

Pertes énergétiques du schéma « Power to gas + Gas to power »

Version du 6 septembre 2015

Résumé et conclusions

La filière « Power to gas + Gas to power » utilisant le méthane de synthèse comme **intermédiaire de stockage d'énergie** pour les longues périodes, est souvent présentée comme LA solution. Elle bénéficie il est vrai de deux atouts indéniables : la possibilité d'atteindre des **tailles industrielles** et les **très grandes capacités de stockage** dans le système gazier **existant**, avantage économique certain.

Malheureusement, elle souffre d'une **faiblesse intrinsèque majeure** : sa **très longue chaîne de transformations physiques**, dont les pertes s'accumulent à chaque étape pour conduire à un **rendement global très médiocre** dans des **conditions opérationnelles réelles**, au mieux de l'ordre de :

- **17 à 20 %** avec les technologies actuelles, ce qui implique de **devoir consommer plus de 5 kWh d'électricité pour en récupérer... 1 seul au déstockage,**
- **27 à 32 % même en supposant acquises les améliorations de rendement espérées en 2030 pour l'électrolyse (90 %) et la méthanation (80 %).** Ce qui impliquera encore de **consommer plus de 3 kWh pour pouvoir en déstocker 1 seul...**

Ces **pertes d'énergie** ont et, **sauf rupture technologique que personne n'imagine actuellement**, auront toujours deux types de conséquences négatives majeures :

- D'abord physiques : **surdimensionnements très importants** pour produire **3 à 5 fois plus de kWh qu'utilisés au déstockage...**
- Ensuite économiques : **investissements** associés très importants et équilibre très incertain du **modèle économique de ce type de stockage.**

Limiter la chaîne « Power to gas » à la **seule production d'hydrogène** (sans aller jusqu'au méthane, donc) permettrait de gagner **jusqu'à 10 points sur le rendement global**, en première approximation. Mais, sauf à créer des stockages dédiés de grande capacité, serait surtout intéressant (toujours dans le but de produire à nouveau de l'électricité) si **l'injection directe dans le réseau de gaz existant** pouvait se faire dans une **proportion suffisante** (6 % actuellement acquis, jusqu'à 20 % en cours d'analyse et validation). À condition aussi de maîtriser les aspects sécurité liés à l'usage de l'hydrogène. Ce qui améliorerait l'équilibre économique **sans toutefois le garantir...**

Enfin, utiliser des turbines à combustion en **cycle ouvert** au lieu de **cycles combinés** (solution de meilleur rendement) pour assurer les productions **d'ultra-pointe** qui pourraient être requises pour compenser une **très forte proportion d'intermittence** réduirait encore tous les rendements précédents de **plus d'un tiers...**

Sommaire

I - Première partie : estimation fondée sur les technologies actuelles au stade préindustriel (p.3)

I-1 - Schéma d'ensemble de la chaîne de transformations (avec rendements unitaires des technologies actuelles - Cf. annexe 1) (p.3)

I-2 - Conditions et approximations générales prises en compte (p.3)

I-3 - Estimation des pertes par compression (p.4)

I-4 - Estimation de l'énergie nécessaire à l'extraction, purification, etc. du CO₂ nécessaire à la méthanation (p.5)

I-5 - Bilan énergétique global dans les conditions actuelles (p.6)

II - Deuxième partie : estimation fondée sur les technologies au stade de la R&D (p.7)

II-1 - Schéma d'ensemble de la chaîne de transformations (avec améliorations espérées des rendements unitaires - Cf. annexe 2) (p.7)

II-2 - Améliorations espérées des rendements en cas d'aboutissement des objectifs R&D (p.7)

II-3 - Bilan énergétique global espéré (p.8)

III - Synthèse et conséquences (p.8)

IV - Références (p. 11)

Annexe 1 (p.12)

Annexe 2 (p.13)

Remerciements

Mes remerciements vont aux nombreux membres du Conseil scientifique de **Sauvons le Climat** qui m'ont transmis leurs pertinentes remarques.
Il va cependant sans dire que les conclusions de cette étude restent de ma seule responsabilité d'auteur.

I - Première partie : estimation fondée sur les technologies actuelles au stade préindustriel

I-1 - Schéma d'ensemble de la chaîne de transformations (avec rendements unitaires des technologies actuelles - cf. annexe 1)

I-2 - Conditions et approximations générales prises en compte

Les pertes sont estimées à partir du **schéma fonctionnel d'ensemble** (annexe 1, page 12) dans les conditions et avec les approximations suivantes, dont certaines sont **favorables**. Ce qui conduit à des résultats **globalement plutôt légèrement optimistes** :

