

FLASH N°35 – Juin 2013

Au sommaire de ce numéro

Quel pourrait être l'impact du « Peak Oil » ?.....1

Stockage des énergies renouvelables : de la maison autonome à la transition énergétique3

Quel pourrait être l'impact du « Peak Oil » ?

Par **Guy Moreau (ECLy 69)**

Rejoignez-nous sur les réseaux sociaux ! Centrale-Energies dispose d'un groupe sur LinkedIn, Viadeo et Facebook.



Dates à retenir

par **Christiane DREVET (ECN 65)**

25 septembre 2013 :

ASIEM

« La transition carbone :

Quels défis pour l'avenir ? »

24 octobre 2013 :

ASIEM

« le démantèlement des centrales nucléaires »

ASIEM :

6, rue Albert de Laparent, 75007 Paris, Métros : Ségur ou Sèvres-Lecourbe

L'inscription s'opère à partir de l'invitation, insérée au site : www.centrale-energie.fr, six semaines environ avant chacune des conférences.

Prochain Flash (N°36) octobre 2013

Comité de relecture et de mise en page :

Aurélien Déragne
Christiane Drevet
Claude Poirson

Dans le cadre du séminaire sur « L'Économie de la Transition Écologique » organisé par et avec, entre autres, The Shift Project, Michael Kumhof du FMI a prononcé, à titre personnel, le 19 mars dernier, une conférence fort intéressante intitulée « The Future of Oil » décrivant un nouveau modèle de prévision économique portant sur les liens entre « oil supply/price/demand » et beaucoup plus précis que les modèles classiques. Un des avantages de cet outil est de permettre d'explorer la sensibilité de l'économie mondiale à la variation d'offre de pétrole. Cet outil, en particulier, permet de simuler les conséquences du « Peak Oil » dont M. Kumhof pense l'arrivée inéluctable dans un avenir pas si lointain, mais sans donner de date, car on ne doit pas oublier qu'il faut en moyenne quatre ans entre la découverte de pétrole et son exploitation et que les découvertes actuelles ne compensent pas l'épuisement des champs existants.

L'objectif de ce nouveau modèle économique du FMI est de combiner deux vues diamétralement opposées du marché du brut : d'une part le fait que la contrainte sur la ressource soit déterminante, d'autre part le fait que le facteur prix soit un élément fondamental. Ce simulateur tient compte des contraintes géologiques qui sont les raisons les plus sérieuses de la limitation de la production ainsi que de l'impact d'un changement de prix sur la production de brut. Cette dernière, lorsque le prix du brut augmente, ne s'accroît pas autant que ce qu'il serait possible de conclure avec les modèles économiques classiques.

L'orateur insiste pour dire qu'il y a des inconnues autour de ses prévisions, en particulier dans le choix des hypothèses, mais que de toute façon tout accroissement de la production actuelle de pétrole est limité dans le temps et sera suivi d'un déclin entraînant des épisodes sérieux de problèmes de croissance par destruction de la demande. Plusieurs hypothèses sur l'élasticité prix/demande, la technologie, les énergies de substitution,... ont été testées permettant de développer cinq scénarios.

Dans le scénario de base (*en bleu dans les graphiques page suivante*), le plus optimiste, il montre que si la production de pétrole croît de 0,8% par an pendant dix ans (estimation de la demande d'après l'EIA, à comparer aux 1,8% de la période 1980 - 2005), le prix du brut doublera sur cette période (et quadruplera en 20 ans), ce qui est l'estimation médiane de l'OCDE. Parmi les raisons de cette augmentation il y a le fait que la géologie commence à jouer un rôle crucial en limitant les possibilités d'extraction rendant ainsi les coûts de production plus élevés. Mais dans ce scénario un accroissement des prix du brut n'a qu'un impact limité sur la quantité produite et sur sa demande. L'économie mondiale aura du mal à supporter un tel choc sur une période aussi courte : il y aura une baisse de 0,2 à 0,4 point du PIB chaque année dans des régions telles que l'Europe et les États-Unis. Une telle baisse ne semble pas trop dramatique mais elle suppose que l'effet de ces limitations de production sur le PIB soit approximativement linéaire. Or en réalité on ne sait pas si à partir d'un certain niveau de prix du brut cette règle est toujours valide. Des études complémentaires restent à faire.

