



Opportunities for large scale PtG & synthetic methane production



Contexte et motivations du projet

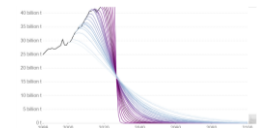
- Constat 1 : Urgence écologique, prise de conscience citoyenne généralisée
- Constat 2 : Avantage compétitif des énergies renouvelables électriques
- Constat 3 : Rôle toujours prépondérant du gaz naturel
- Constat 4 : Gaz renouvelables encore peu compétitifs et/ou en potentiel limité



World record bid
tender 11,14
€/MWh in 2020



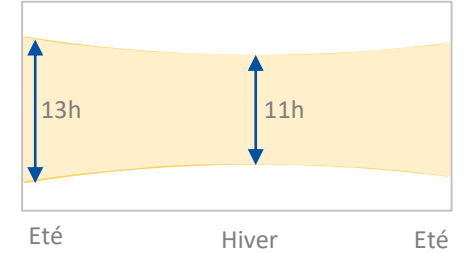
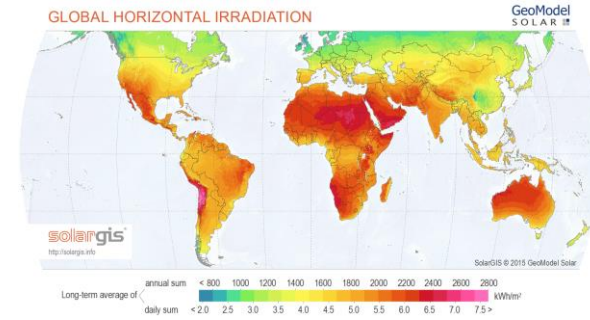
Nécessité d'agir **maintenant** pour la **décarbonation rapide** du vecteur gaz et répondre aux enjeux de la transition écologique



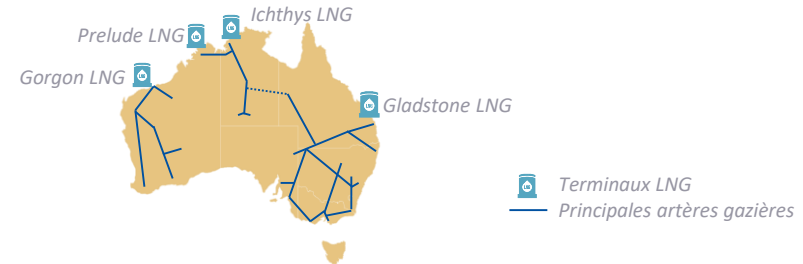
Cas d'étude sélectionné: Australie

Objectif: 2 TWh/an, horizon: 2025-2030

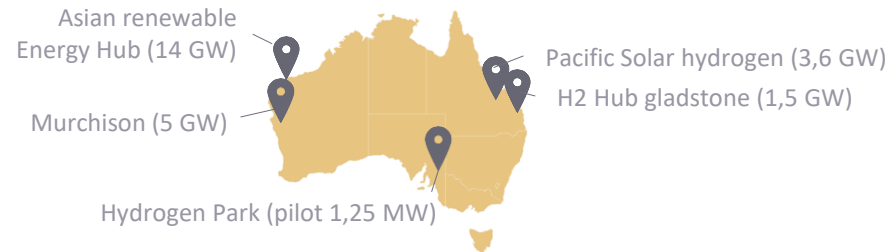
- Exposition solaire idéale



- Présence d'infrastructures gazières amorties

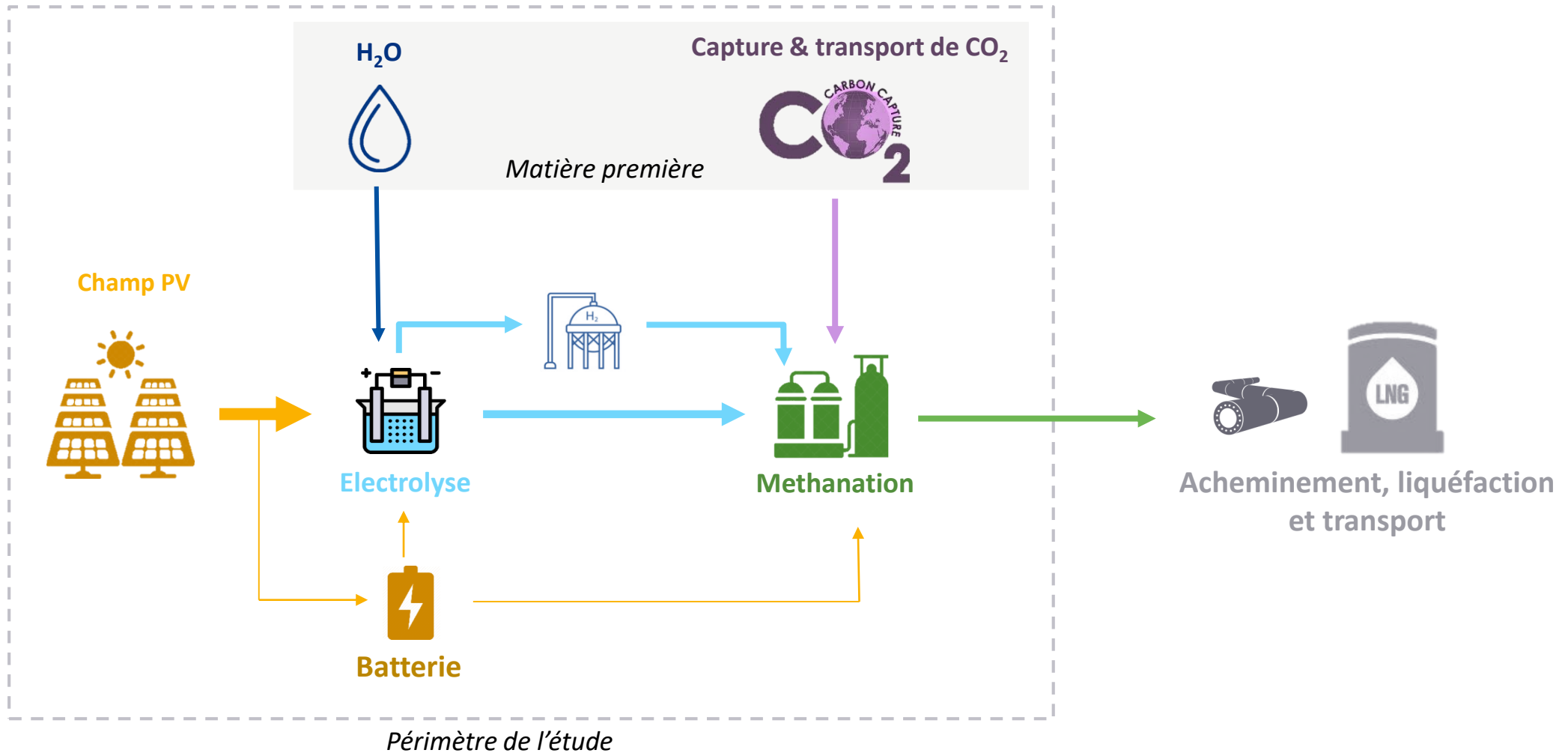


- Terre d'accueil des projets PtG internationaux



Quelles opportunités pour des projets « **power-to-methane** », à base d'électricité photovoltaïque à bas coût ?

Représentation des briques technologiques



Références et méthodologie

Une étude alimentée par des retours d'industriels et d'experts indépendants:



nel



HALDOR TOPSOE

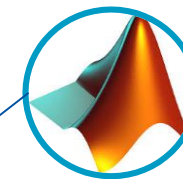


Claude Heller (*ex-Air Liquide, Hydrogen Economy CH2E*)
Jean-Paul Reich (*ex-ENGIE, société Enerhy*)
Lucien Mallet (*H2V Industry*)
Luc Poyer (*France Nouvelles Energies*)

Sur la base d'une méthodologie rigoureuse d'optimisation



- Données physique (météo)
- Calcul détaillé de la production PV



- Calcul des métriques opérationnelles, LCOE
- Optimisation des dimensionnement



- Modélisation des contraintes physiques
- Optimisation dynamique



Hypothèses techniques



Technologie : Méthanation catalytique (Ni), *fixed-bed reactor*

Efficacité & consommation: 0.038 kWh/kWh SNG*, 96% rendement de conversion chimique**

Pureté: 95% CH4

Pression de fonctionnement: 20 – 30 bar(g)

Plage de fonctionnement : 40% - 100% de la puissance nominale

Durée de vie du catalyseur: 3-10 ans

Durée de vie des autres composants du système: 30 ans

*Sur la base de: Recommandations de Outotec GmbH, et tenant compte de: 0.4 kWh/Nm3 [1] à 95% en composition de méthane et 11.12 kWh/Nm3 (PCS méthane)

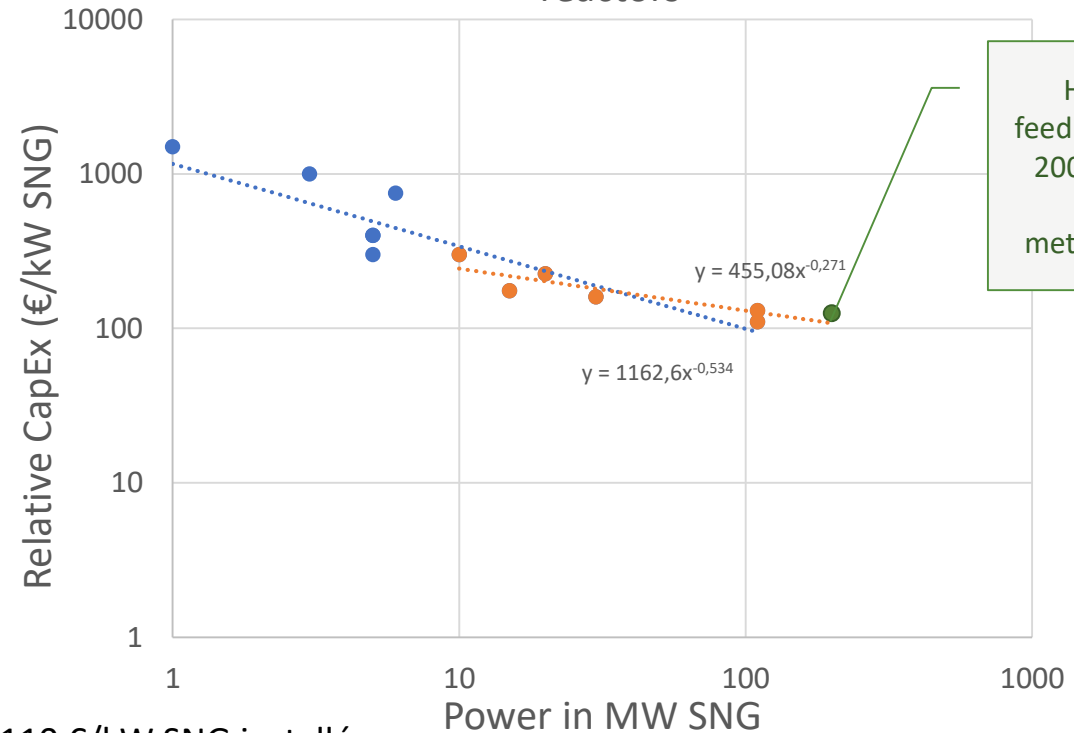
** Rendement définit par rapport au rendement théorique maximal de conversion chimique [2]