- L'énergie **chimique de l'O₂ pur** produit par l'électrolyse n'est pas prise en compte **positivement**,
- L'énergie **électrique** d'extraction, purification, etc. du **CO₂**, pour obtenir un gaz **chimiquement pur**, est prise en compte dans l'hypothèse d'une **extraction à partir des fumées** d'une installation brûlant des combustibles fossiles (c'est a priori la solution **la moins coûteuse en énergie**),
- Les énergies **chimiques** des gaz comprimés sont supposées identiques à celles des mêmes gaz non comprimés,
- Le stockage dans le **réseau public gaz** est supposé **sans pertes**,
- L'énergie **thermique** éventuellement à **fournir** (selon procédés d'électrolyse) n'est **pas prise en compte**,
- **Tous** les gaz mis en œuvre (H₂, CO₂, CH₄) sont supposés **être comprimés de la pression atmosphérique jusqu'à 80 bars** pour pouvoir être utilisés sans restrictions dans la chaîne « Power to gas », jusqu'à l'injection finale dans le réseau de gaz. Cette compression est supposée être réalisée de façon **multi-étagée**, méthode **réalisable la moins consommatrice en énergie** mécanique et donc électrique (voir § I-3). En toute rigueur, il faudrait aussi tenir compte de l'énergie (sous forme de chaleur) de réchauffage du gaz **lors de sa détente** avant utilisation dans un groupe électrogène.
- Les rendements **unitaires** pris en compte dans le schéma fonctionnel d'ensemble présenté en annexe (redressement du courant électrique, électrolyse, méthanation, compression des gaz à différents stades, production d'électricité dans un CCG) correspondent à des valeurs **réalistes**, atteignables industriellement dans les conditions **actuelles**, mais globalement plutôt **optimistes**. Pour ce qui concerne la **méthanation**, la moins bien documentée industriellement, deux valeurs ont été prises en compte : 60 % et 70 %, cette dernière étant sans doute actuellement **très optimiste**... On peut bien sûr discuter, affiner et moduler tous ces rendements unitaires, mais leur **ordre de grandeur** n'est pas aberrant, en **régime nominal constant** tout au moins,
- Ce dernier point est essentiel : le rendement n'est en effet **optimal** que dans des conditions proches de la puissance **nominale** et à peu près **constantes**. Les **régimes variables**, éloignés des conditions nominales, notamment les **transitoires de démarrage et d'arrêt** dégradent toujours le rendement de façon significative. Or, une installation destinée à être **alimentée par de l'électricité intermittente** a de grandes chances de subir de très nombreux transitoires. Les rendements indiqués dans le schéma sont donc des **plafonds**, les **rendements réels en conditions opérationnelles** pouvant leur être significativement **inférieurs**.

Dans le cas présent, ce phénomène concerne essentiellement la **phase électrolyse, directement dépendante de la production d'électricité intermittente**. Il peut par contre être minimisé voire éliminé pour la phase méthanation grâce à un **stockage intermédiaire de l'hydrogène** et **n'a pas lieu d'être** pour la phase de production d'électricité par CCG, le méthane de synthèse étant supposé stocké dans le réseau existant de gaz. La variabilité de puissance du CCG, et la dégradation associée de son rendement résultant alors des fluctuations de la demande d'électricité du réseau, non de la chaîne de méthanation.

En l'absence de tout **retour d'expérience en exploitation** de ce type de schéma, la **perte de rendement supplémentaire** due à cette variabilité des **conditions opérationnelles réelles** est **difficile à quantifier très précisément**, mais elle pourrait se situer, **par analogie avec d'autres processus** industriels connus, aux environs de **10 à 15 % au moins**. Ce qui conduit donc à prendre un coefficient supplémentaire tenant compte des conditions **opérationnelles** de l'ordre de **85 à 90 %** qui vient **dégrader** le rendement global obtenu en conditions nominales stables.

I-3 - Estimation des pertes par compression

➤ **Nature des pertes par compression (rappels)**

Les pertes par compression comportent deux parties distinctes :

- Les pertes **électromécaniques** (électriques et mécaniques) des **moto-compresseurs**, estimées à **10 % environ** de **l'énergie de compression** interne des gaz,
- Les pertes **physiques de compression interne des gaz**, qui dépendent du mode de compression : **isotherme**, **isentropique** ou **multi-étagée**. On retiendra ici la compression **multi-étagée**, la plus **couramment** mise en œuvre, sachant que la compression **isotherme**, **la plus économe en énergie en théorie**, est très difficile à mettre en œuvre et que la compression **isentropique** conduit à des pertes environ 2,5 fois plus élevées à 80 bars. Ces compressions **multi-étagées** pratiquement adiabatiques mais avec **refroidissements intermédiaires** permettent de réduire les énergies de compression, et se situent entre les deux cas extrêmes précédents. On retiendra donc la moyenne de leurs pertes, soit $(1 + 2,5) / 2 = 1,75$ fois la **perte isotherme**, qui présente l'avantage d'être très facile à calculer.

➤ **Volumes de gaz mis en œuvre**

Les pertes par compression sont évidemment **proportionnelles** aux quantités de gaz mises en œuvre, qui dépendent elles-mêmes de leurs **PCS** ou **PCI**, selon le cas :

- Pour ce qui concerne la **production d'hydrogène par électrolyse**, la récupération de la chaleur latente de l'eau n'étant **pas garantie**, on retiendra le **PCI**, soit environ **3 kWh / nm³** (normaux m³),
- Pour ce qui concerne le méthane épuré après méthanation (à 98 % de teneur en méthane pur) supposé utilisé ici dans un **cycle combiné** dont le cycle vapeur condense l'eau aux environs de 30 °C, la chaleur latente est largement **récupérée** et on retiendra donc le **PCS**, soit environ **11,7 kWh / nm³**.

