**

*Merci beaucoup Cécile FONTAINE.*

**JE PASSE LA PAROLE À DOMINIQUE JAMME, DIRECTEUR GÉNÉRAL DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, POUR QU'IL NOUS LIVRE SES RÉACTIONS SUR CE SUJET QUI, BIEN SÛR, INTÉRESSE ÉGALEMENT LE RÉGULATEUR.**

**Dominique JAMME**



Merci beaucoup de me donner l'opportunité de m'exprimer ici.

La Présidente Emmanuelle WARGON a bien rappelé hier la complémentarité entre la régulation nationale des réseaux et la régulation locale et territoriale dont vous êtes responsables en tant que propriétaires des réseaux de distribution de gaz et d'électricité. Cette collaboration est essentielle. J'ajouterai que les évolutions des réseaux vont toujours vers plus de local, de développement des EnR, de

la flexibilité de plus en plus locale, de mobilité électrique. La sobriété énergétique se joue beaucoup sur le terrain. Les réseaux vont être beaucoup plus variés, y compris dans le gaz. Beaucoup de choses se jouent dans l'avenir à moyen et long terme et également du fait de la crise énergétique, au niveau de ces réseaux de distribution.

Avant de parler du PPA, je vous propose un point de contexte général des prix de gros en France et en Europe qui sont si élevés qu'ils paraissent fous. À la base, nous subissons une crise d'approvisionnement et non de spéculation ou financière. Cette première crise impacte l'énergie puisque le gaz n'est plus disponible en quantité suffisante en Europe pour permettre de passer l'hiver, à consommation équivalente aux années antérieures, et ce, quel que soit son prix. La Russie, qui est notre principal fournisseur externe, fournit désormais un petit filet de gaz par rapport à la fourniture antérieure. De ce fait, les prix du marché reflètent la rareté de la ressource, si bien que la consommation diminue, y compris de la part des industriels qui réduisent leur consommation ou ferment leurs usines. D'ailleurs, tant en France qu'en Europe, nous pensons possible de passer l'hiver sans coupure de gaz, sans délestage et autres mesures plus sévères. Mais cela s'opère au prix de la croissance économique de notre pays, et de toute l'Europe. Comme l'a rappelé le Président Emmanuel MACRON, c'est le prix à payer pour notre liberté.

**Concernant l'électricité, le plus incroyable est cette seconde crise tout aussi inimaginable sur notre production nucléaire.** La France produit de l'énergie nucléaire depuis 40 ans et jamais au cours de ces 40 ans, elle n'a produit si peu d'électricité (280 kWh). Les deux crises sont simultanées. Comme l'expliquait ce matin Jean-Bernard LEVY, Président d'EDF, si EDF remet en service comme le prévoit le plan, cet hiver se passera comme le précédent, à moins que l'hiver 2022-2023 ne soit incroyablement froid. Le problème, ce sont les retards connus dans le passé et de nombreux acteurs craignent qu'il y en ait encore et que nous n'ayons pas la production nucléaire adéquate pour passer cet hiver. D'ailleurs, les prix très élevés reflètent ces craintes. La prévision pour 2023 fait état de prix français équivalents aux prix européens au printemps et en été, mais une très forte hausse des prix en France au premier trimestre. Parce qu'il y a des craintes sur l'équilibre. Par ailleurs, il est essentiel de prendre conscience du fait que les prix seront élevés notamment entre 8h et 12h, puis entre 18h et 20h, deux créneaux de très forte consommation durant lesquels la production risque de ne pas suffire. Les prix peuvent varier du simple au quadruple en fonction de l'heure de la journée. De ce fait, tout le monde est incité à introduire davantage de flexibilité dans le signal-prix, pour passer les pics d'énergie sans délestage, solution de dernière urgence. Le signal-prix a tout de même son utilité.

Le marché européen n'était pas fait pour ces crises et cela crée d'énormes problèmes. Il faut toutefois différencier le gaz de l'électricité.

Le gaz est donc acheté à l'extérieur. L'essor du biométhane est très positif, la production atteint 2 % cette année contre 1 % en 2021 et nous visons 3 % en 2023. C'est bien, mais cela veut dire que 97 % de notre consommation est achetée à l'extérieur. Le gouvernement peut déployer des boucliers pour aider les consommateurs. Maison protège soit le budget du consommateur, soit celui de l'État.