Sources:
[1] Goetz 2014
[2] DNV-GL report on power-to-gas (2014)

Hypothèses économiques



EoS: scale effect estimation for high scale catalytic methanation reactors



Hadlor Topsoe feedback: 25 M€ for a 200 MW SNG fixed bed catalytic methanation system

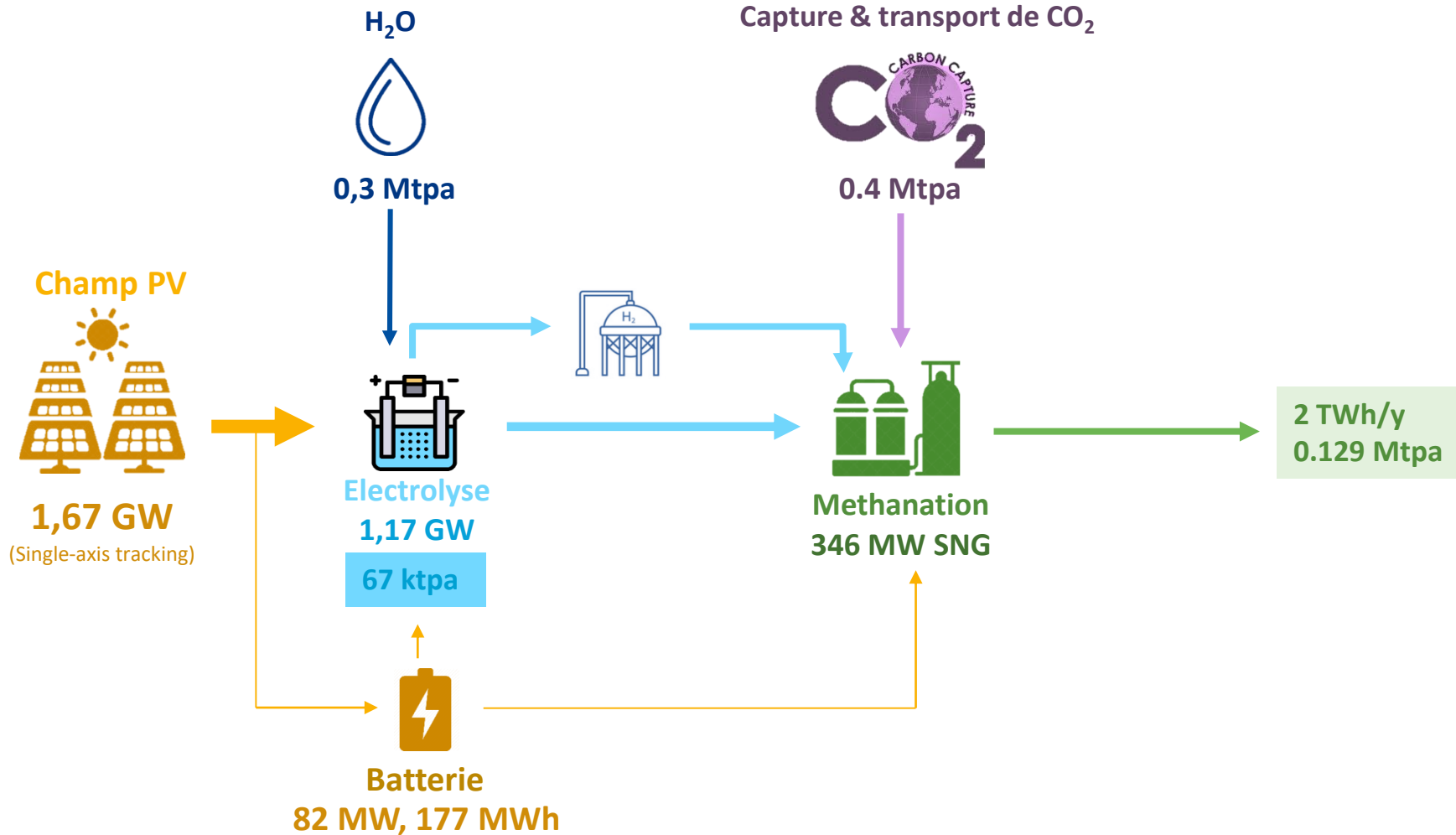
CAPEX : 90-110 €/kW SNG installé

OPEX : 5 % CAPEX/an***

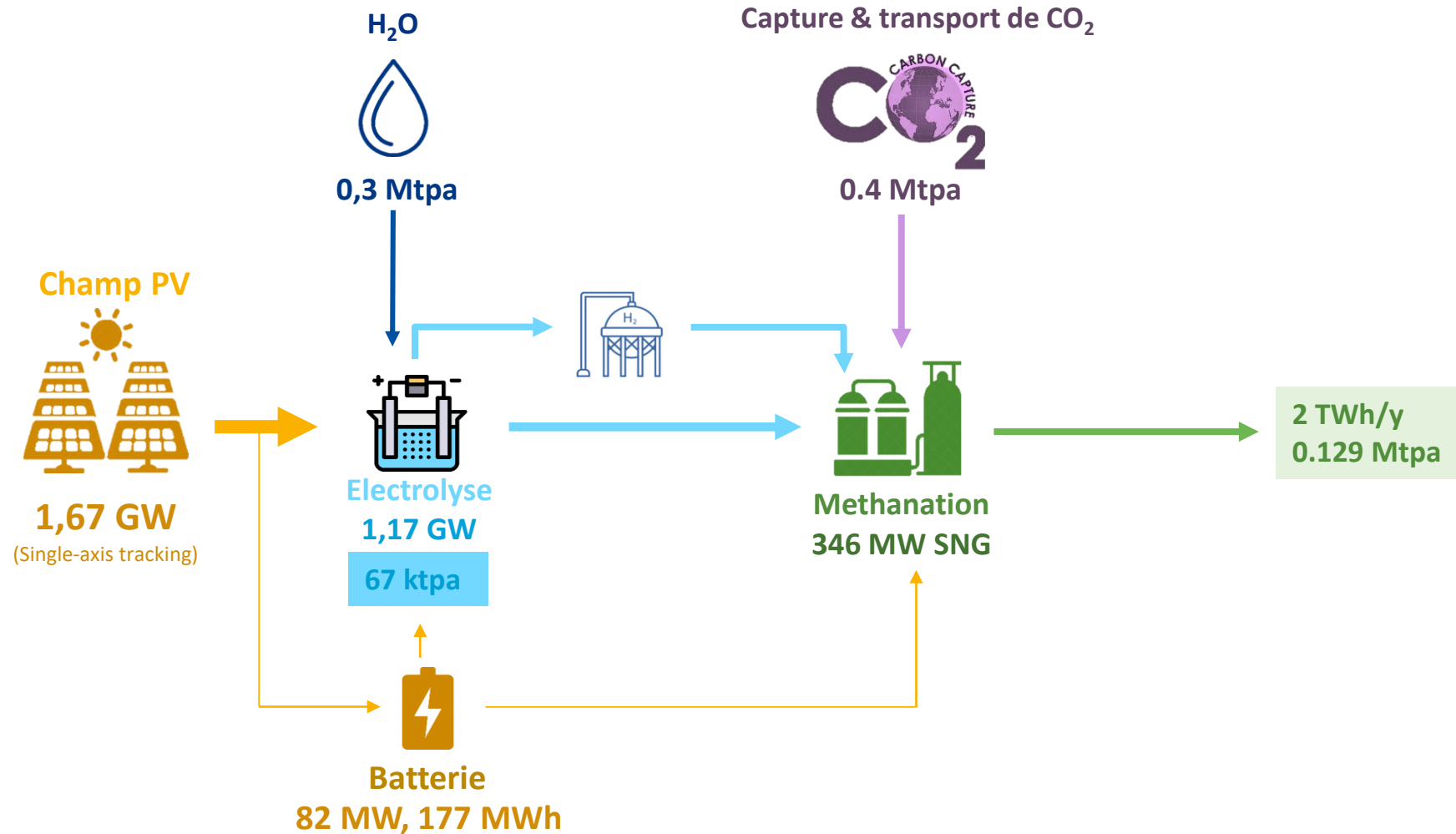
*** Sur la base d'un OPEX standard (2 à 3% CAPEX/an) et tenant compte du remplacement du catalyseur (5% CAPEX/an tous les deux ans)

Sources: data from Outotec GmbH (2014), Hadlor Topsoe (2014, 2019 & 2020), DNV-GL report on power-to-gas (2014)

Représentation des briques technologiques: puissances installées



Représentation des briques technologiques: puissances installées



| | Batteries | Electrolyseur | Stockage H2 | Méthanation | Total |
|-------------------|-------------|---------------|-------------|-------------|-----------------|
| CapEx (M€) | 60,1 | 438,7 | 3,5 | 31,1 | 533,5 M€ |

Capture et transport de CO₂

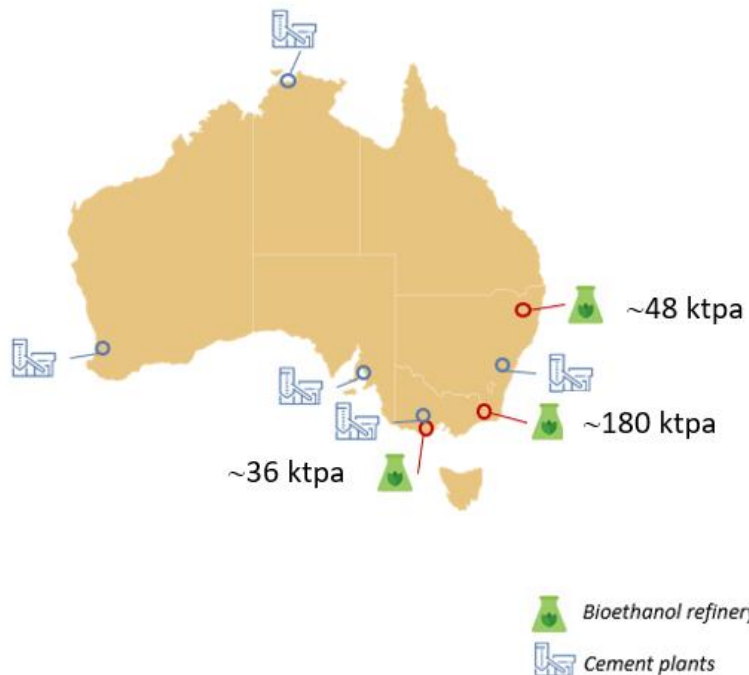
Hypothèses techniques

Sources candidates: raffineries bioéthanol, CO₂ biogénique issu d'autres procédés de fermentation (biogaz, fermentation alcoolique)