Sur ces bases, les volumes de gaz sont alors estimés pour un prélèvement de **100 kWh** d'électricité du **réseau**. Compte tenu d'un **rendement** des redresseurs de 93 %, d'un rendement d'électrolyse de 65 % et d'un **PCI de l'hydrogène de 3 kWh / nm³**, on obtient alors avec **100 kWh** d'électricité réseau (voir schéma général) :

60,5 / 3 # 20,2 nm3 d'hydrogène

Selon la réaction de Sabatier : $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \Rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$, ces 20,2 nm3 d'H2 se combinent avec $20,2 / 4 \# 5,1 \text{ nm}^3$ de CO2. Compte tenu d'un PCS du méthane de 11,7 kWh / nm3, on obtient respectivement, en fonction du rendement de méthanation de 60 ou 70 % :

$$60,5 \times 0,6 / 11,7 \# 3,1 \text{ nm}^3 \text{ ou } 60,5 \times 0,7 / 11,7 \# 3,6 \text{ nm}^3 \text{ de méthane épuré}$$

➤ Estimations des énergies de compression correspondantes

Les énergies de compression **isotherme** sont données par la relation :

$$W = P \times V \times \ln P_2/P_1 \text{ avec } P_1 = 1 \text{ bar et } P_2 = 80 \text{ bar, soit } \ln P_1/P_2 \# 4,38$$

On passe aux énergies de compressions **multi-étagées** avec un coefficient multiplicateur de 1,75 (ci-dessus) ce qui conduit au coefficient global de $4,38 \times 1,75 \# 7,7$ environ.

On obtient alors, avec un rendement électromécanique de compression de 90 % pour le moto-compresseur (ci-dessus) les énergies de compression suivantes sous forme d'électricité consommée :

Gaz concerné	H2	CO2	CH4
Volume pour 100 kWh d'électricité réseau (nm3)	20,2	5,1	3,1 (rendement 60 %) 3,6 (rendement 70 %)
Énergie interne de compression des gaz associée (kWh)	# 4,33	# 1,10	# 0,66 (rendement 60 %) # 0,77 (rendement 70 %)
Énergie électrique de compression nécessaire (kWh)	# 4,81	# 1,22	# 0,73 (rendement 60 %) # 0,86 (rendement 70 %)

Ces pertes de **compression des gaz** restent relativement **faibles par rapport à leurs énergies internes chimiques (quelques %)** mais pas au point d'être négligées.

I-4 - Estimation de l'énergie nécessaire à l'extraction, purification, etc. du CO2 nécessaire à la méthanation

On retiendra ici la méthode industrielle la plus courante : le captage du CO2 en **postcombustion** à partir des **fumées** d'une centrale à combustibles fossiles, grâce à un solvant chimique, généralement des **amines**.

Ce procédé, dont le rendement d'extraction du CO2 est de l'ordre de 90 %, nécessite cependant une **dépense énergétique importante en électricité et chaleur**, dont la majeure partie est utilisée pour la **régénération du solvant chimique**, par prélèvement de vapeur sur le cycle des centrales, ce qui réduit d'autant leur

production d'électricité. On trouve dans les références [3] et [4] les valeurs suivantes, pour différents types de centrales courantes : à charbon pulvérisé sous-critique, à charbon pulvérisé supercritique et cycle combinés aux gaz :

Type de centrale	Charbon pulvérisé sous-critique	Charbon pulvérisé supercritique	Cycle combiné au gaz
Rendement net sans captage (%)	36,7 %	44 %	55,6 %
Rendement net avec captage (%)	21,5 à 23,7 % (M = 22,6 %)	34,8 à 35,3 (M = 35 %)	47,4 à 49,6 % (M = 48,5 %)
Perte de rendement due au captage (%)	13 à 15,2 % (M = 14,1 %)	8,7 à 9,2 % (M = 9 %)	6 à 8,2 % (M = 7,1 %)
Part d'électricité non produite due au captage (en % ou kWh perdu / kWh produit)	(36,7 – 22,6) / 36,7 # 38,4 % Soit 0,384 kWh / kWh produit	(44 – 35) / 44 # 20,5 % Soit 0,205 kWh / kWh produit	(55,6 – 48,5) / 55,6 # 12,8 % Soit 0,128 kWh / kWh produit
CO2 capté (kg)	0,848 à 0,782 (M = 0,815)	# 0,68 (1)	# 0,41 (1)
Perte en kWh par kg de CO2 capté	0,384 / 0,815 # 0,47 kWh / kg	0,205 / 0,68 # 0,30 kWh / kg	0,128 / 0,41 # 0,31 kWh / kg
Perte en kWh par nm3 de CO2 capté (2)	# 0,88 kWh / nm3 de CO2 capté	# 0,56 kWh / nm3 de CO2 capté	# 0,58 kWh / nm3 de CO2 capté