Trois autres scénarios sont envisagés :

Dans le premier, « Technology Externality » (*en rouge*), encore très optimiste, la production de brut croît à 0,8% par an mais le monde s'adapte grâce à l'élasticité de la demande, le passage à des véhicules électriques, la conversion XtL¹, une plus grande efficacité énergétique...

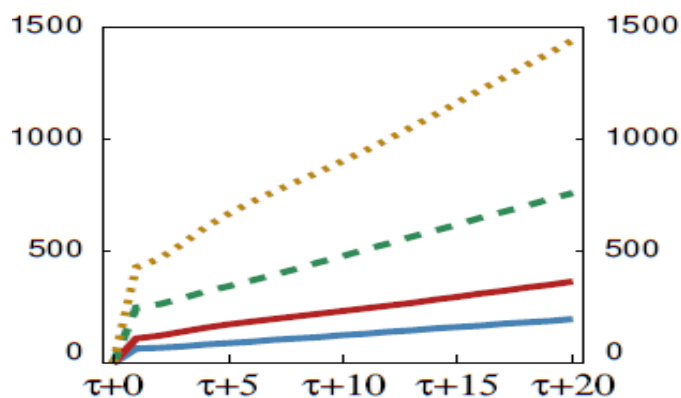
Dans le second, « Entropy Boundary », toujours basé sur une même hypothèse de croissance de la production, le monde économique n'arrive pas à s'adapter assez rapidement à l'accroissement du prix du brut. Le pétrole semble plus difficile à remplacer que prévu. Les véhicules électriques n'arrivent pas en quantité suffisante à temps, il est plus compliqué que prévu de réaliser des infrastructures pour la conversion XtL

¹ XtL : transformation de produits carbonés en pétrole liquide.

et les produits pétroliers de substitution obtenus sont de moins bonne qualité. La baisse du PIB dans les pays de l'OCDE est de -0,4 à -0,6 point. Ce scénario de l'entropie (par analogie avec l'entropie en thermodynamique) considère qu'un réel manque de pétrole, au-delà d'une certaine limite, impacte l'élasticité de substitution dans un sens contraire à ce que l'on pourrait s'attendre car il y a une limite aux possibilités de remplacer à court terme (années plutôt que décennies) le pétrole par d'autres sources d'énergie, des machines et du travail.

Dans le troisième scénario (*en tirets verts*), les hypothèses des deux précédents sont reprises. Toutefois, ce scénario prend en compte l'impact négatif d'un manque de pétrole en quantité suffisante sur l'arrivée de nouvelles technologies indispensables à l'évolution de l'économie car celles-ci utilisent des matériaux ou des carburants qui nécessitent du pétrole : « le pétrole est une condition nécessaire essentielle pour l'utilisation de nombreuses technologies modernes ». De nombreux systèmes ne fonctionnent plus et de nombreux appareils ne peuvent pas être produits sans un minimum de pétrole, par exemple le cycle de vie d'une éolienne nécessite environ 500 barils de pétrole.

Le scénario le plus dramatique (*en pointillé jaune*), « larger shock », est une synthèse des quatre autres avec de plus un déclin net de la production de brut de 2%/an (soit 3,8% de moins que la tendance d'avant 2005). En conséquence les prix du pétrole augmenteraient au bout de 20 ans de plus de 800% (8 fois !) dans le meilleur des cas (et même jusqu'à 1500% si la substitution se fait très difficilement !). Le PIB des pays développés baisserait de plus de 25% sur la même période et ce malgré l'arrivée de nouvelles technologies, une élasticité de la demande plus forte qu'aujourd'hui et la substitution du pétrole par d'autres sources d'énergie ! L'impact économique sur les transports par camions, par avions, sur l'industrie automobile serait d'une conséquence extrême. D'autres industries seraient aussi gravement affectées par effet « boule de neige ». Et cela pourrait être pire si les pays exportateurs se mettaient à garder le brut pour leur propre usage et à limiter leurs exportations, ce qui n'est pas pris en compte par le modèle.