terminaux LNG, sources de CO₂ industrielles (CCGT, engrais etc.)**

Consommation annuelle: 0.4 Mtpa

Coût approximatif: ≈30 - 60 €/ton selon les sources



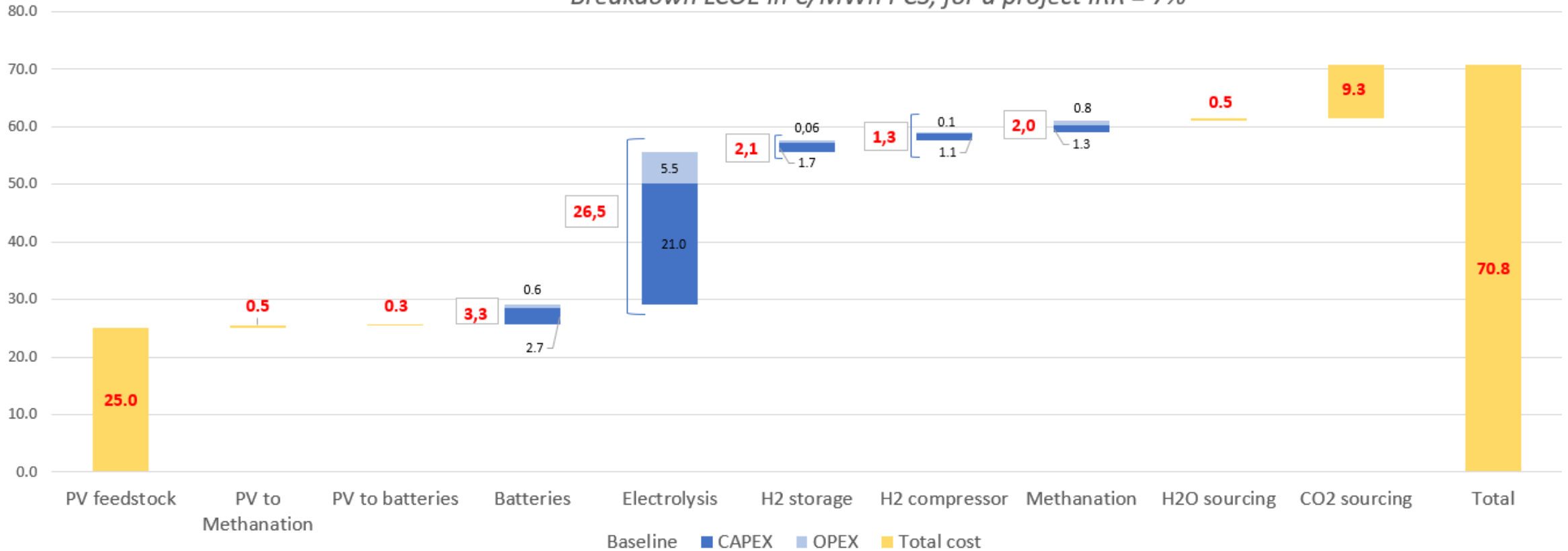
| | | | | | |
|---------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|---|---------------------------------|---------------------------------------|
| Ethanol industry | 5-9 €/tCO ₂ * | | | | 29,9 – 50,3 €/tCO ₂ |
| Gas processing infrastructure | 6 - 10 \$/tCO ₂ * | 8,5 €/tCO ₂ * | 1,4 €/tCO ₂ 50 km 4,2 €/tCO ₂ 100 km 12,8 €/tCO ₂ 300 km | 15-20 €/tCO ₂ 600 km | 15,9 – 31,3 €/tCO ₂ |
| Industry CCGT exhaust gas | 31 - 42 \$/tCO ₂ * | | | | 40,9 – 64,3 €/tCO ₂ 300 km |
| Existing CCS | | | | | 1,4 – 12,8 €/ton CO ₂ |
| Existing CO ₂ pipeline | | | | | |
| | Capture Cost | Compression Cost | Transport Cost (pipeline – Onshore) | Shipping Cost (optional) | Total cost |

** CO₂ non biogénique mais pouvant être utilisé en particulier dans le cas d'un cycle power-to-gas fermé



Résultat préliminaire: performances économiques

Breakdown LCOE in €/MWh PCS, for a project IRR = 7%



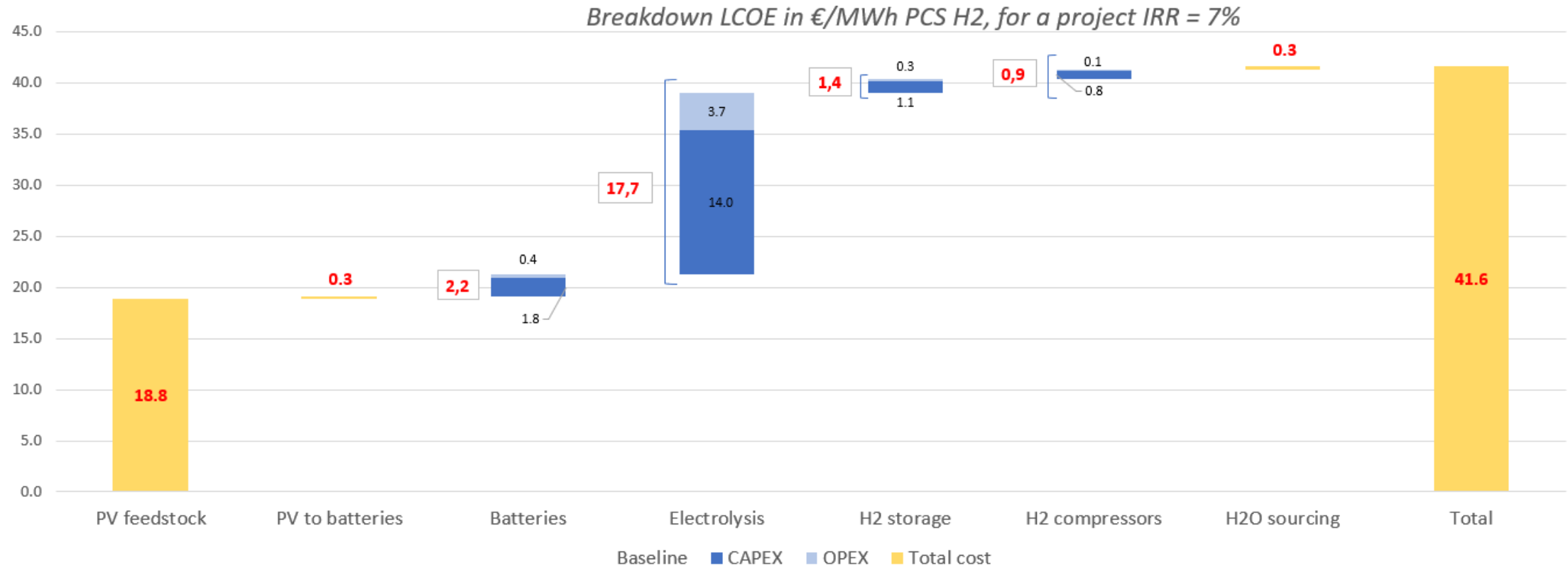
Hypothèses:

- LCOE Sourcing PV: **14 €/MWh**
- Sourcing H₂O: **3€/m³**
- Excess electricity sold to the grid

TRI Projet: 7%
TRI Investisseurs: 8,1%
DSCR: 368%
(hypothèse: D/E ratio de 40/60, taux d'intérêt de la dette: 4%, impôt sur les sociétés: 28,5%)

Résultat préliminaire: performances économiques

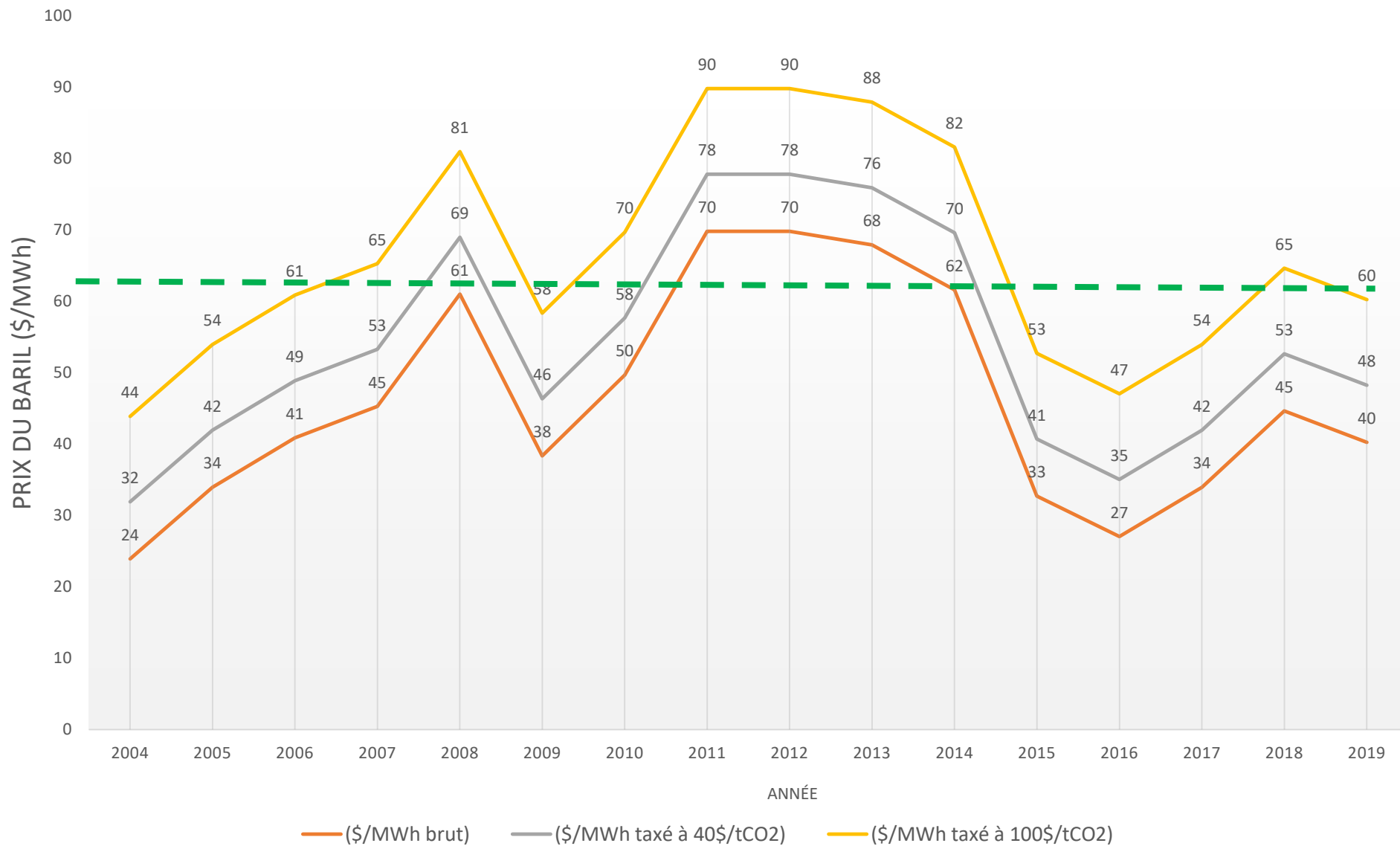
Comparaison avec un projet 100% H₂ (exprimé en €/MWh PCS H₂)