(1) Estimations

(2) Masse volumique du CO2 # 1,87 kg / nm3

On retiendra pour la suite la **moyenne** des pertes des installations les plus performantes, soit **environ 0,57 kWh / nm3 de CO2 capté**. Sur cette base, si l'on revient au schéma d'ensemble, qui requiert **5,1 nm3 de CO2**, la dépense électrique équivalente due au captage est donc de :

5,1 x 0,57 # **2,91 kWh** qui viennent **s'ajouter** aux pertes de la chaîne de transformations

I-5 - Bilan énergétique global dans les conditions actuelles

Toutes les estimations ci-dessus concernent exclusivement le bilan en **électricité**, ce qui est le but recherché. On pourrait élargir l'étude à d'autres formes d'énergie soit **absorbées** soit **produites** lors des transformations concernées. C'est le cas en particulier de la **chaleur**, qui peut être **absorbée** (électrolyse à haute température) ou **produite** (méthanation exothermique). Cependant, cette forme d'énergie :

- N'a **pas la même valeur thermodynamique** (fonction de sa température) et donc **économique** que l'électricité,

- N'est **recupérable** que si une **utilisation pertinente suffisamment proche des installations est possible** (par exemple couplage entre besoin de chaleur de l'électrolyse et chaleur dégagée par la méthanation. À condition que les deux processus puissent être couplés en température et localisation).

Bilan global en électricité : comme il ressort du schéma d'ensemble « Power to gas + Gas to power », le **rendement global** se situe, dans les conditions **industrielles actuelles**, dans une fourchette allant de **20 à 23 % maximum en régime nominal stable**.

Ce rendement global a de très fortes chances de chuter à des **valeurs effectives** de l'ordre de 20 x 0,85 à 0,9 # **17 à 18 %** et 23 x 0,85 à 0,90 # **19,6 à 20,7 % en conditions opérationnelles incluant les transitoires d'exploitation**.

II - Deuxième partie : estimation fondée sur les technologies encore au stade de la R&D

II- 1 - Schéma d'ensemble de la chaîne de transformations (avec améliorations espérées des rendements unitaires - cf. annexe 2)

II-2 - Améliorations espérées des rendements en cas d'aboutissement des objectifs R&D

Selon l'« **Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire** » (Réf [1], septembre 2014) commanditée par l'ADEME et réalisée par E&E Consultant, Hespul, Solagro, les voies d'amélioration des rendements seraient les suivantes :

- Rendements espérés de **conversion électricité => hydrogène** des procédés **améliorés** ou **nouveaux** d'électrolyse à l'horizon **2030** :

* Électrolyse alcaline classique **améliorée** : **79 %**

* Électrolyse à **membrane échangeuse de proton à électrolyte solide** dite **PEM** (Proton Exchange Membrane) : **84 %**

* Électrolyse à **haute température** de type **SOFC** (Solid Oxid Fuel Cell) alimentée en **vapeur d'eau** : **100 %...** (Un prototype - Réf [2] - de moins d'une dizaine de kW mis au point par le CEA Liten et fonctionnant à 700 °C avec injection de vapeur d'eau à 150 °C a atteint un rendement de **90 % environ**).

Cependant, ces objectifs sont loin d'être acquis au **stade industriel**, compte tenu des **points durs technologiques** résumés dans le tableau suivant :

Technologie d'électrolyse	Voie alcaline améliorée	Voie PEM	Voie SOFC
Principaux points durs technologiques	* Réponse dynamique peu rapide (améliorations en cours) * Utilisation de produits corrosifs et dangereux (KOH ou NaOH)	* Durée de vie limitée (en amélioration) * Recours à des métaux rares (Platine et Iridium) * Faibles puissances	* Durée de vie limitée (corrosions accélérées aux hautes températures) * Peu adapté au fonctionnement intermittent * Encore très loin du stade industriel

- Rendements espérés de la **voie méthanation** en 2030 : **80 %**

En résumé, le schéma d'ensemble est modifié comme indiqué en annexe 2, page 13, en retenant :

- Deux valeurs différentes de rendement pour l'électrolyse : **80** et **90 %**,

- La valeur de **80 %** pour la méthanation.

II-3 - Bilan énergétique global espéré

Avec les **mêmes attendus** et sur les mêmes bases de calcul que précédemment (voir § I-3 et I-4) les **rendements théoriques globaux en électricité** se situeraient donc entre **32 et 35,6 % en régime nominal stable** et entre environ $32 \times 0,85$ à $0,9$ **# 27 à 29 %** et $35,6 \times 0,85$ à $0,9$ **# 30 à 32 %** en **conditions réelles opérationnelles incluant les transitoires d'exploitation**.

