

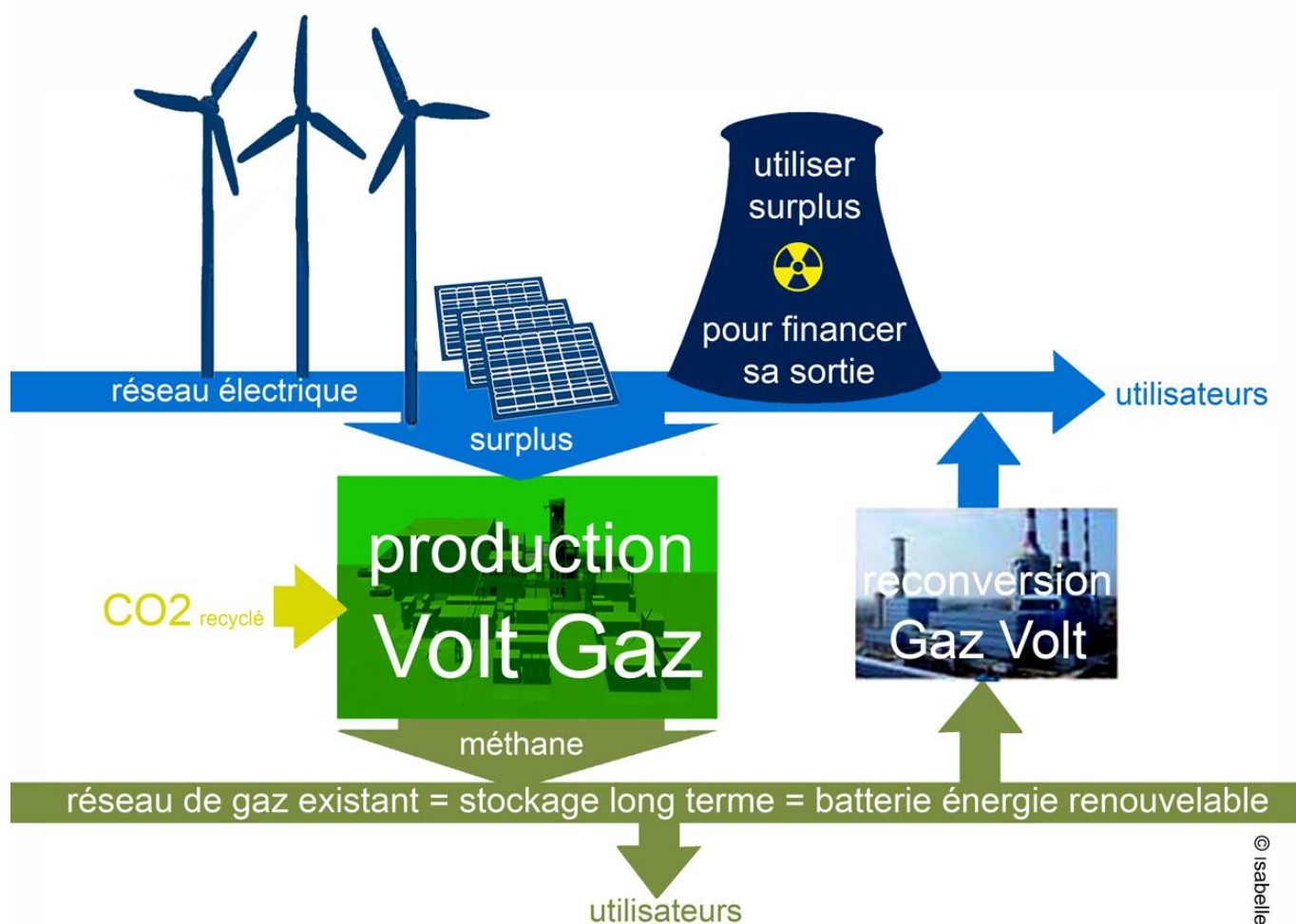
DOSSIER DE PRESSE

La solution pour la transition énergétique proposée par **Corinne Lepage** et **Robert I. Bell**