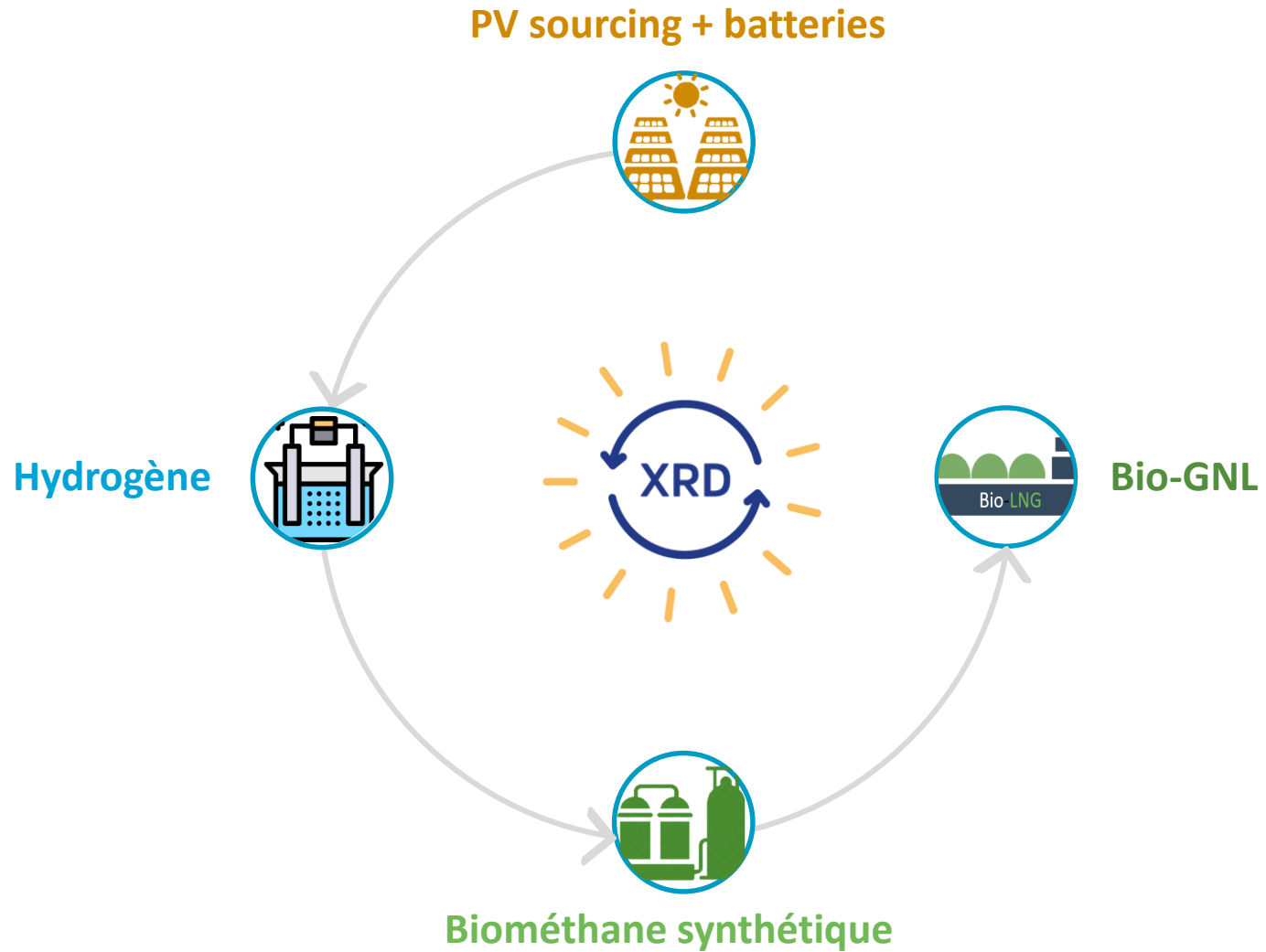
Hypothèses:

- LCOE Sourcing PV: **14 €/MWh**
- Sourcing H₂O: **3€/m³**
- Excess electricity sold to the grid

Prix du baril de pétrole avec différentes taxes carbone



XRD: un projet modulaire



XRD: un projet modulaire

Injection dans le réseau
*ex: Murchison project,
 Hydrogen park project*

Consommation locale
*Ex: National Hydrogen Strategy,
 Green Hydrogen Consortium, Fortescue...*

Hydrogène



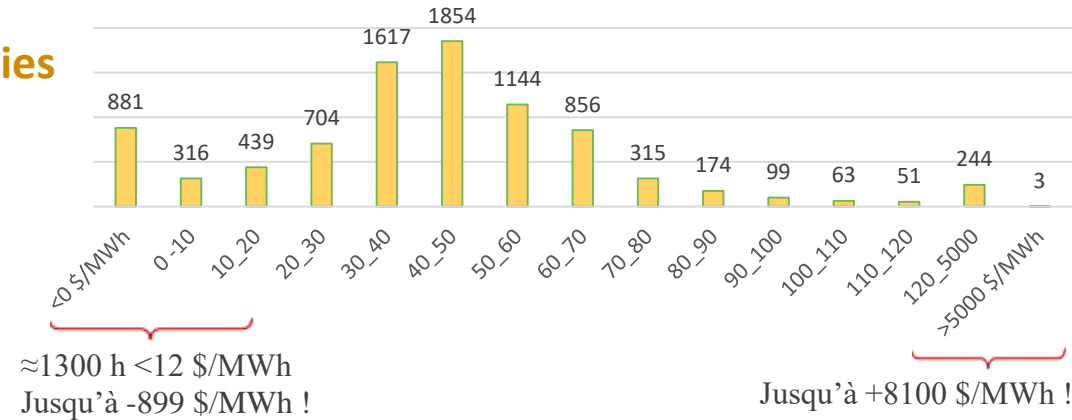
PV sourcing + batteries



Biométhane synthétique
 Consommation locale



Dispersion des prix spots de l'électricité (SA) - 2020



Bio-GNL



Le bio-GNL, un produit à haute valeur ajoutée

Décarbonisation des transports:

- Routiers

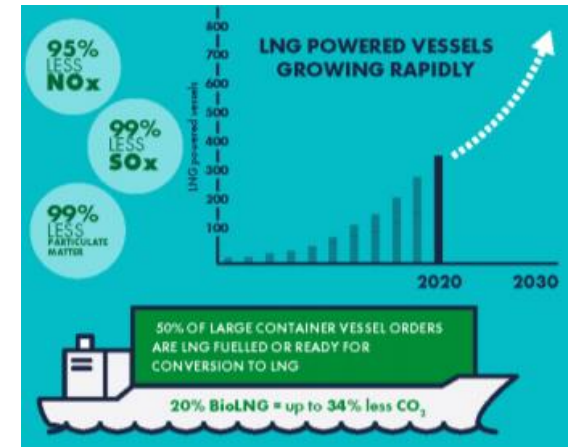


Ex: Consortium Européen bioLNG Euronet, essor des stations bioGNL à horizon 2030: appel au lancement de 1500 stations GNL min. (ACEA), estimation à **2000 stations GNL** (EBA; GIE; SEA-LNG), etc.

- Maritimes:



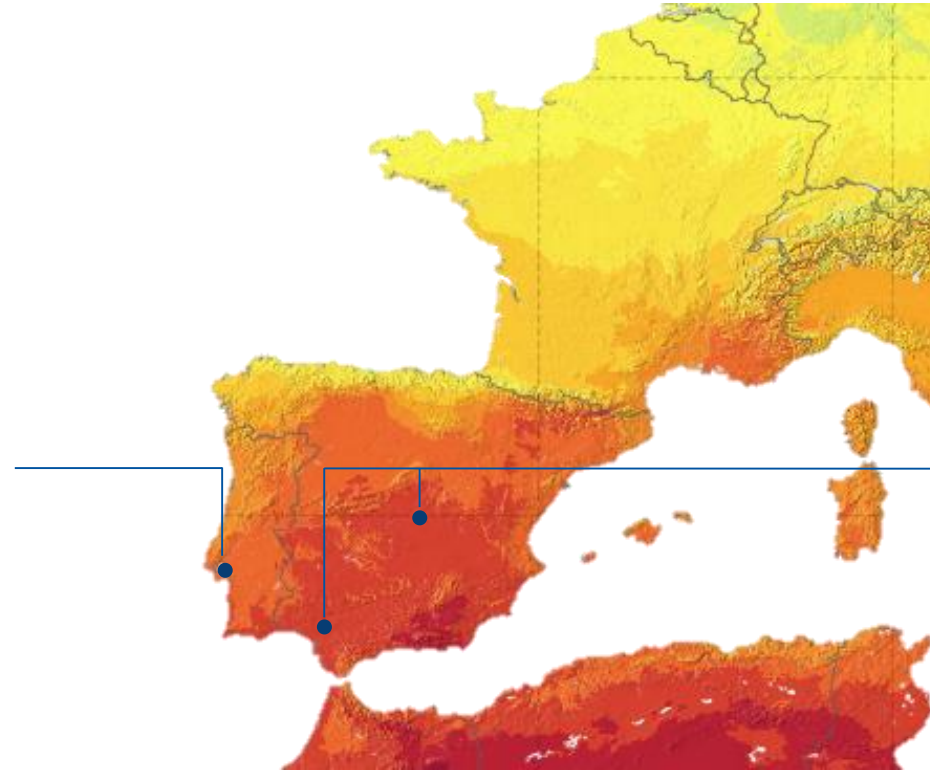
+30 à +40% CAGR: de 173 vaisseaux GNL en opération en 2020 à 500 vaisseaux GNL prévus pour 2027



Fortes perspectives de croissance

Un projet répliquable en Europe

2019 bid: 370 MW PV à 14,8 €/MWh [2]
2020 bid: 125 MW PV à **11,2 €/MWh** [3]



Average annual sum of PVOUT, period 1994-2016



2021 bid: 125 MW PV à un LCOE moyen de 19.3 €/MWh, et un bloc de 30 MW à **14.89 €/MWh** (incluant 2h de stockage) [1]

Sources:

[1] <https://antuko.com/2021-spanish-auction-main-results/>

[2] <https://renewablesnow.com/news/akuo-seeks-enviro-licence-for-180-mw-pv-project-in-portugal-report-711056/>

[3] <https://www.pv-magazine.com/2020/08/24/portugals-second-pv-auction-draws-world-record-low-bid-of-0-0132-kwh/>