Graphique 1 : Prix du baril de pétrole en \$

En abscisse année après le début du déclin, en ordonnée prix du baril en \$

La substitution par d'autres énergies est très difficile à réaliser dans ce court laps de temps et à cette échelle : le pétrole est une source d'énergie à très haute densité et facile à transporter. Les voitures électriques resteront coûteuses et ne seront pas suffisamment répandues sur cette période. Il est compliqué de bâtir une infrastructure pour une alimentation en gaz naturel (et y en aura-t-il

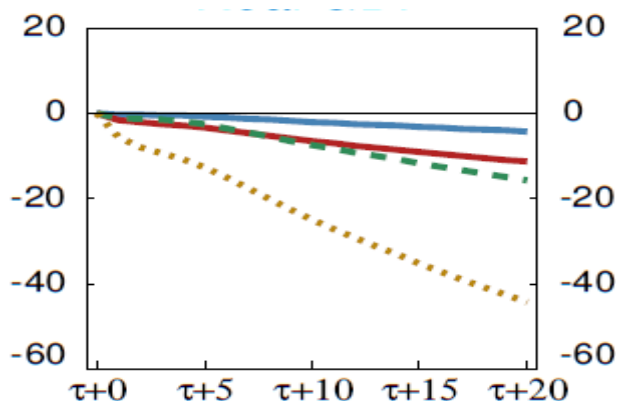
assez ?) ou en hydrogène pour les véhicules. Par quoi l'industrie chimique va-t-elle remplacer le pétrole ? Dans un tel scénario il sera très difficile à l'économie mondiale de s'adapter, et certains pays risquent de réagir de manière totalement imprévisible. On ne peut que spéculer sur ce qui se passera lorsque le brut atteindra un tel niveau de prix : un baril à plus de 200\$ est un monde totalement inconnu.

Pour M Kumhof, le manque de pétrole, comme suggéré par de nombreuses études, commencera à être un problème d'ici cinq ans environ et l'on doit penser et agir dès maintenant pour se préparer aux chocs à venir. Le pétrole / gaz de schiste n'est qu'un épiphénomène (avec pour certains un risque d'éclatement de bulle équivalent à celui des subprimes !), des optimistes aiment à croire qu'il y en a énormément, mais en réalité il y a de nombreuses raisons d'être sceptique : la production d'un puits baisse de plus de 80 % en deux ans, il faut donc creuser, creuser... pomper, pomper... De même l'utilisation du charbon (CTL ou Coal To Liquid) n'est pas une solution car le charbon lui-même atteindra un pic plus tôt que beaucoup ne le pensent. L'investissement n'est donc pas rentable, sans parler des conséquences pour le climat et l'environnement. De plus une telle substitution prendra au moins 20 ans, ce qui est trop long.

Pour minimiser l'impact de ce choc un immense effort d'investissement est nécessaire dès maintenant et ce pendant au moins dix ans. Il propose :

- de ré-allouer les ressources vers les secteurs moins dépendants du pétrole (par exemple en arrêtant de subventionner les carburants, en créant un climat favorable aux investissements des compagnies pétrolières...).
- de se préparer au manque de pétrole en taxant significativement, sans attendre, la consommation de pétrole, en soutenant très fortement la technologie et les recherches sur les économies d'énergie, la sobriété énergétique et les énergies alternatives mais ceci après une analyse coût / profit.
- d'avoir un secteur financier orienté vers le long terme, plus robuste et plus stable pour financer le changement de sources d'énergies.

En résumé, pour M Kumhof, on ne peut plus ne pas tenir compte des limitations physiques et géologiques à la production de pétrole avec toutes ses conséquences, cela serait non scientifique et irresponsable.