Projet **V**olt **G**az **V**olt

Les énergies renouvelables ne sont plus intermittentes

Le surplus d'électricité produit par l'éolien et le photovoltaïque, transformé en méthane, peut être **stocké à long terme dans le réseau de gaz existant**. Ce choix crédible permet la sortie progressive du nucléaire et du fossile pour un modèle énergétique sûr, puissant, indépendant. **Le projet VGV est basé exclusivement sur des technologies connues et en début d'industrialisation, et il repose sur un plan de financement à long terme**. Avec le projet VGV industriels et gouvernements ont les solutions pour agir et réussir la transition énergétique.



© isabelle PLAT

CONTACT :

François Damerval : francois.damerval@europarl.europa.eu 06.63.88.58.44

Robert I Bell : robertivanbell@gmail.com 1 646 522 6469

SOMMAIRE

3 Introduction

4 L'exemple allemand

4 La faisabilité en France

5 Les avantages de la solution

6 Les entreprises françaises dans le circuit

7 Les entreprises allemandes partenaires

8 Les coûts du projet

9 Le vrai coût du nucléaire

10 Une approche révolutionnaire

11 Le financement du projet VGV

Introduction

Quelles solutions pour la France ?

Ceci est une contribution au débat sur la transition énergétique par le biais du Mix énergétique. Cette contribution sur le mix doit être corollaire à une recherche de plus de sobriété en matière de consommation et de production.

La solution allemande a le mérite d'exister et d'être opérationnelle, mais, la recherche française n'est pas absente.

Tout d'abord, l'utilisation directe de l'hydrogène (il est produit 65 milliards de Nm³ d'hydrogène par an en Europe) reste une solution possible pour produire de l'énergie décentralisée. La solution d'injecter directement de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel à hauteur de 6% à 20% est une voie très intéressante. L'hydrogène peut donc être directement stocké et injecté dans le réseau de gaz pour le décarboner partiellement et augmenter les rendements

Des expériences (notamment le programme AMI GRHYD avec GDF-Suez, CEA...) sont en cours d'évaluation en France avec deux possibilités de valorisation :

- le réseau urbain de gaz naturel urbain
- les flottes captives de voitures pour les collectivités dans un premier temps et qui pourraient ensuite se généraliser (hythane).

La voie de la biomasse et des algues/CO₂ est aussi intéressante. Elle doit être développée car les rendements actuels sont encore trop faibles pour rendre ces solutions économiquement viables à court et moyen terme. Il est nécessaire de soutenir massivement la recherche dans ces domaines.

Projet Volt Gaz Volt (VGV) : La réponse crédible au nucléaire !

ENFIN l'électricité produite par l'éolien et le photovoltaïque, transformée en méthane, peut être stockée et réutilisée comme source d'énergie! Il s'agit de la première alternative crédible qui permettrait la sortie progressive du nucléaire et du fossile pour un modèle énergétique sûr, puissant et indépendant. C'est le projet Volt Gaz Volt (VGV).

La solution technique proposée par le présent document consiste à coupler la progression des énergies renouvelables avec une solution de stockage de l'électricité qui, transformée en méthane, peut être stockée dans le réseau de gaz existant. Elle sera ensuite réutilisée soit comme carburant dans le transport, soit dans des centrales de cogénération fournissant électricité et chauffage.

Aujourd'hui, le principal obstacle à un déploiement massif de ces deux grandes technologies d'énergie renouvelable (éolienne et photovoltaïque) est l'intermittence de leur énergie. Parfois ils produisent en excès, parfois pas assez. Stocker l'excédent est évidemment la clé de la transformation technologique.