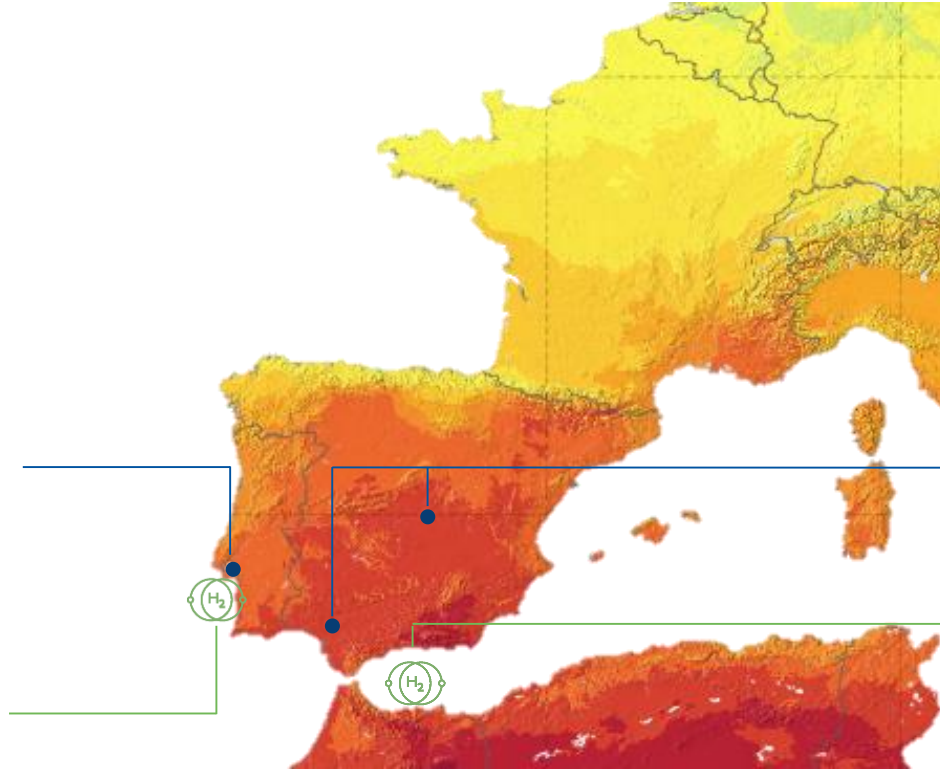
Un projet répliquable en Europe

2019 bid: 370 MW PV à 14,8 €/MWh [2]
 2020 bid: 125 MW PV à **11,2 €/MWh** [3]

Exemple: Projet Sines, pilote 10 MW_e électrolyseur (et jusqu'à 1 GW_e)



galp



Average annual sum of PVOUT, period 1994-2016



2021 bid: 125 MW PV à un LCOE moyen de 19.3 €/MWh, et un bloc de 30 MW à **14.89 €/MWh** (incluant 2h de stockage) [1]

Partenariat stratégique Allemagne x Maroc pour l'exportation massive de gaz verts (hydrogène, ammoniac, méthanol).

Sources:

[1] <https://antuko.com/2021-spanish-auction-main-results/>

[2] <https://renewablesnow.com/news/akuo-seeks-enviro-licence-for-180-mw-pv-project-in-portugal-report-711056/>

[3] <https://www.pv-magazine.com/2020/08/24/portugals-second-pv-auction-draws-world-record-low-bid-of-0-0132-kwh/>



Annexes: hypothèses technico-économiques

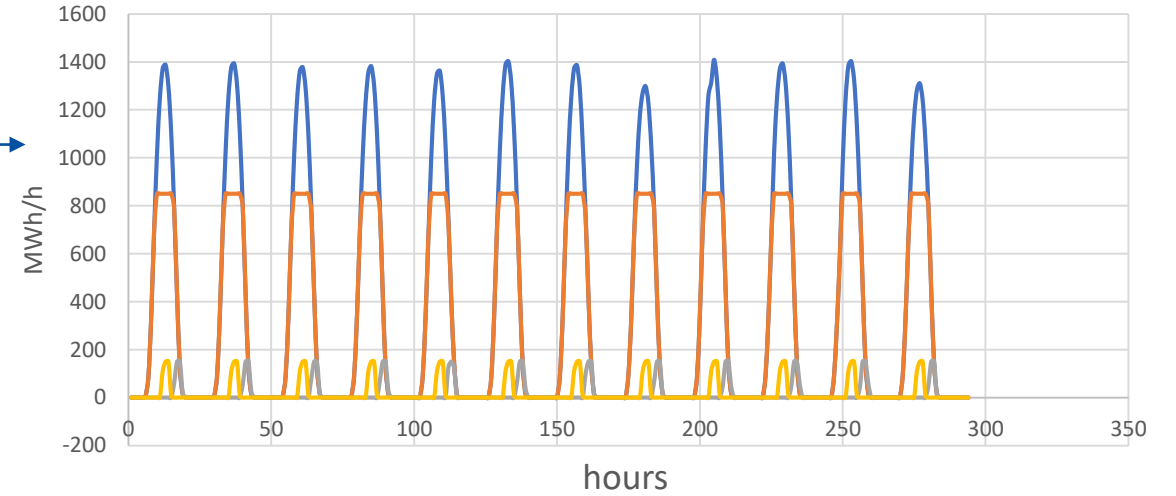
Analyses de sensibilités

Voies d'optimisations

Modèle physique et optimisation

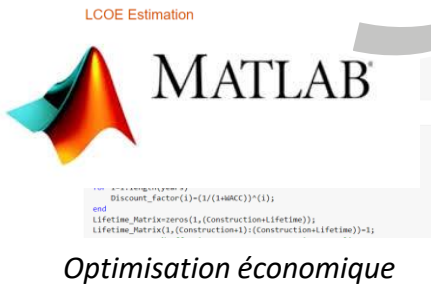


PV curve - input to electrolyzer and battery charge/discharge (MWh/h)

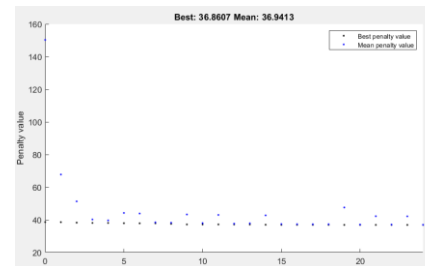


- PV_production (DC power in MWh/h)
- Power input to electrolyzer (DC in MWh/h)
- Power to batteries (DC in MWh/h)
- Power discharged from batteries (MWh/h)

Données d'entrée:
variables de coûts
(CapEx, OpEx, durée de vie etc.)



Set de variables (P_{el} , P_{met} , P_{bat} etc.)
minimisant le LCOE compte tenu d'un
objectif de production de 2.0 TWh/an





Hinkley point C, 3.200 MW_e (Somerset, UK)
 PPA: 92.5 £/MWh
 (104.5 €/MWh)

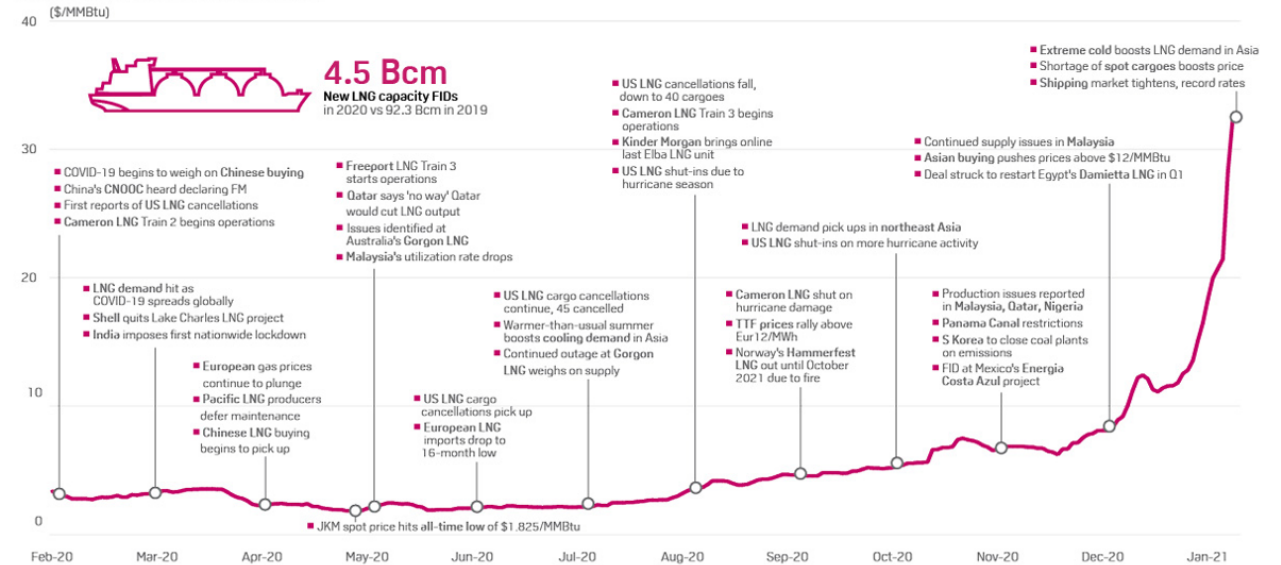


Quid d'un gaz **renouvelable**, en **quantité illimité**, **stockage**, à moins de 70-80 €/MWh ?

LNG PRICE BONANZA: JKM SPOT PRICE RALLIES TO RECORD HIGH IN 2021

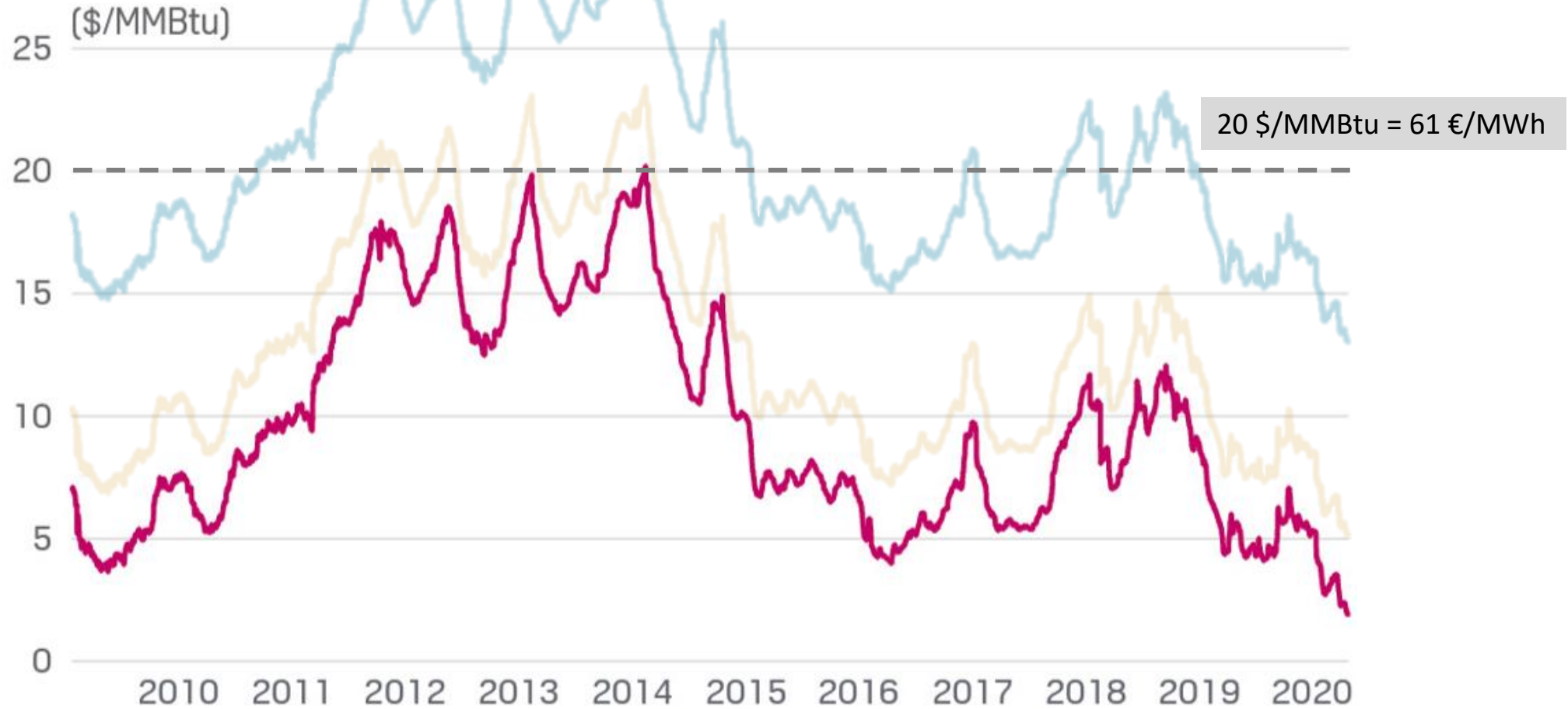
Since May, when the JKM Asian spot LNG price bottomed out below \$2/MMBtu due to oversupply, the market has enjoyed a remarkable rally, the JKM increasing more than 16-fold to a record high of \$32.50/MMBtu in January. This was driven first by an unprecedented supply-side response to low prices, with US LNG cancellations starting to rebalance the market through the summer, followed by strong winter buying demand from Asian buyers in the fall and a number of supply-side issues. Since the start of 2021, cargo shortages, transportation bottlenecks, record shipping rates, and plunging winter temperatures have lent further support to the market.