III - Synthèse et conséquences

➤ **Bilan des performances actuelles et espérées**

En dépit d'atouts théoriques indéniables (possibilité d'atteindre des **tailles industrielles et très grandes capacités de stockage** dans le système gazier **existant**, ce qui constitue un avantage économique très important), la filière « Power to gas + Gas to power » souffre d'une **faiblesse intrinsèque majeure** : sa très longue chaîne de transformations physiques, dont les pertes s'additionnent à chaque étape, ce qui conduit dans tous les cas à un **rendement global très faible** dans des **conditions opérationnelles réelles**, de l'ordre de :

- **17 à 20 %** avec les technologies actuelles, ce qui implique de **devoir consommer plus de 5 kWh d'électricité pour en récupérer... 1 seul au déstockage**,

- **27 à 32 %** compte tenu des progrès technologiques **espérés** d'ici 2030, ce qui implique encore de **devoir consommer plus de 3 kWh d'électricité pour en récupérer 1 seul**. Ces progrès relevant en outre du **pari** pour l'instant, même s'il l'on peut faire confiance à nos capacités scientifiques et de R&D...

Bien entendu, il va de soi que **ces estimations devront impérativement être précisées et consolidées par l'expérience à une échelle réellement industrielle**, dont on est encore très loin : seuls quelques démonstrateurs de taille limitée de « Power to gas » (< 2 MW pour l'hydrogène, < 6 MW pour le méthane) fonctionnent depuis extrêmement peu de temps (2013 pour la plupart d'entre eux) ou même sont encore en cours de démarrage.

Une chose est cependant sûre : **sauf rupture technologique que personne n'imagine actuellement, les fondamentaux de cette filière de stockage ne sont pas bons : même en supposant acquises les améliorations de rendement espérées pour l'électrolyse (90 %) et la méthanation (80 %), il faudra toujours, en ordre de grandeur, consommer plus de 3 kWh pour pouvoir en déstocker 1 seul...**

Ce qui a et aura toujours deux types de conséquences négatives majeures, physiques et économiques :

- **Conséquences physiques : surdimensionnements très importants** à la fois des :

- **Moyens de production intermittents**, car ils doivent produire **entre 3 et 5 fois plus de kWh que l'on pourra en déstocker**, en assurant **simultanément** la fourniture **directe** d'électricité, le tout quand il y a **suffisamment** de vent et/ou de soleil (car les périodes durant lesquelles les énergies intermittentes sont **naturellement excédentaires** par rapport aux besoins instantanés du réseau **ne peuvent suffire à cette échelle**),

- **Installations elles-mêmes** de la chaîne de transformations, la partie **amont** de cette dernière (redresseurs et électrolyseurs) étant la plus touchée dans la mesure où elle est directement dimensionnée par **l'électricité à stocker**. Les dimensionnements étant ensuite dégressifs du fait des pertes successives au fur et à mesure que l'on progresse dans la chaîne des transformations.

- **Conséquences économiques : surinvestissements et modèle économique difficile à équilibrer**

Outre **les surinvestissements très importants** à consentir, qui résultent directement des **surdimensionnements physiques et pèsent fortement sur le coût du kWh déstocké**, compte tenu du caractère très capitalistique de la chaîne d'installations concernée, le **modèle économique de ce type de stockage sera très difficile à équilibrer** (ci-après).

- **Un modèle économique à l'équilibre très incertain...**

Quatre conditions doivent en effet être **simultanément** satisfaites pour assurer la viabilité économique du modèle :

- Tout **kWh destiné au stockage doit être acheté à très bas prix**, puisqu'il faut en stocker **3 à 5 fois plus** que l'on pourra en déstocker,

- Tout **kWh déstocké doit être vendu à un prix suffisamment élevé** pour que **l'écart de prix** compense d'une part **l'écart de quantité** entre achat et vente, d'autre part rémunère les **charges fixes**,

- Toutes les **installations associées doivent fonctionner avec un facteur de charge suffisant** pour amortir leurs **frais fixes** (condition complémentaire de la précédente, portant sur les **volumes** et pas seulement les **prix**),

- Les **charges d'acheminement réseau ne doivent pas être payées deux fois au tarif fort** (une première fois lors du stockage, d'autant qu'il faut acheminer 3 à 5 fois plus d'électricité que l'on en déstockera, une deuxième fois lors du déstockage vers le consommateur final), ce qui signifie que le système de stockage ne doit pas être assimilé à un **point de consommation courant**. Il s'agit là d'une question **règlementaire**, mais qui est majeure et n'est évidemment pas sans incidence (forte...) sur la **rémunération du gestionnaire de réseau...**

Au total, sans être totalement sans solution, l'équation apparaît donc comme **très difficile à équilibrer** avec une **certitude suffisante de retour sur investissement raisonnable**. **Indispensable** pour déclencher tout investissement... (Hors subventions, bien entendu).