Une solution inspirée de l'exemple allemand

Le problème de stockage à long terme de l'énergie a été résolu à un niveau de démonstration en Allemagne, à Stuttgart, par la société Solar Fuel. Une usine de démonstration a été installée d'une capacité de 250 KW. Audi construit la première usine à échelle industrielle (6,3 MW) dans une version qui devrait être effective en juin 2013.

Ce concept de stockage d'énergie en cours de développement en Allemagne est étonnamment simple: l'électricité produite est utilisée pour permettre l'électrolyse de l'eau et produire de l'hydrogène et de l'oxygène pur. L'oxygène peut être utilisé à d'autres fins ou simplement évacué dans l'air comme une émission totalement inoffensive. L'hydrogène pose des problèmes de stockage et d'usage au niveau domestique -contrairement au méthane dont les réseaux existent déjà-. La solution proposée consiste donc à le combiner avec du CO2 pour produire du méthane, d'une pureté supérieure à celle du gaz naturel. Le méthane est ensuite pompé et stocké dans le réseau de gaz naturel existant, et utilisé en tant que gaz naturel. Comme le CO2 est simplement recyclé, aucune tonne de CO2 supplémentaire n'est émise dans l'atmosphère. Il peut être utilisé pour tous les usages y compris dans celui des véhicules au gaz naturel, générer de l'électricité pour les véhicules électriques, à usage thermique, pour des bâtiments industriels ou chimiques fins.

S'il était produit en quantité suffisante, il pourrait remplacer totalement les utilisations actuelles de gaz naturel, et, en fin de compte, peut-être, la plupart des combustibles fossiles. Les termes utilisés pour ce produit sont en Allemagne le gaz naturel de substitution, ou e-gaz. Nous l'appelons VGV pour Volt Gaz Volt.

La faisabilité d'une application en France: la piste proposée

Notre proposition pour la France est tout simplement d'utiliser la solution développée en Allemagne, mais adaptée, mise au point, et massivement amplifiée pour la France. Il donnerait à la France une industrie d'avenir et exportatrice avec les emplois induits.

En stockant le méthane issu de la transformation du photovoltaïque et de l'Eolien dans le réseau de gaz naturel français existant, ce même réseau devient un "stockage gazeux" de l'énergie renouvelable. Avec ce procédé, on résout les problèmes d'intermittence des énergies renouvelables, le stockage d'énergie, les émissions de CO2, les questions d'indépendance d'énergie (qui incluent les coûts militaires et financiers), et les risques malheureusement trop bien connus de l'énergie nucléaire.

Ce système peut stocker de l'énergie pendant des mois, suffisamment longtemps pour traverser des périodes de chaleur ou de froid, de manque de vent ou de soleil, et peut être utilisé presque partout. Aucun autre système n'offre de telles possibilités. Le stockage de l'eau pompée est limité dans son application aux zones surélevées permettant un pompage à grande échelle. L'air comprimé dans des formations souterraines est limité généralement à deux jours. Le meilleur système à grande échelle pour une batterie, la batterie NGK isolant NAS, peut stocker un certain nombre de mégawatts, mais seulement pendant six heures. Toutefois, cette batterie fonctionne déjà et est disponible à la vente au coût de 3,5 millions à 4 millions \$ par MW.

Remarque : Le méthane, bien sûr, est un gaz à effet de serre puissant, peut-être 20 fois plus que le CO2. Cependant, la solution proposée permettrait de stocker le contenu dans les réseaux de gaz naturel existants, qui de toutes façon, même sans notre solution devront être renforcés pour éviter toute fuite éventuelle (les fuites pour les gaz de schiste peuvent aller jusqu'à 9%, selon certaines études). En toute hypothèse, la solution proposée rend inutile les nouveaux forages. Dès lors, cette solution anéantit l'hypothétique nécessité de recours aux gaz de schiste et résout un certain nombre de problèmes géopolitiques, en diminuant la dépendance énergétique.