Comme l'a dit le Président LEVY, l'électricité est une énergie produite en France et elle est fortement décarbonée. Malheureusement, la crise contraint cette année à importer beaucoup, environ 10 % de nos consommations. La France produit 20 % de gaz et en importe 80 %, produits sur un territoire décarboné. Dès lors que ces tarifs élevés pèsent dans l'économie française, il paraît légitime que le gouvernement intervienne pour redistribuer en mettant en place un bouclier tarifaire pour les particuliers et d'autres mesures portées par le gouvernement et non par le régulateur pour les collectivités et les entreprises qui connaîtraient des difficultés. Il est d'ailleurs important de maintenir la différence entre le gaz et l'électricité, ce n'est pas à fonds perdu. Actuellement, le marché adresse de bons signaux-prix, mais les prix sont tellement stratosphériques que pour les fournisseurs notamment et pour les consommateurs, c'est extrêmement compliqué de se positionner. C'est la raison pour laquelle le régulateur demande aux pouvoirs publics de donner le plus de visibilité possible sur 2023. En France, le prix du gaz est nettement plus bas qu'ailleurs en Europe, à l'exception de la péninsule ibérique. Les cuves françaises sont pleines, la France est donc plutôt mieux lotie que ses voisins européens.

Mais ça n'est pas le cas de l'électricité, le prix de gros pratiqué en France étant le plus élevé d'Europe. En revanche, les consommateurs, les collectivités, les entreprises et les particuliers bénéficient de l'ARENH qui permet pour la moitié de la facture d'échapper à ce prix de gros. En France, les consommateurs sont protégés par l'ARENH. Aussi, comparativement aux autres pays d'Europe qui subissent la même crise, je peux dire que la France est plutôt mieux servie.

**Pour autant, ne nous mentons pas : les prix augmenteront encore en 2023.** Alors que le prix du kWh s'établissait à 250 € en décembre 2021 pour 2022, il atteint désormais 500 € pour 2023. La crise nucléaire qui n'était pas avérée en décembre 2021 l'est désormais. La crise du gaz s'aggrave avec la guerre et les

approvisionnements en gaz russe ont été stoppés. Quoi que l'on fasse, les prix seront plus élevés. L'important est donc d'apporter de la visibilité à tout le monde et, pour le gouvernement, d'aider là où c'est nécessaire.

**Les PPA représentent un moyen d'échapper aux prix de gros, si bien que tout le monde veut se lancer en même temps. Ceux qui ont eu le courage, le flair, l'intuition de se lancer il y a un, deux, ou trois ans en sont contents aujourd'hui. C'est le moyen d'échapper aux fluctuations des prix de gros et à la crise, de verdier son image pour l'entreprise, d'acheter local, etc.** La loi qui arrive abordera le sujet du foncier. En effet, la libéralisation des énergies renouvelables impose d'y consacrer une partie du foncier, comme c'est le cas en Allemagne. La loi prévoit donc de consacrer une partie du territoire aux énergies renouvelables. Bien que la France ne soit pas prête à cette transition, c'est la seule manière de permettre aux PPA de se développer réellement.

La crise que nous subissons pourrait être durable. La solution pour en sortir repose sur le nucléaire et le développement des EnR. Or, une bonne partie de l'échiquier politique est soit antinucléaire soit antiEnR. Pourtant, c'est factuel : il faut les deux pour sortir de la crise. À court terme, la sortie de crise repose uniquement sur les EnR et la sobriété énergétique. À long terme, elle repose sur le nucléaire et l'électrification. La consommation de l'électricité va augmenter fortement ces prochaines années et cela ne peut fonctionner qu'avec le nucléaire ou qu'avec les EnR. Nous espérons vraiment que le passage au Parlement de la loi EnR n'édulcorera pas trop le texte. Le développement des EnR est essentiel pour conclure suffisamment de PPA et répondre aux besoins des entreprises et des collectivités territoriales.

**L'autre point important que nous espérons voir inscrit dans la loi porte sur le suivi des PPA.** Pour l'instant, nous n'avons pas les moyens d'assurer ce suivi. Or, s'ils doivent se développer, il faut qu'ils soient comptés, que les perspectives soient dénombrées, que les PPA signés soient recensés, de sorte à ajuster les appels d'offres publics en conséquence. Le développement des EnR implique une recrudescence des offres publiques, cela restera le cœur des PPA. Les objectifs étant fixés, si une partie peut être atteinte grâce aux PPA sans soutien public, il faut les suivre.



La troisième mesure importante portant sur la commande publique consiste à prendre en compte le fait qu'en dépit des critiques, le PPA est l'illustration du marché actuel de l'électricité et du gaz européen et français : la liberté contractuelle. Un PPA, c'est la possibilité pour un consommateur de contractualiser librement avec un producteur quel qu'il soit, aux conditions qu'il souhaite. Les principes fondamentaux de base de ce marché sont :

- La liberté de choix pour le consommateur ;
- La liberté d'établissement pour le producteur et pour le fournisseur dans l'Union européenne.