Graphique 2 : Evolution du PIB zone euro et USA

En abscisse année après le début du déclin de la production, en ordonnée la variation du PIB

Stockage des énergies renouvelables : de la maison autonome en énergie à la transition énergétique

Par François Barsacq (ECP 84)

Cet article reprend les principaux thèmes abordés lors la conférence Centrale-Energies du 17 avril 2013 animée par Marion Perrin, responsable du laboratoire de stockage de l'électricité au sein de l'Institut National de l'Energie Solaire (INES).

Les réseaux de transport et de distribution de l'électricité ont été conçus dans un contexte de centralisation de la production d'électricité à partir d'un nombre limité de sites à la puissance connue et pilotable. Le développement massif de la production d'électricité d'origine renouvelable (ENR), à la fois décentralisée sur l'ensemble du territoire, faiblement prévisible et par nature incontrôlable et intermittente, rend plus délicats la gestion de l'équilibre à chaque instant entre production et consommation électriques sur le réseau comme le maintien de la qualité du courant dans les seuils réglementaires. Les problématiques d'ajustement Production/Consommation et les solutions à mettre en œuvre sont multiples et doivent s'analyser aux différents niveaux du réseau électrique (production, transmission, distribution, consommation). Dans tous les cas, le stockage d'énergie apparaît comme une solution transversale envisageable, voire indispensable, bien que la multiplicité des modèles d'affaires et l'influence de réglementations évolutives, voire imprévisibles, en rendent les bénéfices délicats à valoriser pour les nombreux acteurs économiques impliqués.

D'un point de vue purement technique, le stockage des ENR est pourtant devenu incontournable dans les ré-

l'assimilation des fermes PV à des centrales traditionnelles, les appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) exigent désormais une nouvelle catégorie de centrales photovoltaïques équipées de systèmes de stockage d'énergie permettant d'exiger de la part des exploitants un engagement prévisionnel à 24 h de quantité d'énergie PV injectée dans le réseau selon des rampes de montée/descente et des puissances maximales prédéfinies, tout écart conduisant à la facturation de pénalités contractuelles. Dans ce contexte, les systèmes de stockage deviennent simplement indispensables, les modélisations réalisées par l'INES aboutissant à un dimensionnement optimal de 600 kWh utiles par MW installé.

Les solutions de stockage des ENR permettent également d'apporter des éléments de réponse à la gestion des pics de consommation aux heures de pointe qui, année après année, ne cessent d'augmenter dans une consommation moyenne relativement stable, phénomène qui sera amplifié par le développement du parc de véhicules électriques (VE). Pourquoi pas, d'ailleurs, utiliser les VE en charge sur le réseau comme autant de systèmes de stockage susceptibles d'être pilotés à distance et capables de soutenir le réseau ? C'est le concept de Vehicle-to-Grid (V2G) sur lequel les études se multiplient.

Pour le particulier, l'écart entre tarif de rachat de l'énergie PV et tarif d'achat du kWh traditionnel (37 centimes contre 12 centimes) est encore trop important en France pour inciter au développement massif de l'autoconsommation domestique. Il en va tout autrement

en Allemagne où cet écart est inversé (15 centimes par kWh pour l'électricité PV contre 22 à 25 centimes venant du réseau). Sans surprise, les systèmes de stockage domestique s'y multiplient, de plus en plus de foyers allemands préférant auto-consommer en totalité leur production PV avant d'en réinjecter le surplus sur le réseau. Conséquence mécanique et vertueuse, les pics d'appel de puissance aux heures de pointe s'en trouvent réduits d'autant. Une expérimentation de grande ampleur menée en Corse dans le cadre du programme franco-allemand Solion a permis de démontrer qu'une habitation équipée d'un champ PV dimensionné pour couvrir en moyenne la consommation domestique annuelle voyait son autoconsommation passer de 30% sans stockage (alimentation « naturelle » des consommateurs fonctionnant en journée) à plus de

60% une fois équipée d'une batterie.