Les avantages de cette solution

a) Régler la question de l'intermittence du renouvelable

Les scientifiques allemands ont réalisé une simulation de la demande d'énergie allemande prévue en 2050 par la prise en charge de l'énergie renouvelable à 100% (en grande partie par le vent) pour la même année. En l'absence de stockage de l'énergie, la simulation a montré que le surplus d'énergie produite par les éoliennes équivaut, plus ou moins, au déficit de la demande en moyenne sur un an. Cependant, sans stockage, il existe des différences énormes à chaque heure et chaque jour entre la demande et l'offre, ce qui pourrait provoquer des pannes d'électricité ainsi que la perte totale de l'énergie produite en excès les jours de surproduction. Ainsi, si l'énergie est stockée et utilisée en cas de besoin, soit à usage d'électricité, soit sous forme de gaz pour le chauffage, le transport, ou l'usage industriel, le problème de l'énergie pourrait être largement résolu.

La simulation a été discutée lors d'une présentation Audi, "Power-to-Gaz: le chaînon manquant dans les systèmes d'énergies renouvelables», à Vienne le 31 mai 2012 par le Dr Hermann Pengg. (<http://www.youtube.com/watch?v=hOn1FkwPjMA>).

Le réseau de gaz naturel allemand est à peu près le double de la taille du réseau français. : 220 TWh de gaz en Allemagne contre 110TWh en France. Le réseau de gaz allemand est suffisant pour alimenter l'ensemble du pays avec 2 mois d'électricité générée par du gaz. En 2010, la France a produit 539 TWh d'électricité selon la CIA Fact Book. Si la France devait réduire sa capacité de production nucléaire d'un tiers, en la remplaçant par de l'énergie renouvelable, principalement l'éolien, le réseau de gaz français actuel semble être suffisant pour couvrir quelque jours ou même des semaines d'intermittence qui pourraient en résulter. Si davantage d'espaces de stockage souterrain s'avéraient nécessaires, ils pourraient toujours être installés.

b) Une production de gaz décentralisable

Le concept consiste à mettre l'usine de fabrication du gaz à partir de l'électricité à proximité de la source d'énergie renouvelable et à proximité d'une installation de biogaz. Cela permet de minimiser les coûts de transport Une autre possibilité consiste à les installer dans une zone où la chaleur «perdue» peut être utilisée pour le chauffage urbain. Cela donne une autre source de revenus et augmente ainsi l'efficacité globale du processus. Une troisième possibilité est de les mettre le plus près possible des installations existantes de cogénération CHP qui sont, évidemment, déjà raccordées au réseau électrique. Cela réduit, peut-être même élimine, la nécessité de construire de nouveaux segments vraiment coûteux de réseau électrique.

c) Permettre l'utilisation du CO2

En Allemagne, le CO2 provient des usines de production de biogaz. Selon Solarfuel, ZSW et IWES, l'Allemagne en produit de grandes quantités. "Le processus VGV peut générer plus de 25 TWh de substitut de gaz naturel par an simplement en utilisant le CO2 contenu dans le biogaz brut à partir d'env. 6000 plantes produisant du biogaz, actuellement en exploitation en Allemagne. Si on voulait passer à 100% de production d'énergies renouvelables, les estimations se situent dans une fourchette de 20 à 40 TWh par an. "

Quel réseau d'usines installer pour stocker le surplus d'électricité à partir d'éoliennes et d'installations solaires pour remplacer une centrale nucléaire?

L'efficacité du processus de VGV devrait être croissante dans la mesure où il ne s'agit que d'une nouvelle application de la technologie existante. Il est donc impossible aujourd'hui de donner une "moyenne" comme réponse à la question. Mais, certaines précisions peuvent être apportées.

La France a une carte spécifique à jouer qui pourrait améliorer le retour sur investissement et l'accélération du développement des énergies renouvelables

Si la France veut sortir du combustible nucléaire et fossile, des investissements massifs dans les énergies renouvelables, éolienne et solaire, seront nécessaires indépendamment du fait que la France utilise la méthode VGV ou non. Avec VGV, est stockée une énergie qui serait autrement perdue et les infrastructures de production d'ENr pourraient être moins importantes même si les coûts restent élevés.