**Il est triste de se rendre compte que c'est si compliqué pour la commande publique. Je félicite la FNCCR pour ce travail, car il n'y a vraiment aucune raison que les collectivités ne puissent pas en bénéficier.** Tant mieux si des pionniers prennent quelques risques juridiques et surtout il faut que la loi clarifie le principe. C'est d'ailleurs un principe de bon sens : il faut impérativement que la loi qui arrive bientôt devant le Parlement règle ce sujet-là.

Je m'arrête un instant sur un point entendu qui me perturbe un peu : les sorties d'obligations d'achats de certains producteurs (pas particulièrement Engie). Pour la CRE, cela ne pose pas de problème dès lors que cela intervient en tout début de contrat. Pour autant, cela pose une difficulté pour des acteurs qui sont restés sous contrat d'achat pendant dix, douze ou treize ans, avec un soutien public. Les prix de gros étaient beaucoup plus bas à l'époque, le marché fonctionnait très bien ces quinze dernières années. Ils bénéficiaient donc d'un soutien public, car les prix des EnR étaient trop chers. Lorsque ces collectivités voient les prix de gros extrêmement développés, elles prennent la décision de sortir du contrat pour contractualiser avec le marché de gros. Certains contrats un peu anciens n'étaient pas rédigés de façon à empêcher cela. Ce point a été signalé aux pouvoirs publics. Il faut prendre des mesures, la principale étant de taxer très fortement. Ces sorties d'obligation d'achat opportunistes représentent un problème parce qu'il y a du recyclage dans l'économie nationale sur les prix élevés de l'électricité, notamment le fait que les énergies renouvelables deviennent un financeur très important du budget de l'État. Mais encore faut-il que les contrats restent dans ce budget. Si la moitié des gisements sont vendus par les producteurs, le budget de l'État s'en ressentira. Les édiles auront donc des difficultés à financer leur bouclier tarifaire.

Le coût brut est extrêmement cher et est dégagé sur les recettes. Les particuliers, qui sont de tout petits consommateurs, ne vont jamais sur le marché. La bonne solution serait soit de revenir sur les contrats a posteriori, soit de taxer les producteurs en urgence, comme l'UE en offre la possibilité dans les mesures discutées au Conseil.

### Guillaume DEZOBRY

*Merci beaucoup pour cette mise en perspective de ces contrats.*

**JE PASSE LA PAROLE À XAVIER NICOLAS, LE PRÉSIDENT D'ÉNERGIE EURE-ET-LOIR POUR CONCLURE CE PREMIER TOUR DE TABLE, AVANT D'ÉCOUTER QUELQUES QUESTIONS DU PUBLIC.**

### Xavier NICOLAS

Beaucoup de sujets ont été évoqués. J'aimerais rappeler quelques éléments de contexte et les conséquences pour les collectivités que nous représentons. Les prix du gaz et de l'électricité explosent. Bien sûr, les communes ayant des budgets inférieurs à 2 millions d'euros bénéficient de boucliers tarifaires, mais celles qui disposent du maximum d'équipements culturels et sportifs ne sont pas protégées et vont devoir prendre des mesures de restriction.

**Les intervenants précédents ont évoqué la problématique du passage à l'hiver, mais soyons réalistes : le problème ne s'arrêtera pas au printemps. Nous subirons cette problématique de coûts énergétiques élevés plusieurs années.** Comme cela a été rappelé par Jean-Bernard LEVY, le bouclier tarifaire mis en place par les États représente 500 milliards d'euros à l'échelle de l'Europe, somme à laquelle il faut ajouter 175 milliards d'euros pour le Royaume-Uni. Les montants en jeu sont colossaux, il s'agit de fonds publics. Or, l'argent public n'existe pas, il est le fruit de l'impôt. Monsieur le Directeur général a rappelé qu'il fallait effectivement accroître la production d'électricité et vous avez dit à juste titre qu'il fallait en même temps développer les EnR et le nucléaire.





Une ébauche de trajectoire des nouvelles centrales nucléaires nous a été présentée ce matin même.

**Les collectivités et les syndicats d'énergie ont créé des SEM, qui rencontrent des difficultés pour créer ces projets de production d'énergie renouvelable.** Il faut des années d'étude avant de répondre aux appels d'offres : des études environnementales, des enquêtes publiques, des recours au Tribunal administratif, etc. Par ailleurs, deux appels d'offres sont lancés par an, il ne faut donc pas rater l'occasion, au risque d'attendre plusieurs mois. Réaliser un projet est extrêmement long. Par ailleurs, il apparaît que, dans les derniers appels d'offres, vous n'avez pas retenu les 20 % les plus chers, si mes informations sont justes, de l'ordre de 70 mégawatts. Au regard des prix du marché, il m'intéresse de savoir pourquoi aujourd'hui vos services ne retiennent pas ces offres. Parmi les fournisseurs d'énergie, il y a des entreprises très peu sérieuses auxquelles des marchés très importants ont été accordés et c'est fort regrettable, cela nous interpelle très largement.