- **L'alternative hydrogène est-elle plus performante ?**

Au regard de ces résultats, il faut se demander si **raccourcir** la chaîne de transformations en **s'arrêtant au stade de l'hydrogène ne serait pas plus pertinent**. Il est en effet technologiquement possible de faire fonctionner des CCG au gaz à l'hydrogène pur, à condition d'adapter en conséquence la turbine à combustion et quelques autres composants. En reprenant les **rendements unitaires** des schémas ci-dessus et sur les **mêmes bases d'estimation**, il est alors facile de calculer que les **rendements globaux en conditions opérationnelles réelles** se situeraient dans cette hypothèse vers :

- **29 à 31 %** avec les technologies actuelles,

- **36 à 43 %** selon les hypothèses, compte tenu des progrès technologiques **espérés** d'ici 2030.

On gagnerait donc **très approximativement jusqu'à une dizaine de points sur le rendement global**, ce qui est évidemment loin d'être négligeable. Mais au prix d'inconvénients importants :

- Nécessité de créer de toutes pièces des **stockages de grande capacité dédiés à l'hydrogène pur**, puisqu'on ne bénéficie plus dans ce cas des **immenses capacités de stockage quasi-gratuites** dans le réseau existant de gaz naturel, accessibles **sans restrictions** au méthane de synthèse,

- Augmentation des **risques**, l'usage d'hydrogène dans des turbines à combustion et le reste des installations, y compris les stockages de grande capacité, étant plus délicat que celui du méthane.

Resterait cependant une **solution intermédiaire** économiquement intéressante qui **cumulerait les avantages**, sous réserve d'en valider la faisabilité : **injecter l'hydrogène directement dans le réseau de gaz naturel en se limitant à de faibles teneurs** : une proportion inférieure à 6 % semble acquise, le mélange se comportant à peu près comme le méthane. Des teneurs plus importantes, de l'ordre de 10 à 20 % pouvant semble-t-il être également envisagées sous réserve **d'études complémentaires et d'adaptations physiques** (étanchéité de certaines parties du réseau, robinetterie notamment, modifications des réglages, etc.).

➤ Comparaison avec d'autres estimations

Il est intéressant à ce stade de comparer les résultats obtenus en termes de rendement avec d'autres estimations. On retiendra celles de **l'Institut Fraunhofer de Kassel** concernant les rendements globaux « électricité => hydrogène ou méthane => électricité » (Réf [5]), la comparaison étant résumée dans le tableau ci-dessous :

Voies possibles : électricité => gaz => électricité	Électricité => méthane => électricité	Électricité => hydrogène => électricité
Rendements opérationnels obtenus dans la présente étude	Actuels : 17 – 20 % Futurs : 27 – 32 %	Actuels : 29 – 31 % Futurs : 36 – 43 %
Rendements cités par l'Institut Fraunhofer (1)	Futurs : 30 – 38 %	Futurs : 34 – 44 %

(1) : avec turbine à 60 % de rendement et compression à 80 bars

On notera que les deux séries d'estimations sont globalement très cohérentes pour la **voie hydrogène**, l'estimation de **l'Institut Fraunhofer** concernant la **voie méthanation** étant un peu plus optimiste... Seul **un retour d'expérience industriel** permettra d'étalonner réellement ces rendements, base indispensable **d'études économiques** réellement engageantes.

➤ Une hypothèse d'utilisation encore moins favorable...

Tous les calculs ci-dessus ont été menés dans l'hypothèse du recours à la solution électrogène **la plus performante** : l'usage de **cycles combinés de dernière génération**, atteignant 60 % de rendement en régime établi (moins en régime variable, comme souligné). Cependant, les études d'équilibre de réseaux incluant une **forte proportion de moyens de production intermittents** mettent clairement en évidence des besoins **extrêmement importants** en électricité **d'ultra-pointe**, appelés pour des durées extrêmement courtes dans l'année. Les cycles combinés au gaz n'apparaissent alors plus nécessairement comme des moyens optimaux pour répondre **économiquement** à ces pointes, les **turbines à gaz en circuit ouvert** étant probablement mieux adaptées à cette fonction, à la fois en termes de coût global de production (ce dernier point devrait bien sûr être validé par des calculs économiques) et de réactivité, supérieure à celle des cycles combinés.

La conséquence d'un tel choix serait cependant **d'abaisser fortement** le rendement électrogène, de **60 % à 40 %** (au grand maximum et toujours en régime **établi**, moins en régime variable. De plus, on ne récupérerait plus le **PCS** mais le **PCI** du méthane, ce qui augmenterait aussi les pertes énergétiques de compression). Au total, les rendements précédents **chuteraient donc de plus d'un tiers !** Pour aboutir à des valeurs **dérisoires**. Soulignant clairement les **limites de la solution**.