Greenpeace et d'autres ont évalué le coût du 100% énergie renouvelable. Nous n'entrerons pas dans ce débat des coûts si ce n'est pour préciser l'intérêt de VGV qui a chacune des étapes puisque aucune production d'ENr ne sera perdue. La technique VGV est fiable pour l'approvisionnement continu.

Les entreprises françaises déjà dans le circuit

Il faut souligner que deux grandes entreprises françaises, Alstom et Schneider Electric, et le groupe Belge Solvay Rhodia à travers leur société de capital-risque détenue conjointement Aster Capital, ont pris une participation de 4 M € dans SolarFuel, ce qui en fait le plus gros actionnaire après le fondateur. Ils ont annoncé leur participation, le 4 Octobre 2012 dans cette société créée avec 100% de fonds propres. Elle construit avec Audi l'usine de 6,3 MW, destinée à produire de l'e-fuel.

Les entreprises allemandes potentiellement partenaires de la France

Le projet est assez avancé en Allemagne, selon l'agence de développement économique de la république fédérale d'Allemagne (DNA). Une usine à gaz pilote de 25 kW de puissance fonctionne depuis 2009 sous la responsabilité conjointe du centre pour l'énergie solaire et de recherche sur l'hydrogène de Bade Wurtemberg (ZSW), en partenariat avec SolarFuel GmbH et l'Institut Fraunhofer pour l'énergie éolienne.

Le Centre pour l'énergie solaire et recherche sur l'hydrogène de Bade-Wurtemberg, une autre installation de démonstration, sous forme d'un centre de recherche d'une puissance de 250 kW d'énergie électrique a été ainsi achevée en décembre 2012. Cette installation de démonstration fournit un produit standard de gaz naturel qui est aujourd'hui certifié comme substitut de gaz naturel. Cette réalisation a du reste valu au consortium en 2010 le prix de l'innovation de l'industrie gazière allemande et de la protection du climat

Aujourd'hui, un organisme de coopération ZSW qui rassemble SolarFuel GmbH et IWES est responsable du développement du processus. IWES supervise le raccordement au réseau et Solar Fuel assume la responsabilité de la commercialisation.

Cependant, une autre organisation pourrait être envisageable. Pour l'inventeur du procédé, Michael Sterner, le procédé de fabrication du gaz à partir de l'électricité (VGV) est dans le domaine public et ainsi ce développement majeur dans les énergies renouvelables pourrait être assimilé à un logiciel open source.

De plus, la France pourrait s'inspirer du fonctionnement de l'agence allemande de l'énergie, elle-même acteur essentiel dans le développement de l'e-fuel. Cette agence est organisée comme une société privée, détenue à 50 % par le gouvernement fédéral et à 50% par une série de banques allemandes: la KfW Bankengruppe (26%), Allianz SE (8%), Deutsche Bank AG (8%), et DZ BANK AG (8%). DENA a mis en place une plate-forme consacrée au substitut du gaz pour que les partenaires industriels puissent échanger des informations et partagent leur expérience. GDF / Suez fait partie des partenaires, même si en l'état, sa participation semble se limiter à une simple discussion avec les participants de la Plateforme.

L'objectif de cette solution est que celle-ci soit testée dans des projets pilotes et de démonstration afin que soit mis en place un produit économiquement viable à l'échelle industrielle.

VGV pourrait être le nouvel Airbus européen !

Les coûts de la solution proposée sont ils acceptables ?

La première installation industrielle de petite envergure (6,3 MW) de transformation de l'électricité en gaz est actuellement en construction dans le nord de l'Allemagne par Audi, en collaboration avec SolarFuel et EWE (un utilisateur de biogaz). Les coûts actuels de production sont élevés -environ 25 centimes d'euro par kWh de gaz produit. L'objectif est de faire tomber le coût à environ 8 centimes d'euro par kWh en 2018.