Les sites autonomes non raccordés au réseau ont constitué les premières applications historiques du stockage des ENR, et en demeurent de grands utilisateurs. La continuité de l'alimentation des consommateurs en sites isolés ne pouvant se faire sans stockage local, des niveaux de coût relativement élevés (de l'ordre de 0.50 €/kWh) sont longtemps restés acceptables pour ces ins-

ceatech

LA PROBLÉMATIQUE DU PV



Au niveau du client final

- Produire son électricité
- Etre indépendant du tarif de l'électricité
- Besoin de mettre en « phase » production PV et consommation
- Solution: Développement de l'autoconsommation

Au niveau du réseau de distribution

- Accueillir le PV
- Assurer le maintien de l'approvisionnement
- Besoin de gestion du plan de tension et des surcharges transformateur
- Solution: Ecrêtage du PV

Au niveau du réseau de transport

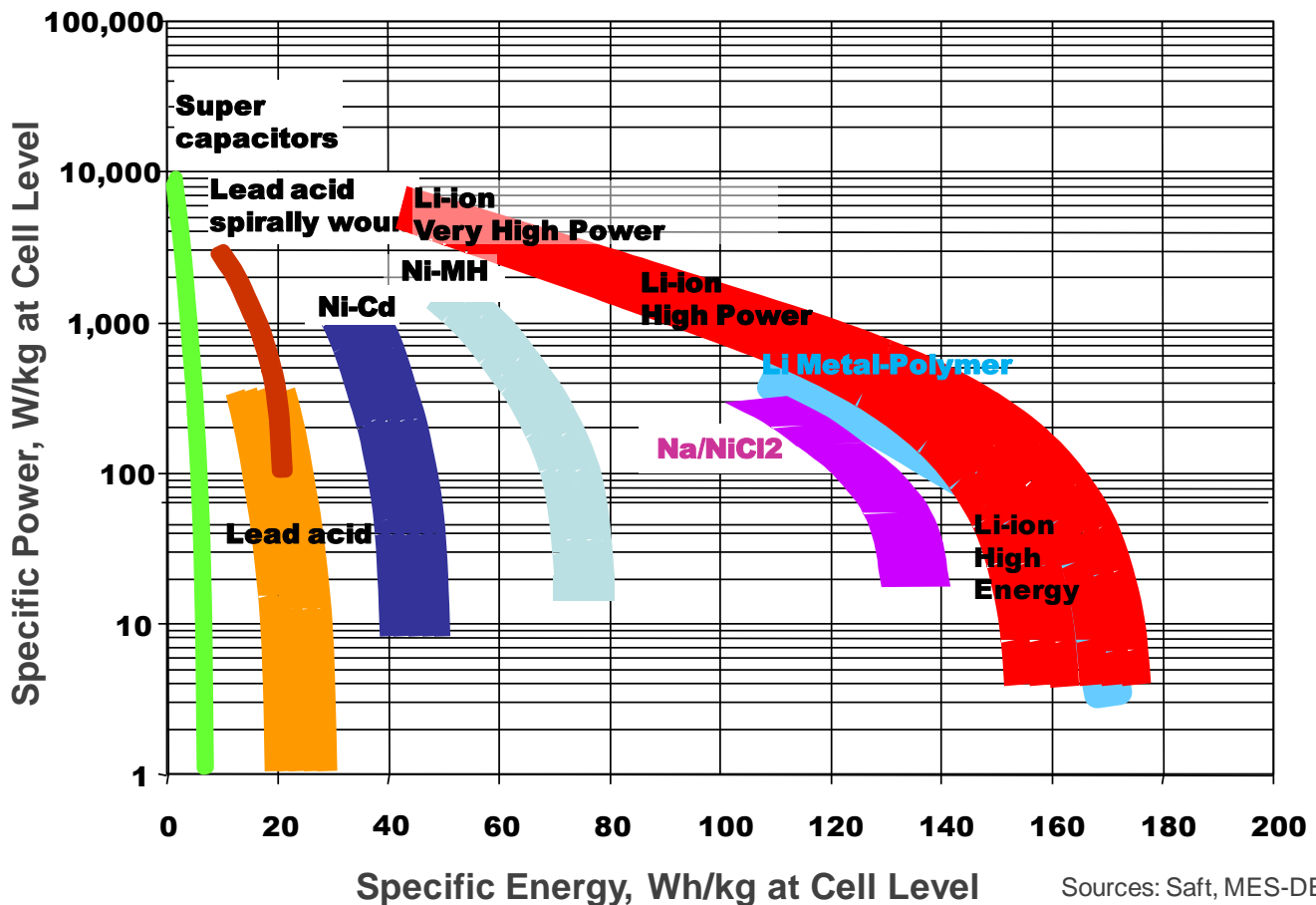
- Accueillir le PV
- Assurer l'équilibre production/consommation
- Besoin de certitudes dans la « variabilité » du PV afin de maintenir la fréquence
- Solution: Réserves opérationnelles nécessaires pour apporter de « l'inertie » à la production PV