IV - Références

[1] *Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire* - Commanditée par l'ADEME, GRT gaz et GrDF - Réalisée par E&E Consultant, Hespul, Solagro - Septembre 2014

[2] *90 % de rendement pour un système d'électrolyse du CEA Liten* - Énergie & Environnement - Par Philippe Passebon - 08/12/2014

[3] *Captage / Séquestration du CO2 : très très couteux...* - ENERZINE.COM - Article publié le 06/03/2008

[4] *LE CAPTAGE DU CO2 DANS LES CENTRALES THERMIQUES* - Thèse MINES ParisTech, Centre Énergétique et Procédés - Chakib Bouallou - Décembre 2009

[5] Estimations de l'**Institut Fraunhofer de Kassel** concernant les rendements globaux « électricité => hydrogène ou méthane => électricité » - Selon source V. Boulanger dans : *Stockage d'électricité*. Énergie et Climat n°45 - 1er Mai 2012. Cité par Bernard Durand dans Réf. [7]

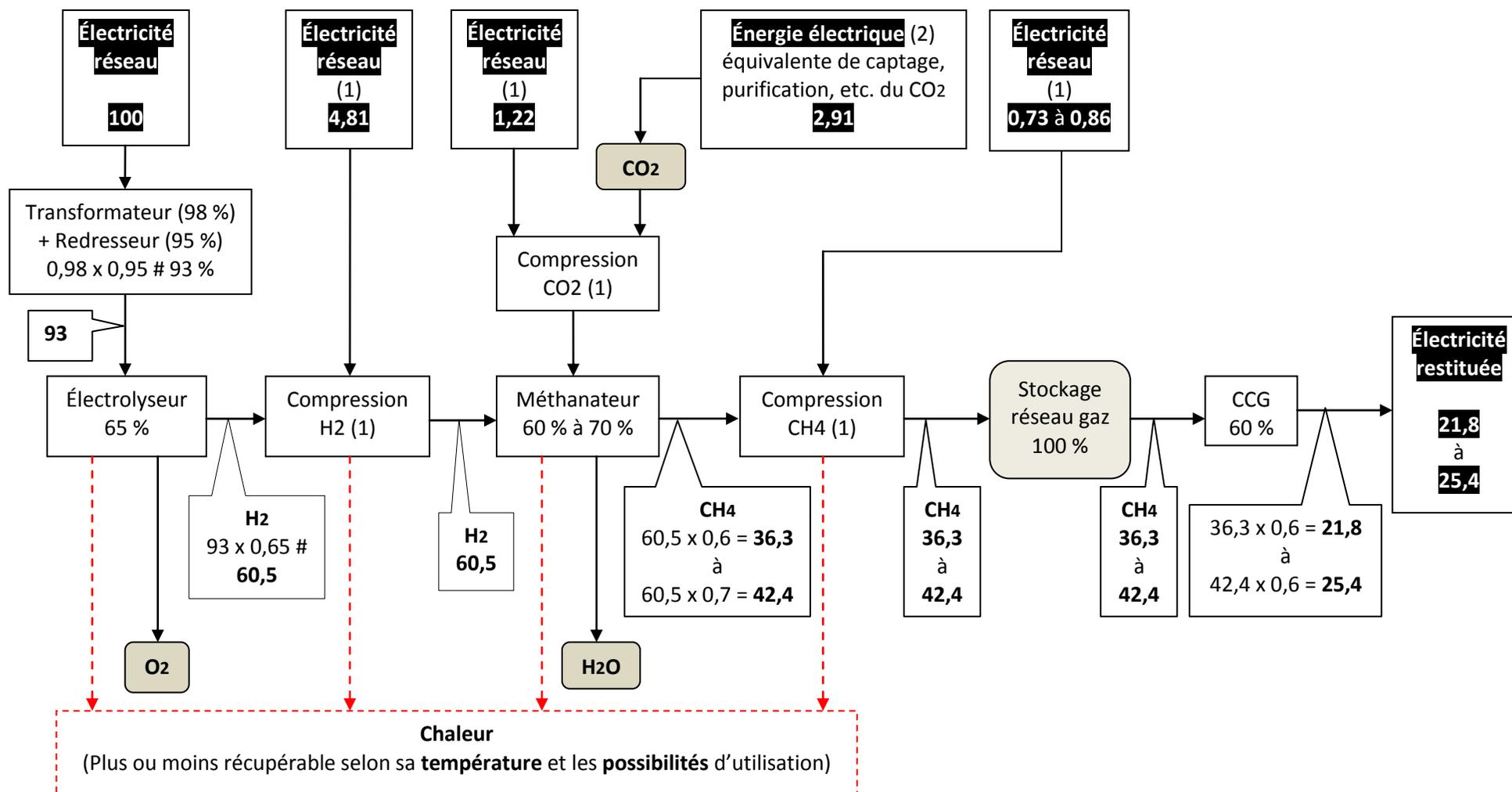
[6] *L'hydrogène vecteur de la Transition énergétique* - Conférence AFHYPAC / Sénat - 7 novembre 2014

[7] *Quelques réflexions sur l'efficacité énergétique du Power to Gas pour pallier les fluctuations des électricités intermittentes* - Par Bernard Durand.