Pour comprendre l'enjeu de cet objectif, il est nécessaire de le comparer avec le prix des importations de gaz russe, en tenant compte des coûts de transport, qui est aujourd'hui à environ 4 à 5 centimes d'euro par kWh (2 centimes d'euro sans le transport). Mais nul ne sait ce que sera ce prix en 2018. En outre, toute taxe carbone rendrait le gaz importé plus cher. A contrario, l'intégration du CO2 dans le cycle de production fera baisser le prix. Le coût d'investissement de la première usine serait compris entre 20 et 30 millions d'euros.

Economies supplémentaires possibles

Les coûts pourraient aussi être considérablement réduits par la sobriété et l'efficacité énergétique. Moins de consommation signifie moins d'infrastructures, et donc moins de coûts.

Nous considérons dans notre modèle que les efforts d'économie d'énergie permettront a minima d'annuler la progression de la consommation due en particulier à la croissance des NTIC. C'est une approche très prudente, voire pessimiste, car la France pourrait certainement faire mieux, compte tenu de son retard. Un ménage français consomme aujourd'hui 35% d'électricité de plus qu'un ménage allemand. Le gouvernement allemand a de surcroit un objectif de réduction de la consommation d'électricité de 10% en 2020 et de 25% d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 2008.

Les objectifs et les réalisations ne sont pas toujours identiques. Ainsi, les coûts baissent avec des panneaux photovoltaïques (PV) posés sur tous les toits dans le sud et reliés de façon bidirectionnelle interactive avec un réseau intelligent. Les coûts du PV, continuellement en baisse, sont actuellement à 100 € par MGWh. Mais, le réseau intelligent coûte très cher. Pour les Etats-Unis, l'Electric Power Research Institute a fait une évaluation, dans un rapport de 2011, intitulé «Estimation des coûts et avantages des *smart grids*." Pour construire à une échelle nationale *smart grid* aux Etats-Unis, les estimations étaient, au maximum, de 24 milliards de dollars par an pendant 20 ans. Néanmoins, avec un développement massif de Volt Gaz Volt et à un développement massif de l'éolien, le besoin immédiat de réseaux intelligents serait moindre.

Le vrai coût du nucléaire

Le coût de l'EPR est astronomique et ce dernier s'avère de surcroît potentiellement dangereux. Le prix du réacteur EPR est maintenant prévu à 8,5 milliards €. Il avait été initialement annoncé à 3,3 Mds €. S'y ajoutent d'importantes dépenses de fonctionnement, alors que les fermes éoliennes et les usines de Volt Gaz Volt n'ont presque pas de frais de fonctionnement. Flamanville produit des déchets radioactifs quand l'éolien et le solaire ont un cycle de vie pouvant être maîtrisé en matière de pollution. Les centrales nucléaires génèrent un risque inassurable alors que les énergies éoliennes et solaires ont un risque minimum couvert dans le cadre de contrat d'assurance. Les risques liés au gaz sont sérieux mais sont sans rapport avec à un événement de style Fukushima.

La question posée est donc celle du maintien de la construction de l'unique EPR prévu en France. Un seul réacteur destiné à durer 60 ans comporterait en effet des coûts en amont et en aval absolument insupportables, s'ils n'étaient pas partagés sur une série de réacteurs. En effet, ou bien il s'agit d'une tête de série et comme l'indiquait la Cour des Comptes, ce sont au moins neuf réacteurs qui devraient être construits ; ou bien il faut oublier ce projet conçu dans les années 90, extrêmement coûteux et dont la mise en service reste à ce jour hypothétique et aléatoire.