JKM spot LNG price rallies from summer lows



JKM LNG spot price (Feb 2020 – Jan 2021)
 Jan. 2021: 32.5 \$/MMBtu
 > 100 €/MWh

Historical LNG price curve, and impact of carbon tax levels

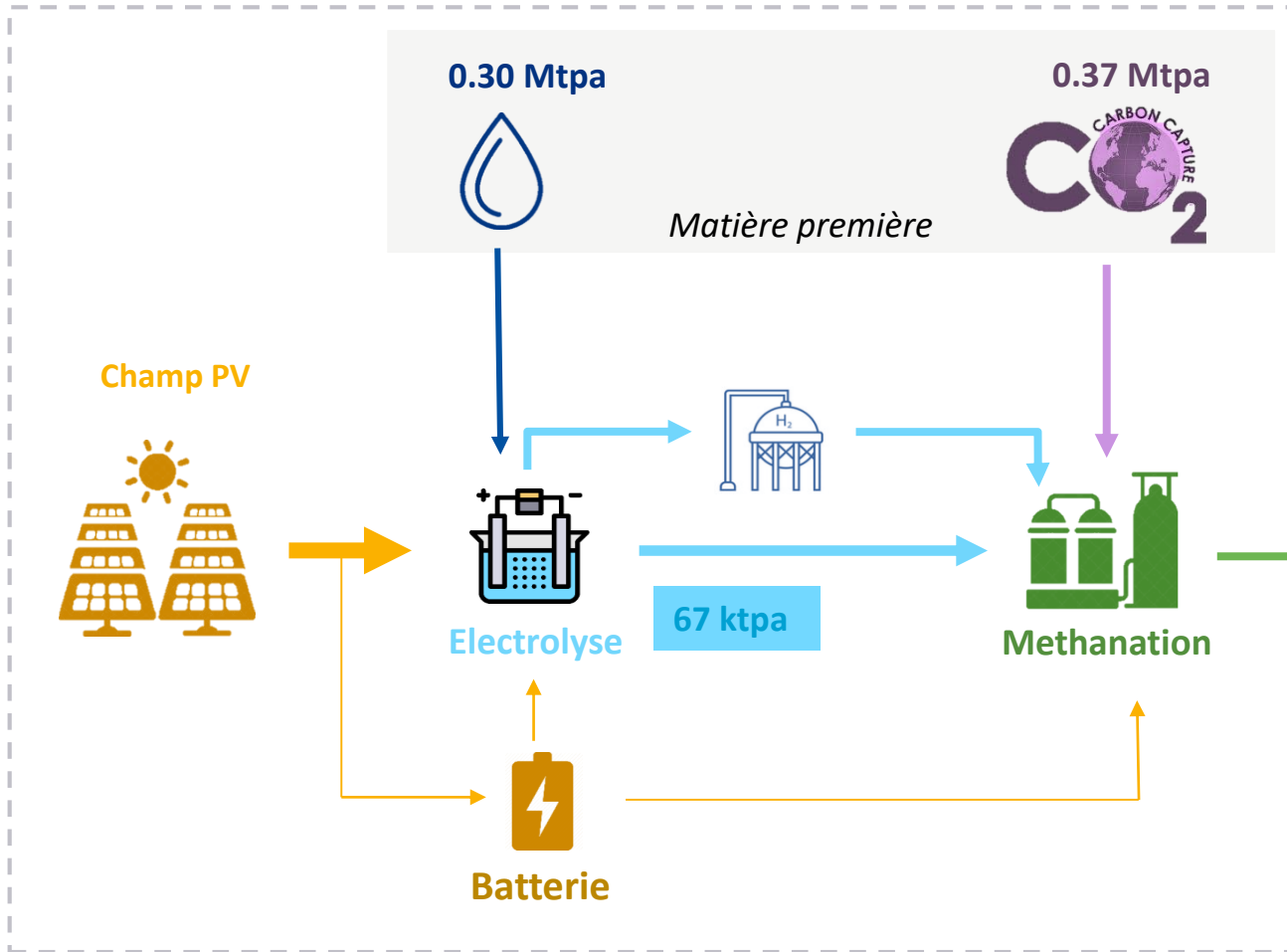


Source: S&P Global Platts

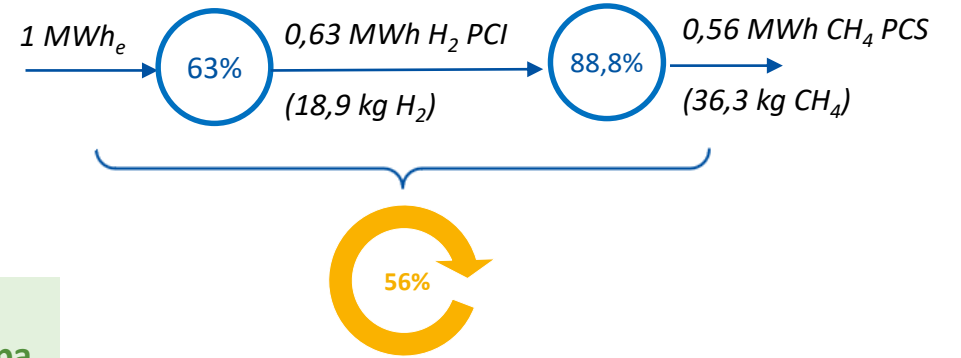
Assumptions: 253 kg CO₂ eq/MWh, Ref: Base Carbone
1 MMBtu = 0,293 MWh

- Historical curve
- Historical curve with a 50 €/ton carbon tax
- Historical curve with a 150 €/ton carbon tax

