

SOCIÉTÉ FRANÇAISE DE PHYSIQUE

Débat Climat-Énergie-Matériaux

19 janvier 2019 - ENS Paris

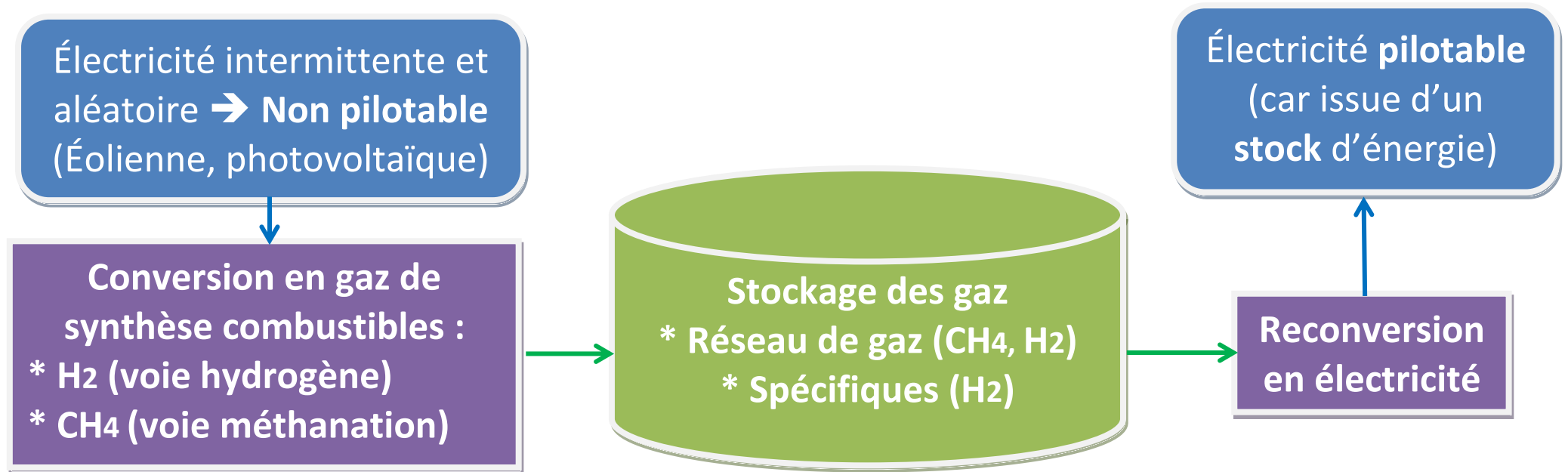
“Power to gas to power”

Solution au stockage de MASSE ou
impasse économique ?

Par Georges Sapy

Qu'est-ce que le "Power to gas to power" ("P-g-p") ?

- * **Mode de stockage d'énergie** par conversion d'électricité en gaz de synthèse combustibles (hydrogène ou méthane) et reconversion ultérieure de ces gaz en électricité