[8] *Y a-t-il place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?* Par Etienne Beeker - France Stratégie - Août 2014

[9] *L'Hydrogène : vecteur de la transition énergétique ?* Par Jean-Marc Pastor, sénateur et Laurent Kalinowski, député - Décembre 2013

Annexe 1 - Schéma d'ensemble de la chaîne de transformations (avec rendements unitaires des technologies actuelles)



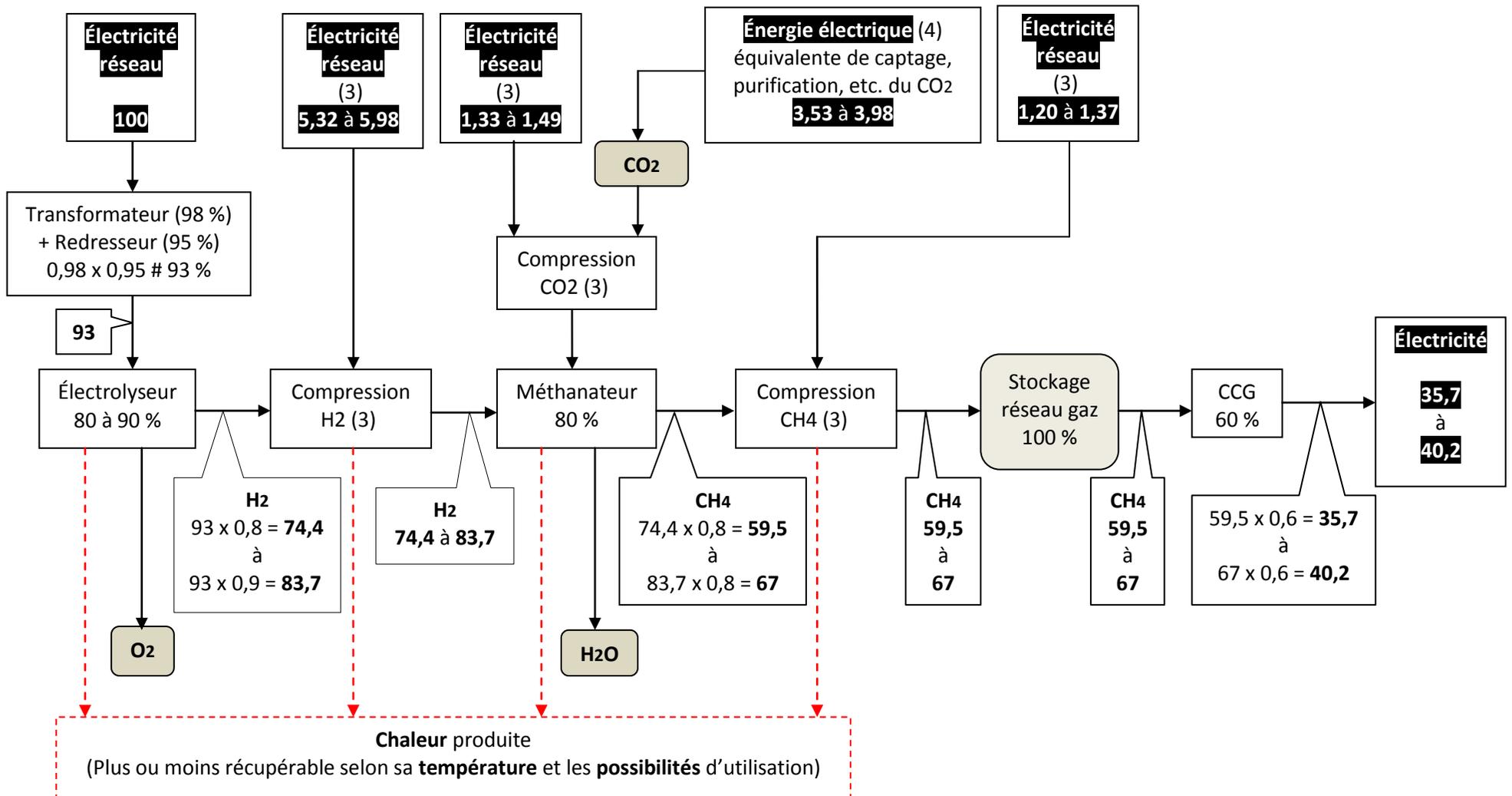
(1) : voir § I-3 ; (2) : voir § I-4

* Électricité totale **consommée** : $100 + 4,81 + 1,22 + 0,73 \text{ à } 0,86 + 2,91 \# 109,7 \text{ à } 109,8$

* Électricité **restituée** : **21,8 à 25,4**

* Rendement global **en électricité** : $21,8 / 109,7 \# 19,9 \%$ arrondis à **20 %** à $25,4 / 109,8 \# 23,2 \%$ arrondis à **23 %**

Annexe 2 - Schéma d'ensemble de la chaîne de transformations (avec améliorations espérées des rendements unitaires)



(3) : selon principes § I-3 ; (4) : selon principes § I-4

- * Électricité totale **consommée** : 100 + 5,32 à 5,98 + 1,33 à 1,49 + 1,20 à 1,37 + 3,53 à 3,98 # 111,4 à 112,8
- * Électricité **récupérée** : 35,7 à 40,2
- * Rendement global **en électricité** : 35,7 / 111,4 # 32 % à 40,2 / 112,8 # 35,6 %