À propos du foncier auquel Frédéric DEVIEILHE faisait référence, il est vrai qu'il en faut pour réaliser de l'éolien. Ces projets sont systématiquement attaqués devant les tribunaux administratifs, puis devant les Cours administratives d'appel et le Conseil d'État. Les édiles font face à des procédures extrêmement longues, de quatre à cinq ans. Pourtant, de moins en moins de terrains sont dégradés : ils ont pratiquement tous été utilisés ou ils sont en cours de projet. Et il est vrai que ces terrains se situent plutôt en zone rurale.

Toutefois, j'attire l'attention du Directeur général de la CRE : dans ce tissu rural, un grand nombre de postes sources sont saturés. C'est le cas par exemple à Orgères-en-Beauce dans le département d'Eure-et-Loir, alors que nous y avons des projets. Enedis indique qu'il faudra 5 à 10 ans pour pouvoir mettre ces postes à niveau. Ailleurs, ce sont les réseaux qui ne supporteront pas un usage dans lequel nous aurons, contrairement à l'ancien schéma, une production atomisée de l'électricité à l'échelle nationale, puisque les investissements avaient tendance à être concentrés dans les zones urbaines au détriment des zones rurales où nous avons des taux de renouvellement sur 200 ans, voire 250 ans. Je ne suis pas certain que nos réseaux vivent si longtemps. Or, c'est là que les énergies renouvelables seront déployées à l'avenir. Les collectivités feront face à des problèmes d'investissements sérieux si nous voulons avoir une vraie politique et respecter la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Revenons sur la question essentielle de l'achat d'énergie par les collectivités. Cécile FONTAINE l'a parfaitement décrit, **nous ne comprenons pas que les collectivités ne puissent pas acheter l'électricité produite par leurs sociétés d'économie mixte.** Les collectivités sont autorisées à répondre aux appels d'offres, donc à revendre leur électricité 60 €/MWh dans le cas du dernier appel d'offres que vous nous avez accordé. Sur le marché nous achetons au prix que vous avez indiqué, avec parfois aucune marge. Or, selon le moment auquel nous validons l'achat, la différence se chiffre en plusieurs centaines d'euros. Les collectivités ont besoin d'une évolution législative et de votre soutien. Avant même qu'il soit question d'autoconsommation, nous voulons pouvoir vendre la production électrique de nos SEM à nos collectivités, de sorte à permettre à nos mairies, à nos intercommunalités, de décider que l'électricité produite par un parc photovoltaïque par exemple bénéficie directement aux équipements du territoire. Et cela vaut aussi pour les méthaniseurs : les collectivités souhaitent bénéficier d'un achat direct qui simplifierait les choses et permettrait de fournir le gaz à proximité. Au sujet des méthaniseurs, nous rencontrons différents obstacles :

1. un obstacle olfactif qui peut se gérer ;
2. un obstacle routier.

En Eure-et-Loir, la préfète nous a proposé de mettre en place un comité départemental des énergies renouvelables. Je suis également élu départemental, cela m'a permis de lui proposer de faire une cartographie des emplacements suggérés par les agriculteurs avec l'emplacement des réseaux GRDF et GRTgaz, sur notre réseau routier départemental de 7 500 km de routes. Cela permet d'identifier les implantations de ces méthaniseurs, de sorte qu'ils nuisent le moins possible aux populations locales, par rapport aux projets des agriculteurs. Cette proposition a été retenue et nous sommes en train d'y travailler en lien avec notre Directeur en charge des routes. Cela devrait nous permettre de réaliser ces projets de manière apaisée. Les projets de méthaniseurs se développent bien plus rapidement (environ trois ans) que les projets d'électricité verte.

Concernant une question d'ordre juridique. Nous avons lancé un marché avec plusieurs syndicats d'énergie. Je n'étais personnellement pas favorable à l'intégration de contrats en C5 dans l'appel d'offres. La majorité du groupement d'achat a décidé de les prendre, si bien que nous allons sortir des tarifs qui n'ont rien à voir avec le tarif régulé pour ces collectivités-là. Avez-vous des pistes juridiques à nous suggérer pour leur permettre d'adhérer par solidarité au groupement d'achat ? Aujourd'hui, elles se retrouvent avec des tarifs prohibitifs par rapport aux tarifs régulés.