L'abandon pur et simple de ce projet va se justifier de manière croissante avant tout pour des raisons financières. En effet, le prix du mégawattheure nucléaire est révisé autour de 60 euros kWh pour les réacteurs une fois amortis et les importants travaux de mise en sécurité post-Fukushima achevés.

Quant au prix du kilowattheure sorti de Flamanville, il est compris entre 90 et 100 euros. Le prix actuel de production du kilowattheure éolien terrestre est de 70 € et ne cesse de baisser. Le prix du kilowattheure photovoltaïque est autour de 100 € et ne cesse de baisser.

Autrement dit, si on se place d'un point de vue financier et économique, les courbes du coût de production des énergies renouvelables croisent déjà celles du coût du nucléaire, ce coût n'intégrant de surcroît pas le coût véritable du démantèlement et surtout d'une assurance qui deviendra incontournable alors même que le président de l'ASN évalue de 6 à 700 milliards d'euros le coût d'un accident nucléaire majeur en France. Le rapport de l'IRSN envisage quant à lui un coût global allant jusqu'à 5800 milliards pour l'économie française.

Quel serait le prix du kWh d'électricité nucléaire si une prime d'assurance y était intégrée, comme c'est le cas pour toute autre entreprise, pour compenser le risque d'un événement de style Fukushima? Rappelons seulement que Tokyo a été sauvé d'une évacuation à la suite de Fukushima, parce que le vent soufflait, exceptionnellement, dans l'autre sens !

Une approche révolutionnaire : Utiliser le nucléaire pour subventionner la sortie du nucléaire

La France offre une particularité. Les installations nucléaires françaises ne peuvent utiliser la totalité de l'électricité qu'elles pourraient produire, faute de demande. Il suffirait que cette production potentielle devienne réelle et aille alimenter les centrales de Volt Gaz Volt qui pourraient tendre à fonctionner à près de 100% de leur capacité. Cela contribuerait à accélérer le retour sur investissement des coûts de développement de la transition dans le VGV.

Le nucléaire permettrait alors de subventionner la transition tout en permettant une réduction du nombre de centrales en fonctionnement. En effet, la montée en puissance des installations d'ENR dont la production excédentaire serait rachetée par les installations VGV permettrait la baisse corrélative de la production d'électricité nucléaire. Cela rendrait possible dans la durée une sortie à 100% de l'électricité d'origine nucléaire.

Dans l'intervalle, la solution proposée permet de tirer profit d'une énergie nucléaire qui serait autrement perdue. En stockant cette électricité, EDF pourrait garder un niveau de production d'électricité nucléaire déterminé en fonction de la contribution des énergies renouvelables et de la réduction de la consommation, mais pourrait fermer les installations nucléaires les plus anciennes et les plus dangereuses en maintenant le même niveau de production d'électricité grâce au procédé VGV.

Ce système contribuerait à payer le coût de développement de l'électricité produite à partir du réseau de gaz grâce à l'utilisation de 100% des capacités de production des ENR. Une fois les installations VGV en grande partie amorties, la source d'énergie serait éolienne et solaire, sans nucléaire.

Le financement du projet VGV : the « Green Redemption Fund » ou fonds de régénération intergénérationnel

Ce fonds, prévu sur une période de 30 ans, intégrerait également un plan de développement industriel. Son conseil d'administration, les instruments d'investissement privés qu'il aura créés, et les modifications fiscales nécessaires, idéalement, devraient être approuvés par référendum et ne pourraient être annulés que par un autre référendum et ce, dans l'objectif d'insuffler toute la confiance nécessaire dans ce dernier. Dans tous les cas, la création du fond devrait être une condition pour assurer la pérennité du projet.