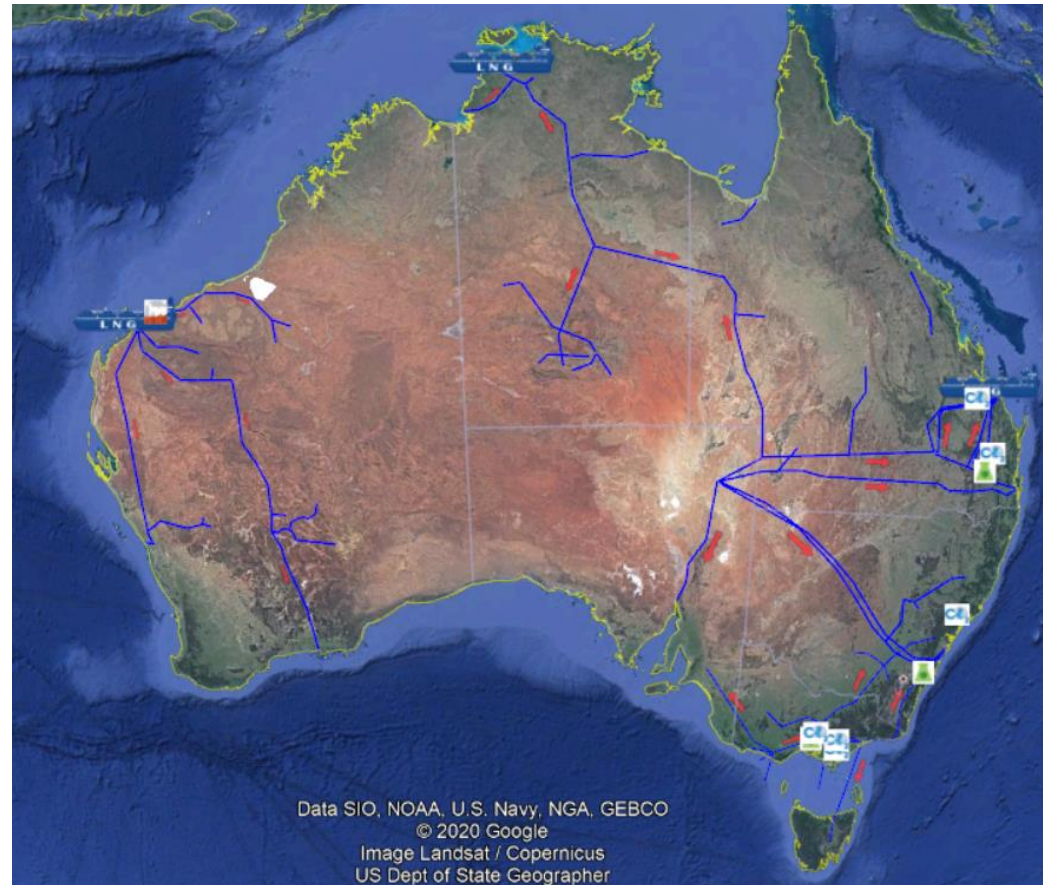
Bilan énergie/matière



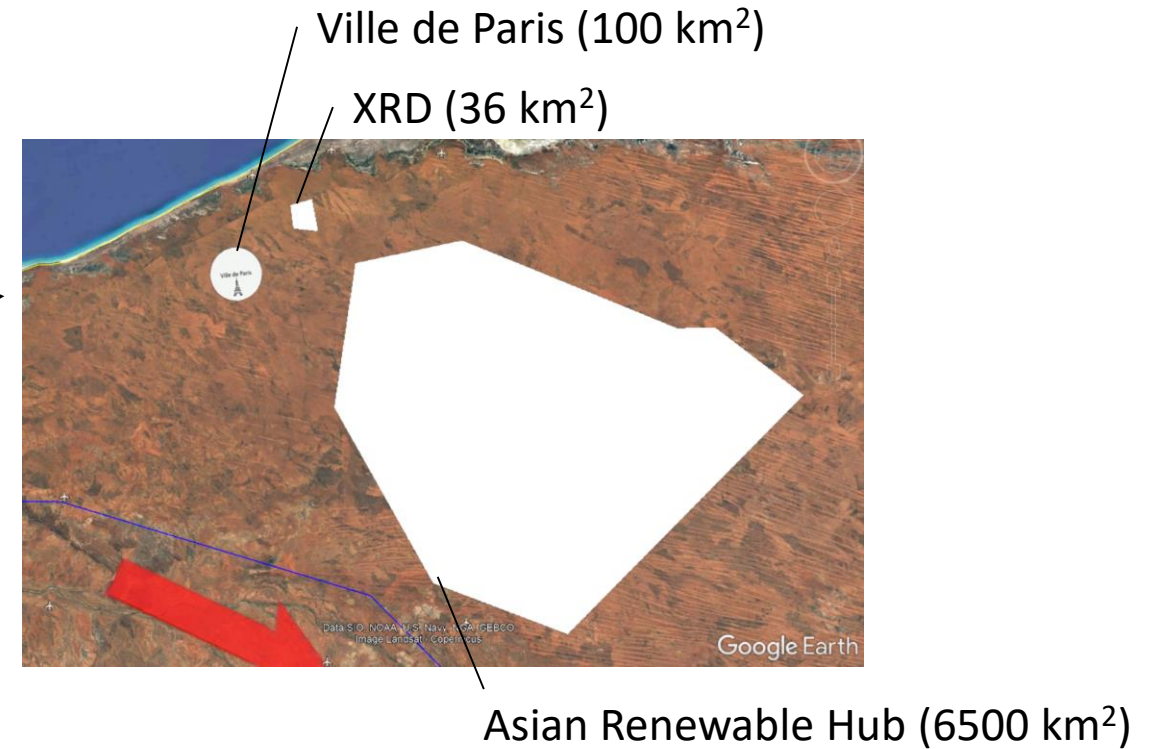
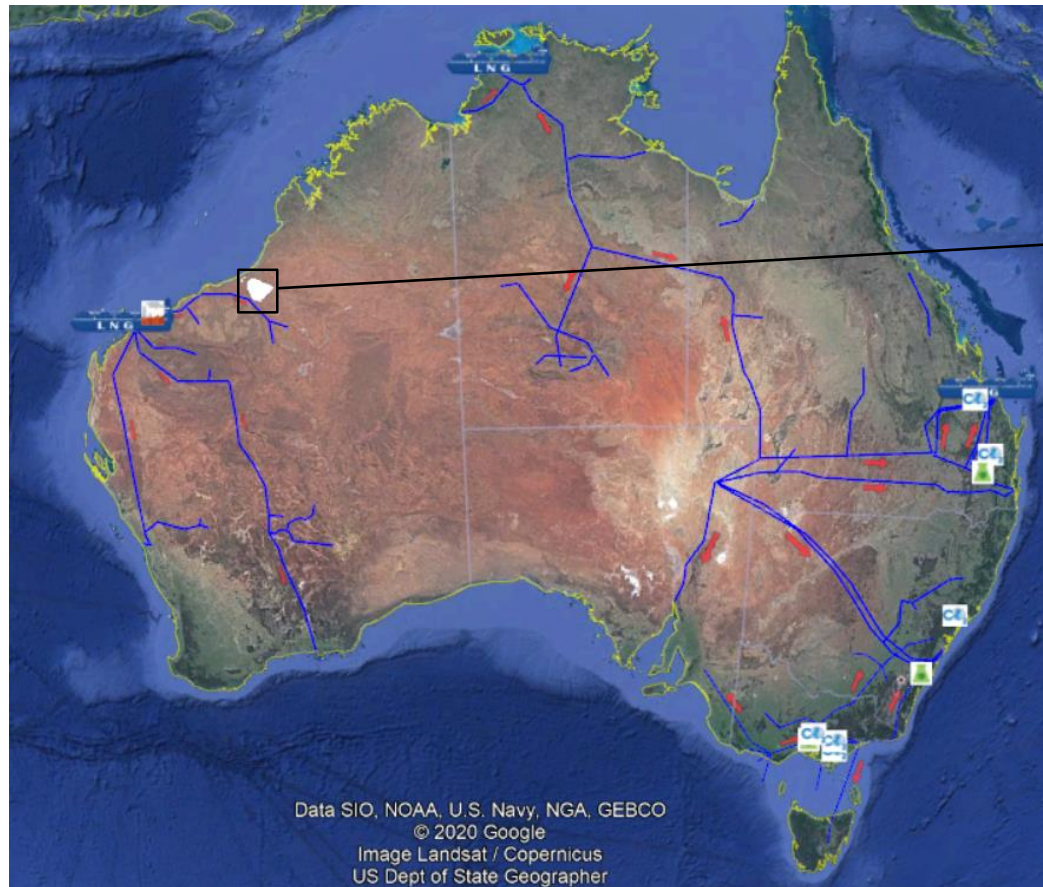
Périmètre de l'étude



Empreinte spatiale



Empreinte spatiale



Désert Australiens (1,37 M km²) ↔ 2,3 fois la
consommation mondiale de GN



Hypothèses techniques



Technologie : Alcaline

Efficacité : 53 kWh/kg H₂* (≈63% efficacité totale PCI)

Durée de vie du stack : 90 000 h [1]

Coût remplacement stack: 94 €/kW

(hypothèse 25% du CapEx initial*)

Heures équivalent démarrage/arrêt: 10

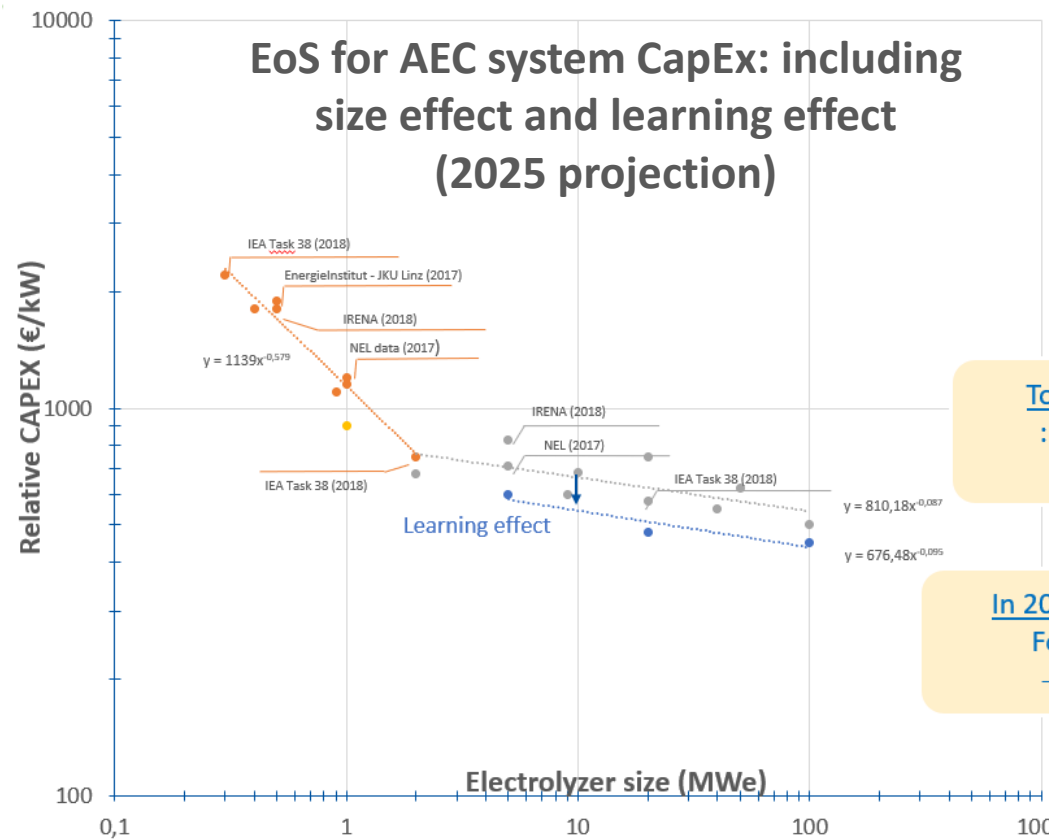
*Sur la base de:

Recommandations de J.P. Reich (société Enerhy), Lucien Mallet, Luc Poyer, Claude Heller
En cohérence avec les données publiées par [1]

Sources:

[1] IRENA 2018, en cohérence avec FCH JU (2020)

Hypothèses économiques



Today, for an AEC system
: For a 500 – 700 MWe
→ [470 ; 460] €/kW

In 2025, for an AEC system :
For a 500 – 700 MWe
→ [375 ; 365] €/kW

CAPEX : 365-375 €/kWe installé, @P=15 bar(g)

OPEX : 2,5 % CAPEX/an



Hypothèses techniques



Technologie : Lithium - Ion

Dégradation: Dégradation à 60% pour 4000 kWh_{discharged}/kWh_{useful capacity}

Efficacité : 92 % (84 % RTE)

Capacité de charge minimum: 15% [1]

Capacité de charge maximum: 95% [1]

Sources:

Recommandations de J.P Reich et consultations de ENGIE Lab & Laborelec

[1] D'après la base de donnée de System Advisor Modeling

(SAM software – NREL)

Hypothèses économiques



CAPEX : 110-140 €/kWh, 380-430 €/kW

OPEX : 2 % CAPEX/an

$$Total\ cost\ (\text{€}) = \left[energy\ cost\ \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) + \frac{power\ cost\ \left(\frac{\text{€}}{kW} \right)}{n_{hours}} \right] * E_{content}(kWh)$$

| | Low | Mid | high | source |
|------|-----|-----|------|------------|
| 2025 | 100 | 140 | 180 | NREL, 2019 |
| | 96 | 104 | 127 | JRC, 2018 |
| 2030 | 60 | 110 | 160 | NREL, 2019 |

| | Low | Mid | high | source |
|------|-----|-----|------|------------|
| 2025 | 310 | 430 | 600 | NREL, 2019 |
| 2030 | 205 | 380 | 510 | NREL, 2019 |

Stockage hydrogène



Stockage souterrain (type cavité saline)

Pression opératoire: 15 à 31 bar(g)
CAPEX estimatif: 25 €/kg
OPEX \approx 2% CapEx/an



Compétitif, mais requiert des conditions géologiques particulières



Stockage pipeline fermé

CAPEX estimatif: 3000 €/m (DN 1200 mm)
Capacité: 10 t/km
Pression opératoire: 40 – 120 bar(g)
OPEX \approx 2% CapEx/an