## Dominique JAMME

Merci beaucoup pour ces informations concrètes du terrain, très utiles pour nous. « Appels d'offres CRE » nous les appelons comme cela, mais dans le cahier des charges, c'est le pouvoir public et la DGEC qui élaborent les conditions. Nous émettons des recommandations, mais *in fine*, ce sont les pouvoirs publics qui établissent les contrats. Des règles de compétitivité doivent être respectées. Le principe de base est le suivant : avec un appel d'offres de 500 MWh, si la demande est à 600, 700, 800, nous acceptons les 500 premiers. Nous appliquons une règle des mêmes pourcentages.

Ce pays est réellement confronté à un problème de disponibilité du foncier et de lenteur des procédures. Le cahier des charges fixe un prix plafond à 69,99 €. La règle prévoit que les plus mauvais sont éliminés, de façon à s'assurer que le prix est bien inférieur au plafond et non supérieur. Le cahier des charges est ainsi rédigé et la CRE ne peut rien réinventer. C'est le fonctionnement des appels d'offres qui entraîne cette clause-là que nous essayons d'adapter de la façon la plus efficace possible.

Au sujet des postes sources saturés, la CRE essaye d'agir pour plus de transparence. Enedis en est parfaitement conscient. Il faut essayer d'avoir des cartographies du territoire national pour savoir où il y a de la place et où il n'y en a pas. Il faut aussi considérer les raccordements intelligents. Il y a eu des expérimentations, le débat s'avère un peu compliqué et ésotérique. Il est possible de se raccorder en deux ans mais en acceptant de subir un écrêtement pendant les trois ou quatre premières années (la durée des travaux), lorsque la production est au maximum et que le réseau ne suit pas. Pendant ce temps-là, Enedis réalise les travaux, de sorte à garantir 100 % de disponibilité une fois les travaux achevés. Ce sujet a été tabou pendant des années car cela implique d'écarter de la production renouvelable. Pour autant, nous parvenons à mettre ce dispositif en application, il devrait donc se généraliser. Les délais de raccordement sont aussi un problème. Quand ce n'est pas Enedis c'est RTE. Les réseaux sont saturés et cela prend du temps. Le raccordement intelligent est une solution qui doit se développer et se généraliser. Elle existe, mais pour le moment elle reste locale.

Au sujet de l'électricité produite par vos SEM, la seule question qui se pose est celle de la commande publique.

## Cécile FONTAINE

Dans le cadre de l'amendement de la FNCCR, nous essayons de pousser l'intégration d'un critère local. Quand vous passez un marché public, vous n'avez en

principe pas le droit d'imposer une origine de localisation déterminée à vos candidats. Vous êtes obligés de retenir tout le monde, y compris des producteurs qui se trouveraient en Espagne. Nous avons bien noté l'idée du PPA, du circuit court, de développer des EnR locales, surtout lorsque nous sommes acheteurs publics. Mais nous ne pouvons pas faire table rase du droit de la commande publique et permettre aux acheteurs d'acheter de gré à gré, sans mise en concurrence. D'ailleurs, il ne faut pas confondre de « gré à gré » et « direct ». On achète directement à un producteur, mais on le met en concurrence avant.

Nous ne sommes pas allés jusqu'à pousser un amendement disposant qu'on peut acheter à sa SEM sans la mettre en concurrence. En revanche, nous avons prévu dans l'amendement la possibilité de définir un critère local sans se faire retoquer au niveau du contrôle de la légalité. Compte tenu de l'objet du marché, c'est quand même un circuit court, il est normal de demander à ce que l'actif qui va nous approvisionner soit situé à la maille départementale ou régionale. Nous avons beaucoup parlé avec Engie du sujet de la « bonne maille ». Il est très important que ce soit écrit dans la loi : ce ne sera pas une obligation systématique, mais il faut que les acheteurs publics soient sécurisés lorsqu'ils le font. Nous ne doutons pas que les SEM remettront la meilleure offre.



## De la salle

C'est un problème que nous rencontrons dans le cadre des cantines scolaires, pour l'approvisionnement de denrées en circuit court. Nous le faisons au niveau des départements, des régions et des écoles qui décident de fabriquer elles-mêmes leurs repas au lieu de les acheter chez des prestataires. Nous parvenons quand même parfois à trouver des moyens.

C'est à vous, juristes, de nous aider à faire des propositions à l'État pour qu'il y ait moyen de rédiger dans le code de la commande publique des textes qui permettent de faciliter ce genre de procédure.