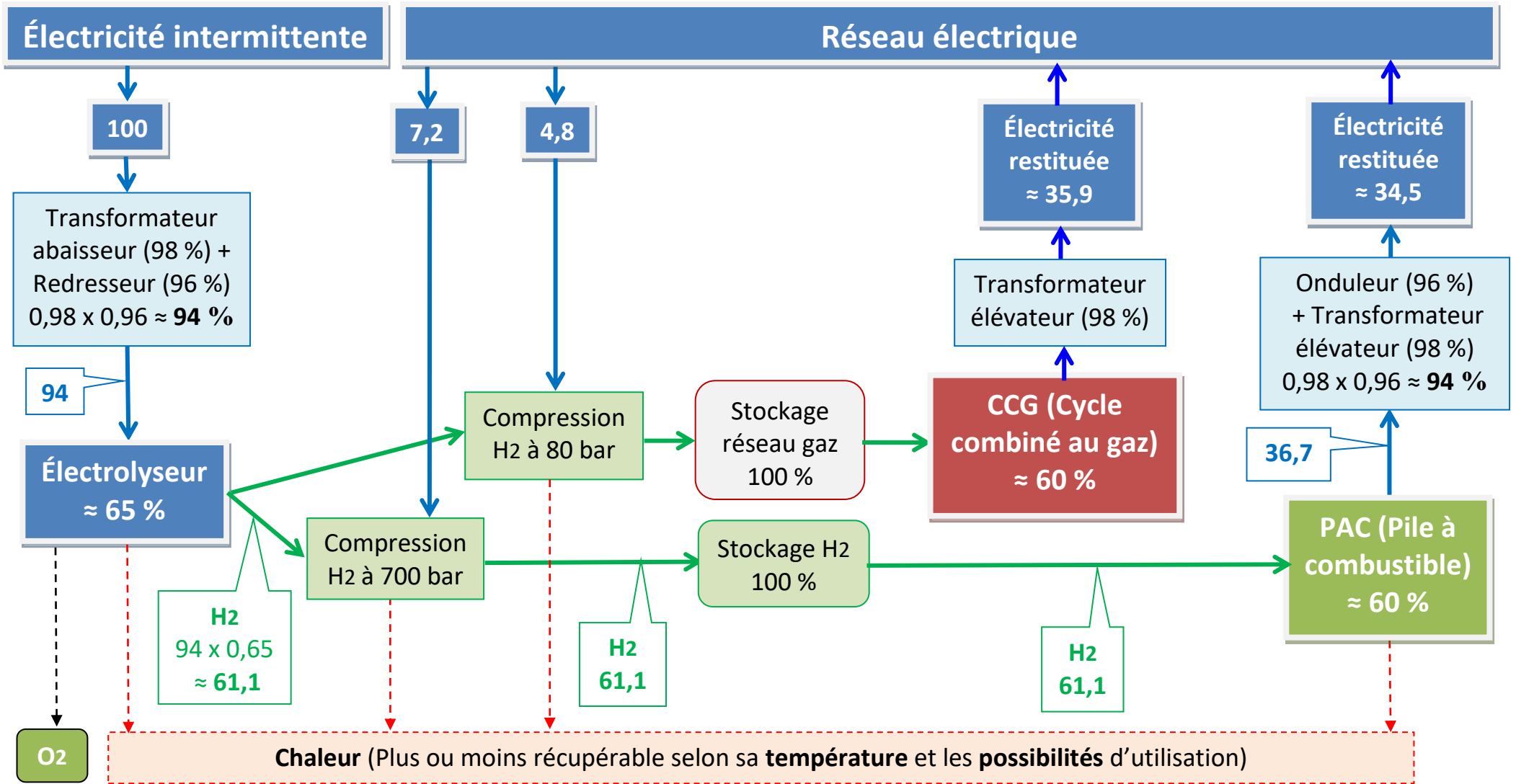


- * **Les avantages de ce type de stockage... SUR LE PAPIER :**

- Gaz décarbonés (si produits à partir d'électricité décarbonée)
- Capacité théorique à stocker de l'énergie à **très grande échelle ET en longue durée**
- Stockage dans réseaux de gaz existants (**100 % pour le méthane, 5 à 20 % pour l'hydrogène**)

- * **Inconvénient majeur :** rendement global de conversion [Électricité → Gaz → Électricité] **très faible...**