Celui-ci assurerait le développement à une échelle industrielle du système VGV, la ré-industrialisation de la France avec un nouveau système d'énergie verte, la réduction de la capacité nucléaire de 75% à zéro dans la production d'électricité, la recherche & développement, le développement de sites de production décentralisée et d'autres sites à grosse capacité industrielle. L'engagement serait pris de bloquer les sommes sur 30 ans. Cet engagement est pris comme une garantie de verser dans la durée les budgets nécessaires et ce, à seule fin d'assurer la transition énergétique dans une démarche trans-générationnelle. Ainsi, différents types de financement pourront coexister:

Par une partie de la rente nucléaire payée par tous les Français et qui doit être investie en France (en raison du fait que le risque nucléaire ne peut être assuré et couvert, ces versements seront la garantie donnée par l'industrie nucléaire à sa reconversion). Il va de soi qu'à partir du

moment où EDF se sera conformé à la décision politique de sortie à terme du nucléaire, son rôle d'acteur au sein du Projet VGV sera considérable.

Par une contribution de 1 milliard d'euros minimum par an des industries pétrolières et gazières sous la forme de la réaffectation des subventions publiques jusqu'alors versées au secteur pétrolier qui représentent selon la Cour des Comptes 19 Milliards, le reste étant affecté à la réduction de la dette. C'est sur cette base que le gaz produit par le système VGV devra être racheté. Au début, le VGV (CH4 artificiel produit par le système VGV) sera plus cher que le gaz fossile, mais au final, il se révélera meilleur marché.

Par l'affectation des quotas d'émissions (dont la validité est remise en cause) et la taxe carbone lorsqu'elle sera créée. En effet, une taxe carbone imposée directement sur les carburants fossiles pourrait être calculée sur le BTU équivalent du pétrole nécessaire pour produire une tonne de CO2. Basée sur le plan Rocard-Juppé, ce qui donne à peu près 10 euros par baril d'équivalent pétrole, elle produirait à elle seule environ 8 à 10 milliards d'euros par an en France seule, et plus de 100 milliards d'euros s'il est appliqué à l'Europe des 27. Ce serait aussi la base de calcul du tarif de carbone sur les marchandises importées et services produits par les combustibles fossiles.

Par des livrets d'épargne consentis par les citoyens moyennant une exonération des droits de succession. Plusieurs solutions sont envisageables, dans la mesure où ces fonds sont bloqués sur 30 ans et destinés à la vie des nouvelles générations.

Des fonds verts privés pourraient alimenter le fond global. Nous pouvons réfléchir à un système proche de celui de la fondation utilisée en Belgique et ailleurs (mais maintenant illégal en France). Une dérogation pourrait être envisagée en faveur de ce type de fonds particulier qui ne permettrait aucun avantage financier à court terme pour le déposant. Il va de soi que l'assurance que tous les investissements se feront dans les énergies vertes et que tous les profits y seront également réinvestis. Cela pourrait créer un appel d'air pour faire revenir des capitaux en France.

Le capital et les intérêts pourraient être bloqués pour 30 ans et dans ces conditions, la transmission aux héritiers devrait se faire dans des conditions particulièrement attractives.

Un débat doit être lancé pour encourager le paiement de l'ISF en faveur du Fonds.

Le « Green Redemption Fund » ou fonds de régénération intergénérationnel pourrait utiliser des mécanismes de type COFACE pour assurer des créances des parcs éoliens et solaires. Cet usage pourrait multiplier par 10 le montant du financement privé des installations d'énergies renouvelables.

Le « Green Redemption Fund » ou fonds de régénération intergénérationnel doit avoir des capacités d'investissements. Il serait intéressant de s'inspirer des méthodes utilisées à l'étranger pour ce type d'investissement. Par exemple, l'équivalent américain des FPI, les REITS investissent soit dans des actifs en capitaux propres (bâtiments ou terrains à aménager) ou en hypothèques. Aux Etats-Unis ce véhicule d'investissement est maintenant étendu aux gazoducs et aux centrales photovoltaïques.

Le « Green Redemption Fund » ou fonds de régénération intergénérationnel pourrait notamment acquérir des entreprises stratégiques (nationales et étrangères) pour permettre à la France de rattraper son retard dans les énergies renouvelables.