### **Cécile FONTAINE**

Au sujet de la concurrence, l'amendement prévoit la dispense de mise en concurrence dans le cas de l'autoconsommation collective. Aussi bizarre que cela puisse paraître, un préfet a retoqué un marché sur ce point. Ainsi, une collectivité qui participait à une opération d'autoconsommation collective, donc dans un rayon limité, et a acheté directement l'électricité au producteur (c'est l'objet même de l'opération), s'est faite retoquer par le préfet ! Cela démontre le problème d'acculturation sur ces montages. S'il pouvait être écrit dans la loi que quand on participe à une opération d'autoconsommation collective, bien évidemment nous ne sommes pas obligés de choisir un opérateur en dehors de cette opération, ce serait une avancée.

### **Dominique JAMME**

Je partage le principe.

Un dernier point sur le cas du retour au TRV. Je ne connais qu'une règle, mais deux normes vont s'affronter et il faudra des juristes bien plus pointus que moi pour trancher. Un consommateur particulier, mais aussi la TPE qui respecte le seuil de dix personnes et de 2 millions de chiffre d'affaires ou de budget, peut revenir au TRV quand il ou elle veut, sans délai, sans coût. C'est le principe qui s'applique.

### **Cécile FONTAINE**

Il n'y a pas que le marché, il y a aussi la convention constitutive de groupement qui très souvent comporte une clause qui dit que nous ne pouvons pas sortir du groupement en cours de marché. Il y a aussi une forme de solidarité avec les autres acheteurs qui ne peuvent pas partir à tout moment du groupement, là je donne mon regard de juriste.

Dire qu'on peut s'en aller comme ça signifie que les autres membres du groupement se retrouvent dans l'embarras. Le marché public comporte des clauses sur lesquelles on peut revenir mais ça ne remet pas en cause les accords qui ont été conclus. En marché public, on ne peut pas résilier sans indemniser son titulaire et en convention constitutive de groupement, on ne peut pas sortir en plein milieu d'un marché en cours d'exécution.

### **Frédéric DEVIELHE**

Nous parlions tout à l'heure des clauses qui aujourd'hui peuvent coûter très cher aux fournisseurs. Cette année, au sujet de la clause de flexibilité sur les marchés : nous n'avons jamais atteint la borne haute de flexibilité en si peu de temps. Je vous passe les sujets comme celui de Vert Marine, et autres sujets variés auxquels nous faisons face en ce moment. Nous n'avons jamais d'arbitrage avec des P1 qui tout à coup se retrouvent dans les marchés parce que les prix des marchés étaient plus bas. Si demain les prix du marché tombent, un phénomène inverse se produira. Quand je parlais d'essayer de retrouver des clauses équilibrées entre les fournisseurs et les clients, il faut imposer des règles du jeu qui soient connues, respectées, équilibrées. Sur cette question des tarifs réglementés, je vais parler uniquement pour ma paroisse : nous sommes en discussion avec un certain nombre de syndicats. Aujourd'hui, chaque marché comprend des clauses qui cadrent les sorties de site, les changements d'énergie, la destruction du site, etc. Après, on peut imaginer discuter de dérogations au cas par cas, avec l'incidence financière pour le fournisseur. Ce sont des situations qui ne sont pas simples et ces discussions doivent avoir lieu avant la commande ARENH, sinon ça devient encore plus compliqué pour le fournisseur.

En toute transparence, quand il y a des retraits de sites du périmètre du marché qui vont générer une revente des volumes sur les marchés, dans certains cas, Engie gagne de l'argent et dans d'autres, Engie en perd. Il s'agit vraiment de cas par cas par rapport à la situation et à l'impact financier que vont générer ces sorties. Il ne faut pas s'arrêter à ce qui est écrit dans le marché et ouvrir la discussion pour trouver une entente intelligente entre les deux parties. Dans la majorité des situations, l'impact ne doit pas être dans le mauvais sens pour le fournisseur, donc ça se discute.

### **De la salle**

Frédéric DEVIELHE, comment voyez-vous la fin du tarif réglementé du gaz au mois de juillet 2023 ?

### **Frédéric DEVIELHE**

Je pense que cela va ajouter une couche de complexité. Je rebondis sur ce que vous m'avez dit tout à l'heure à propos de la question des PPA, des biométhanés, l'équivalent des PPA pour le gaz. Autant j'invite mes clients à se lancer dans les PPA électricité parce que le prix est très loin du prix de marché, autant je pense que ce sera plus compliqué sur le gaz.

Se lancer sur un PPA en électricité relève du bon sens. L'ADEME a réalisé un important travail de recensement du foncier que je vous invite à consulter. Il permet de remettre le foncier, notamment au niveau de l'armée qui en a beaucoup, dans les territoires. Cela pourrait aider à réaliser ce genre de projet. Concernant les PPA, s'engager sur un tarif à 100 € sur 20 ans vaut la peine, même si aujourd'hui le marché est à 180 ou 200 euros. Engie est l'un des plus gros acteurs sur le biométhane et nous serions ravis de réaliser ce genre de choses. Mais je ne suis pas certain que la décision soit aussi évidente qu'en électricité.