Voie hydrogène : rendement global avec rendements unitaires actuels

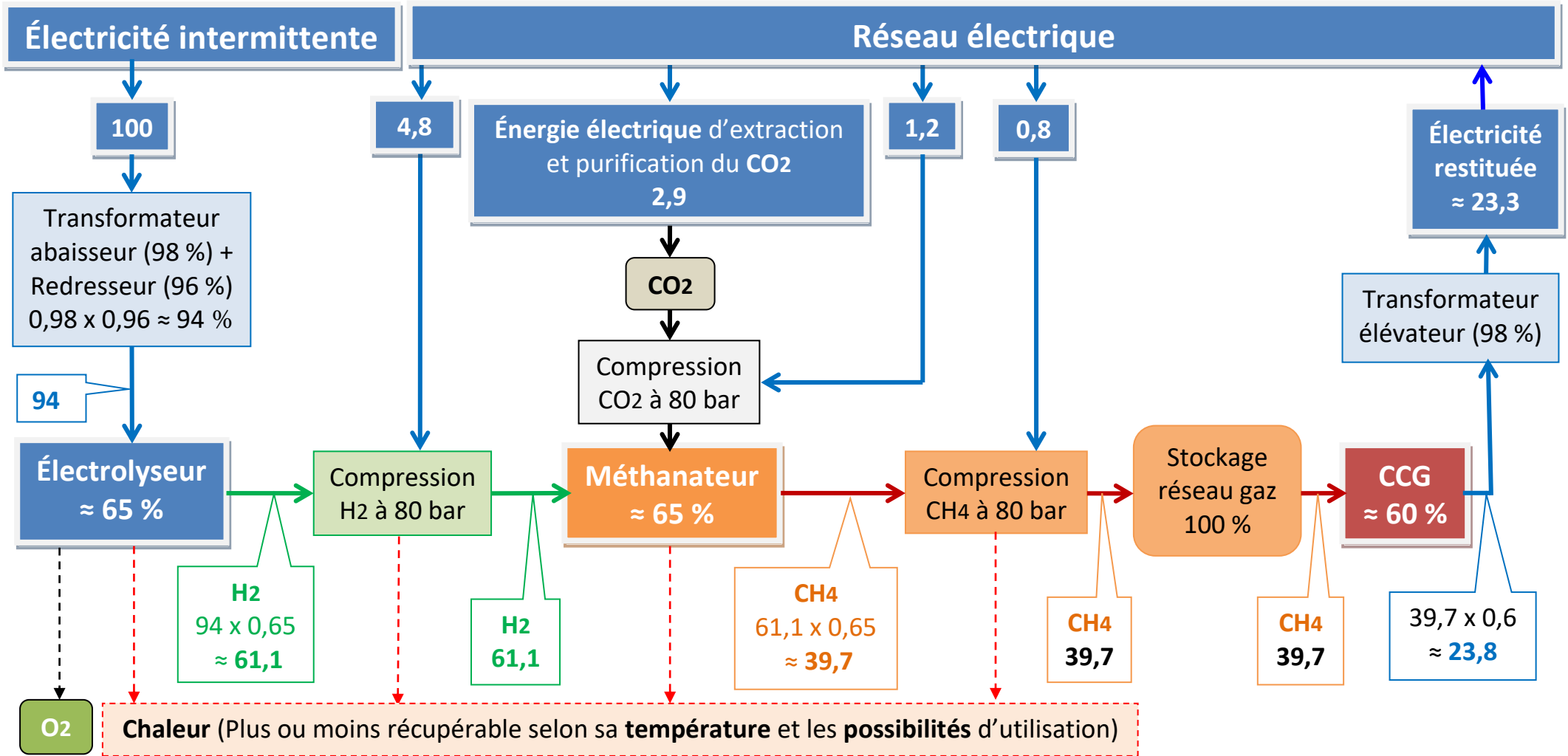


Rendement global « du moyen de production intermittent au réseau »

* En régime permanent optimal : avec CCG : $35,9 / 1,048 \approx 34 \%$; avec PAC : $34,5 / 1,072 \approx 32 \%$

* En régime opérationnel variable (Pertes supplémentaires de 10 à 15 %) : avec CCG : $\approx 30 \%$; avec PAC : $\approx 28 \%$

Voie méthanation : rendement global avec rendements unitaires actuels



Rendement global « du moyen de production intermittent au réseau »

* En régime permanent optimal : $23,3 / [1 + 0,048 + 0,029 + 0,012 + 0,008] \approx 21 \%$

* En régime opérationnel variable (Pertes supplémentaires de 10 à 15 %) : $\approx 19 \%$

Rendements globaux avec rendements unitaires maximaux réalistes

* Hypothèses :