seaux des îles (Corse, DOM-TOM) par définition non interconnectés, les gestionnaires de réseaux étant autorisés à déconnecter toute ferme ENR de puissance supérieure à 100 kW lorsque la puissance photovoltaïque (PV) instantanée injectée sur le réseau dépasse le seuil de 30% de la puissance appelée au même moment. Ainsi, l'exploitant d'une centrale PV non équipée de stockage verra son outil de production (et donc son capital) inutilisé et son retour sur investissement dégradé. Allant plus loin dans

tallations. Il en va autrement des grands champs ENR raccordés au réseau qui exigent un stockage plus court et de plus forte puissance à des coûts compatibles avec d'autres solutions de gestion de l'offre et de la demande (démarrage de centrales à gaz, par exemple). Pour ces applications, le coût de stockage acceptable se situe en dessous de 0.10 €/kWh et l'objectif final est autour de 0.05 €/kWh. Les solutions actuelles en sont encore loin, ce qui justifie l'intensité des programmes de R&D partout dans le monde.

Les technologies de stockage électrochimique sont nombreuses et fortement différenciées, comme en témoigne le diagramme de Ragone Puissance/Energie : au Plomb (la plus ancienne), au Nickel (associé au Cadmium, aux hydrures métalliques, au Zinc), au Lithium, au So-

Les technologies à ions Lithium (anglicisées sous la terminologie Lithium-ion) furent développées dans les années 80 et sont actuellement les plus diffusées. Leur électrode positive utilise des oxydes de métaux lithiés (Cobalt, Nickel, Manganèse ou un mélange des trois dans des proportions variables) et des phosphates métalliques (principalement de fer). Leur électrode négative utilise des feuillets de graphite (ou du carbone) ou encore des titanates de Lithium ou des composés Silicium/Carbone. Les performances de ces différentes technologies Lithium sont bien différenciées, tant en densité d'énergie qu'en durée de vie, caractérisée non seulement en nombre de cycles de charge/décharge mais aussi en vieillissement dans le temps (dit calendaire), lui-même accéléré par la température. L'optimisation de la performance d'une bat-



dium (Sodium-Soufre, Sodium-Chlorure de Nickel). En ce qui concerne les technologies Lithium, les plus médiatisées (à juste titre, compte tenu de leurs performances) les premiers travaux de R&D ont commencé dans les années 70. Au début des années 80 apparaissaient les batteries à électrode négative au Lithium métal et à électrolyte polymère. C'est l'origine de la technologie Bolloré/Batscap produite aujourd'hui de façon industrielle, notamment pour les Blue Cars du programme Auto'Lib.

terie au Lithium est ainsi le résultat d'une stratégie de gestion complexe dépendant de nombreux paramètres : nombre de cycles, profondeur de décharge, puissance de charge et de décharge, températures de fonctionnement, conditions de stockage prolongé... Paramètres trop souvent mal pris en compte dans nombre d'applications industrielles, ce qui nous permet de reprendre le mot de la fin de notre conférence Marion Perrin: « Une batterie ne meurt pas, elle est assassinée ! »