### De la salle

Un mot sur les TRV gaz. La loi est ce qu'elle est. Le Parlement peut changer une loi qu'il a votée lui-même il y a quelques années. Le bouclier tarifaire du gouvernement fonctionne avec les TRV gaz, mais cela concerne moins de 30 % des clients. Il fonctionne avec 70 % de marché aussi et est même appliqué aux copropriétés pour le chauffage. Nous pensons que cela peut fonctionner tant qu'il y a une référence de prix qui devrait être fixée par le régulateur, un peu comme les TRV aujourd'hui pour un éventuel bouclier. Le gouvernement décidera si c'est + 15 % ou si ça augmente encore, etc. Ce sera au parlement de décider.

### Guillaume DEZOBRY

*Nous pourrions peut-être ouvrir quelques questions à la salle ?*

### De la salle

Je vais vous parler de ce que je connais le mieux : les réseaux de chaleur. Le bureau d'études NRGYS rencontre deux problématiques :

1. La stabilité ;
2. Trouver une solution pour être 100 % EnR de sorte à répondre aux souhaits de certains industriels qui veulent l'être.

Les PPA biogaz pourraient-ils être une solution à ces deux problématiques ? Et dans ce cas, comment faire ?

### Frédéric DEVIEILHE

Cela peut, mais je vous avoue que je ne connais pas les logiques économiques d'un réseau de chaleur (ce n'est pas mon domaine). Si économiquement vous vous en sortez avec un prix autour de 100 euros sur le biogaz, c'est possible. Mais je pense que la logique économique

est plus difficile à tenir vu les niveaux de prix qu'on aurait sur un engagement à long terme avec de la production de biométhane. Faites vos calculs. Nous avons déjà des discussions avec des clients sur ce genre de montage. Vous voudriez utiliser les tarifs d'achat avec un soutien de l'État ? Je ne peux vous répondre, encore une fois, c'est le gouvernement qui fixe les règles et nous, nous donnons nos avis sur les textes, mais nous ne sommes pas les concepteurs du dispositif.

### Jean-Pierre LARDEAU

Vice-Président du Syndicat Énergie Vienne

J'ai une question pour Dominique JAMME. Ai-je bien entendu et compris ? Quel sera le rôle de la CRE pour les contrats d'achat direct, si elle a un rôle ?

### Dominique JAMME

De mon point de vue, aucun. En revanche, ce qu'on a demandé c'est qu'il y ait un suivi statistique. Si la CRE doit le faire, on le fera.

### Jean-Pierre LARDEAU

Vice-Président du Syndicat Énergie Vienne

C'est bien ce que j'avais compris, merci.

### Thierry GERVAIS

Directeur général de la SICAP

Je suis Thierry GERVAIS, Directeur d'une ELD, un énergéticien intégré, une entreprise locale d'énergie. Nous préférons cette appellation, car ELD ne couvre pas que la distribution. Nous distribuons, nous commercialisons et nous produisons également de l'énergie. En ce moment, avec les différents mouvements tarifaires, en ce qui concerne les pertes réseau que nous devons approvisionner, nous sommes en train de dégrader nos résultats d'une manière gravissime. En 2022, nous avons + 5 millions d'euros de résultats nets, les comptes sont totalement ouverts et on s'apprête à faire en 2023 - 5 millions d'euros de résultats nets. Nous n'avons aucun levier sur les métiers régulés. Sur les métiers dérégulés, typiquement la production renouvelable que nous avons finalisée, nous pensons à faire des sorties d'obligations d'achat en avance de phase. C'est une question de survie. Si nous les faisons, c'est aussi dans l'esprit d'activer la transition énergétique, de vendre localement. Nous avons beaucoup moins intérêt à faire de la vente à des clients en local que de vendre l'ensemble au marché.



Nous sommes tout à fait prêts à « renoncer » à quelques points de marge en vendant au marché. Mais nous ne devons pas être taxés pour cela. On s'inscrit dans la transition énergétique, nous essayons de maintenir notre modèle pour exercer notre mission de service public. On entend parler de taxation à propos du seul levier qui nous reste, le seul levier dérégulé. Cela me dépasse intellectuellement, à titre purement personnel, en dehors de ma fonction de Directeur d'entreprise.