- Les équipements à fort potentiel de développement (**électrolyseurs, piles à combustibles et méthanateurs**) sont supposés atteindre des rendements **industriels** $\approx 90\%$ maximum
- Le rendement des **cycles combinés au gaz** (technologie très mature) augmentera très peu, de $\approx 60\%$ actuellement à $\approx 64\%$ maximum (hypothèse réaliste)

* Simulation des rendements globaux sur la base des schémas énergétiques précédents :

Rendement Filière	Rendement Electrolyseur	Rendement PAC	Rendement Méthanateur	Rendement CCG	Rendement global à régime constant optimal	Rendement global opérationnel
H2 + PAC	65 ↗ 90 %	60 ↗ 90 %	-	-	32 ↗ $\approx 65\%$	28 ↗ $\approx 57\%$
H2 + CCG	65 ↗ 90 %	-	-	60 ↗ 64 %	34 ↗ $\approx 50\%$	30 ↗ $\approx 44\%$
CH4 + CCG	65 ↗ 90 %	-	65 ↗ 90 %	60 ↗ 64 %	21 ↗ $\approx 42\%$	19 ↗ $\approx 37\%$

* Conclusion : difficile de faire mieux que doubler les rendements globaux actuels...

→ Les rendements globaux resteront intrinsèquement limités...
Raison de fond : trop grand nombre de conversions énergétiques (surtout voie CH4)

L'intermittence, l'autre handicap majeur pour le "P-g-p"

Rendements de conversion énergétique trop limités...

+

Alimentation par électricité intermittente
→ Facteurs de charge trop faibles...

Avec rendements actuels : **il faut consommer... 3 à 5 kWh d'électricité** pour pouvoir en **déstocker 1 seul !**

Très faible durée de fonctionnement EPP des chaînes de conversion d'énergie (électrolyseurs, etc.) :

- * Avec moyens intermittents dédiés < $\approx 3\ 000$ h/an
- * Si uniquement surplus intermittents < ≈ 900 h/an

→ Il faut **SURDIMENSIONNER** :

- 1) Les installations de conversion d'énergie (électrolyseurs, etc.) car doivent **convertir 3 à 5 kWh entrants par kWh sortant !**
- 2) Les moyens de production en **électricité intermittente dédiés au stockage**

INVESTISSEMENTS :

→ Très élevés + Très peu utilisés

→ **Très difficiles à amortir**

Achats d'électricité très importants

Coûts de l'électricité déstockée très élevés ($\approx 300-500$ €/MWh !)
→ **PAS de MODÈLE ÉCONOMIQUE** en vue à ce jour...

Le “P-g-p”, mode de stockage énergétiquement le plus concentré...

Densités énergétiques par m³ de matière converties en électricité par moyens industriels :

- * Énergie potentielle hydraulique (eau des barrages) : 1 m³ chutant de 700 m entraînant une turbine hydraulique + alternateur : **≈ 1,7 kWh**
- * Énergie potentielle pneumatique (air comprimé stocké en cavités souterraines) : 1 m³ comprimé à 70 bar détendu à 20 bar entraînant un moteur à air comprimé + alternateur : **≈ 1,8 kWh**
- * Énergies potentielles chimiques des gaz combustibles :
 - Hydrogène : 1 m³ comprimé à 70 bar brûlé dans un cycle combiné au gaz + alternateur : **≈ 125 kWh**
 - Méthane : 1 m³ comprimé à 70 bar brûlé dans un cycle combiné au gaz + alternateur : **≈ 415 kWh**

→ À iso-volume, les gaz combustibles stockent ≈ 70 à 230 fois plus d'énergie potentielle que l'eau des barrages ou l'air comprimé en cavités souterraines



→ SEULES les énergies potentielles chimiques (ici gaz combustibles) sont aptes à stocker l'énergie en grande MASSE et pour de longues durées (= Inter-saisonniers) afin de répondre aux besoins hivernaux du réseau français : ≈ 2 TWh/24h !

MERCI DE VOTRE ATTENTION