### **Dominique JAMME**

Je comprends très bien. Il s'agit de milliards d'euros à l'échelle du budget de l'État. Il n'y a pas seulement des ELD qui redistribueront localement mais une immense majorité d'acteurs privés. Une vraie question se pose au sujet du budget de l'État, de son équilibre, de sa capacité à mobiliser le bouclier tarifaire qui a un coût énorme, donc exige des recettes en face. La CRE a signalé le point en juillet en recommandant effectivement de taxer de façon opportune et intelligente : avec discernement. Pour être franc, la CRE a écrit deux lignes dans une délibération sur la CSPE que vous pourrez trouver facilement. C'est au parlement et non à la CRE de voter la loi de finances de 2023. Je le signalais, car cela avait été évoqué, mais ce n'est vraiment pas le rôle de la CRE de s'occuper de cela.

On tient les comptes des charges du service public et on prévoit pour 2022 et 2023 de très bonnes années où les EnR vont financer les budgets de l'État et le bouclier. C'est dommage si le tiers ou la moitié s'échappent en cours de route.

Dernier point sur les pertes réseau : elles sont très largement approvisionnées grâce à l'ARENH. Vous avez dû voir que nous avons publié hier une bonne nouvelle pour les opérateurs de réseau : le coût de fin de bouclage ne bougera pas pour 2023. Il y a beaucoup d'ARENH et pour un parc résiduel, oui cela va coûter plus cher. La mécanique du TURPE est très longue, ça coûtera aussi plus cher à Enedis et donc à coup de 2 % cela va se retrouver dans vos comptes et dans le TURPE. Rien ne se perd, rien ne se crée. L'effet transitoire de trésorerie peut être désagréable pour les petits opérateurs comme pour Enedis qui a une plus grande surface.

### **Pascal CERVANTES**

Directeur général d'ENERG'ISÈRE

Une question pour la CRE concernant l'avis demandé par le gouvernement sur l'article 38, la loi de finance rectificative 2022 qui précise que, rétroactivement, tout ce

qui dépasse le tarif des références des appels d'offres va devoir être facturé sous forme d'avoirs. On parle de taxe et de superprofits, moi je parle plutôt d'impôts à la source, des impôts de production puisqu'on vient capter le chiffre d'affaires. Quelle serait la recommandation de la CRE sur le prix seuil qui est fixé ? Cet article prévoit que soit fixé un seuil au-delà duquel tous les prix supérieurs obtenus seraient à reverser.

Concernant les PPA, ils sont intéressants, mais représentent un problème au niveau de la sécurité financière. Très peu de banques vont suivre sur les PPA car cela dépend de la sécurité à long terme de l'acheteur. Pour cela, il y a un mécanisme de fonds de garantie de l'État sur un modèle PGE classique qui est actuellement à l'étude. Il ne pourra s'enclencher qu'à partir de 30 GW/h, ce qui correspond à des montants bien supérieurs à ce que font des SEM comme la mienne. Quelle est la possibilité, avez-vous des informations sur la levée du seuil de ces 30 GWh pour démocratiser l'accès à ce fonds de garantie PPA qui pourrait vraiment enclencher une vague de PPA majeure. Ce que j'appelle le « désamour » sur les appels d'offres que vous faites deux fois par an vient aussi du fait que les conditions sont de plus en plus difficiles pour rendre cet argent. Par ailleurs, le marché est de plus en plus attractif et les PPA deviennent aussi une alternative très crédible aux appels d'offres. Ce n'est pas forcément un déficit foncier qui explique la sous-souscription aux appels d'offres.

### **Dominique JAMME**

Sur le dernier point, cela suppose - j'en serais ravi, si c'est le cas - que les objectifs de la PPE soient atteints. On ne voit pas non plus une flambée des PPA. Sachant que, comme je l'ai dit, il n'y a pas de tableau de bord. On pilote à l'aveugle et, malheureusement, les pouvoirs publics aussi. L'avis sur le seuil, je ne sais pas si c'est prévu, la CRE regardera ce point. C'est un risque à prendre quand on quitte un contrat signé avec l'État. Quand il ne reste que deux ou trois ans, cela ne représente pas beaucoup de risque, c'est une opportunité.

Honnêtement, il y a beaucoup de pays européens où les PPA se sont développés rapidement à grande échelle sans fonds de garantie, sauf un ou deux pays. Si en France nous en avons besoin et si l'État souhaite le faire : allons-y. Je n'ai pas d'information particulière sur le seuil.

### **Guillaume DEZOBRY**

*Merci à tous de votre présence et pour vos questions.*



SERVICES PUBLICS LOCAUX  
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,  
DE L'ENVIRONNEMENT ET  
DES E-COMMUNICATIONS

## 38<sup>e</sup> Congrès FNCCR

---

DU 27 AU 29 SEPTEMBRE 2022  
RENNES - BRETAGNE