Possibilité de connexion directe à un gazoduc ou un hub H₂

Résultat préliminaire: performances techniques

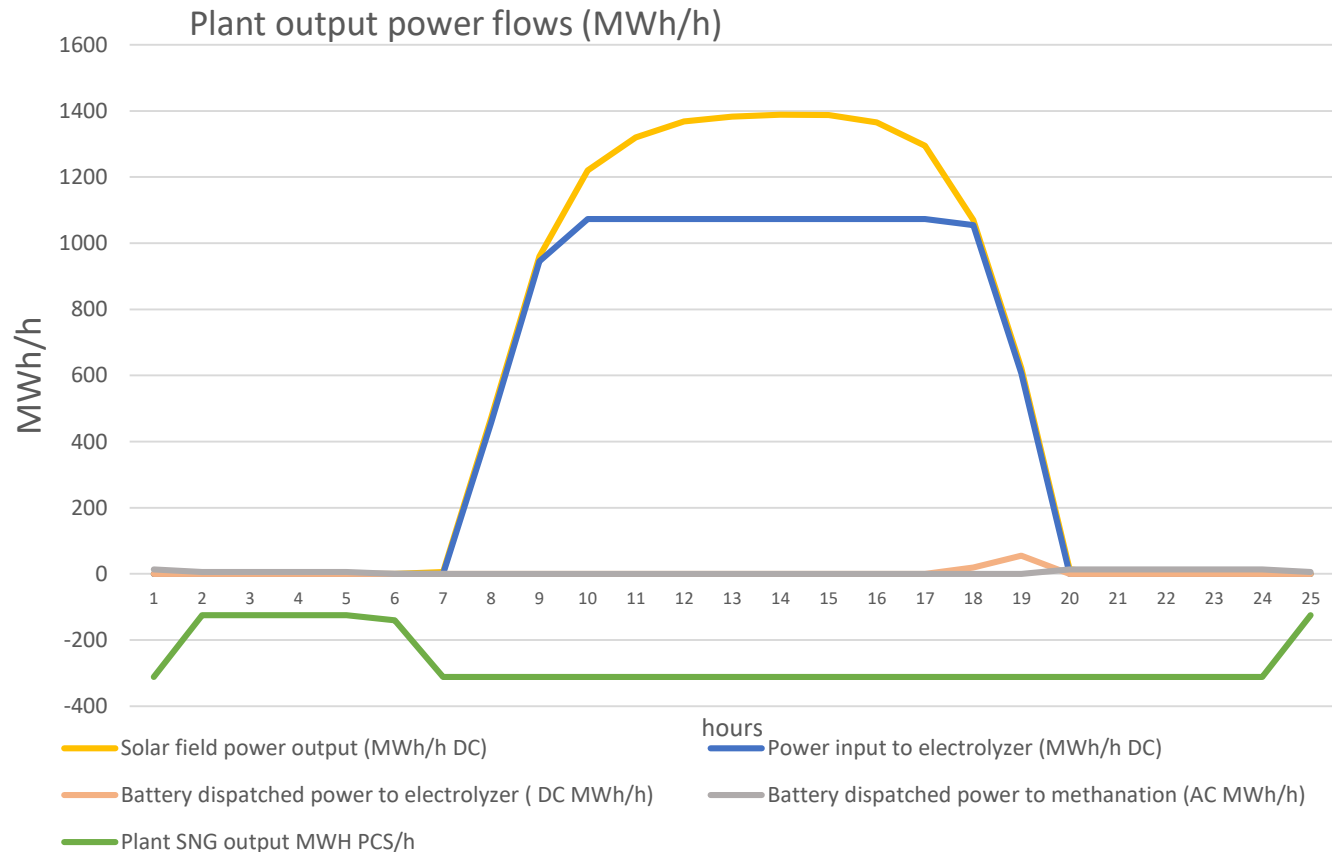
Variables d'optimisation correspondant à une production de 2.01 TWh SNG/an:

| Project lifetime | PV installed capacity (DC power) | Installed electrolyzer capacity | Methanation system installed power | Hydrogen storage capacity | Battery power | Battery capacity |
|------------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------|---------------|------------------|
| Years | MW _p (DC) | MW _e | MW SNG | Ton H ₂ | MW | MWh |
| 30 | 1671 | 1170 | 346 | 140 | 82 | 177 |

Durée de vie des batteries: 17 ans
 Durée de vie des stacks: 12 ans

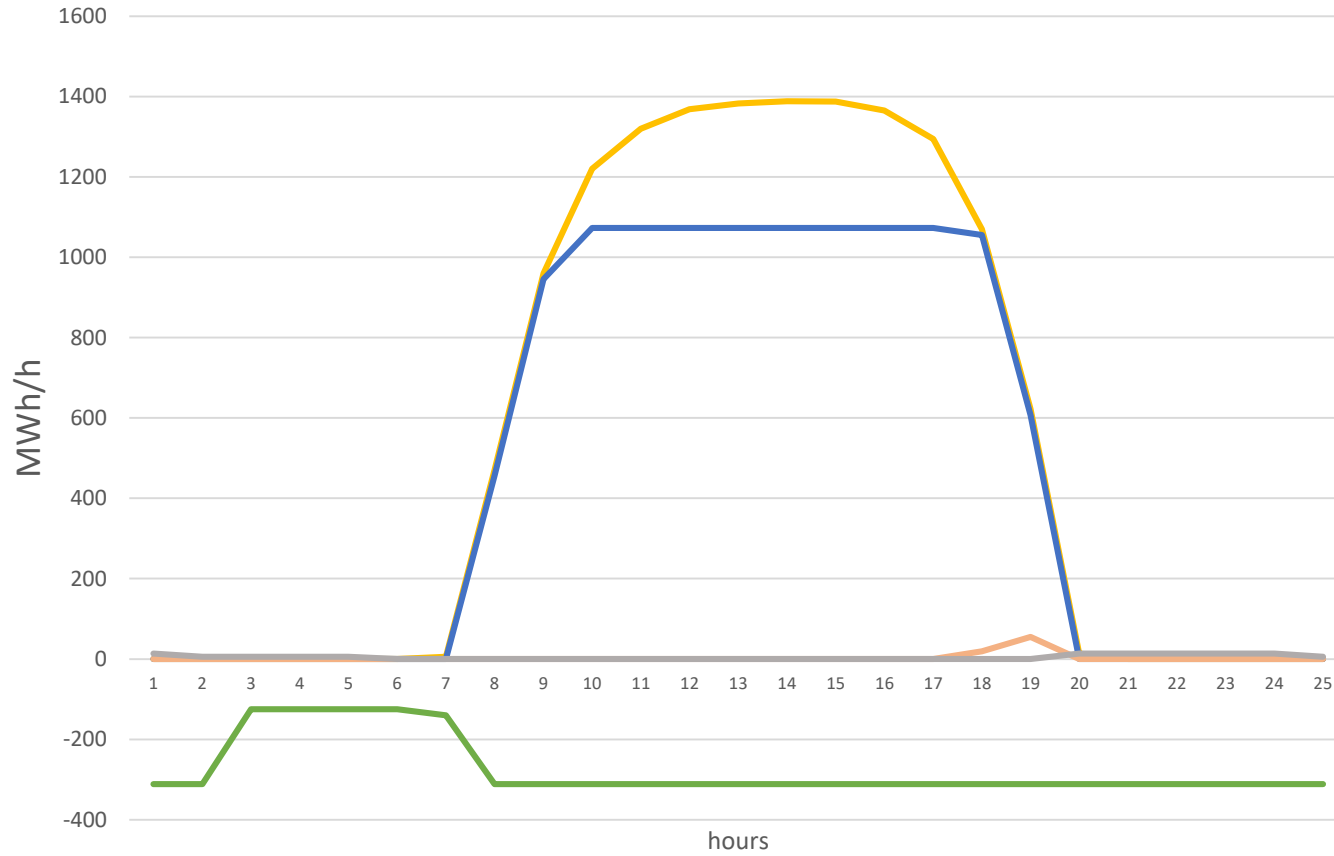
Indicateurs de performance:

- Champ PV:
 - CR=29,1 %
 - PR=0,81
- Electrolyseur
 - CR=39.0 %
 - Taux d'utilisation: 47%



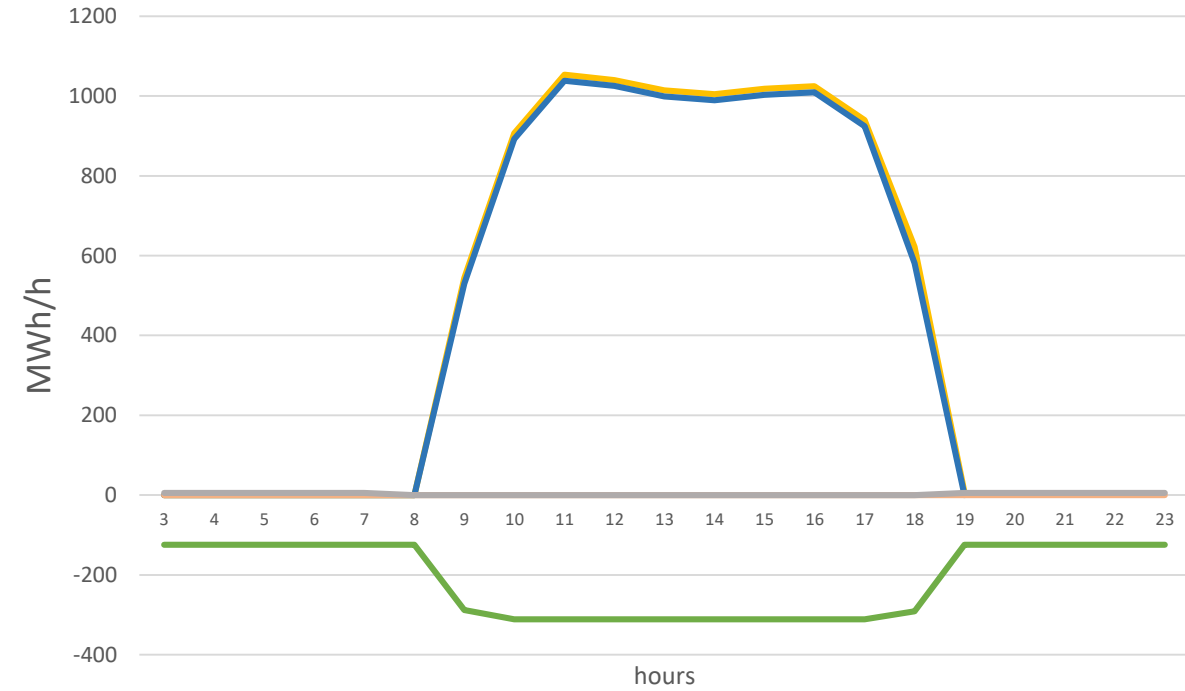
Résultat préliminaire: performances économiques

Plant output power flows (MWh/h) - 2nd January (Summer day)



- Solar field power output (MWh/h DC)
- Power input to electrolyzer (MWh/h DC)
- Battery dispatched power to electrolyzer (DC MWh/h)
- Battery dispatched power to methanation (AC MWh/h)
- Power output SNG (MWh/h PCS)

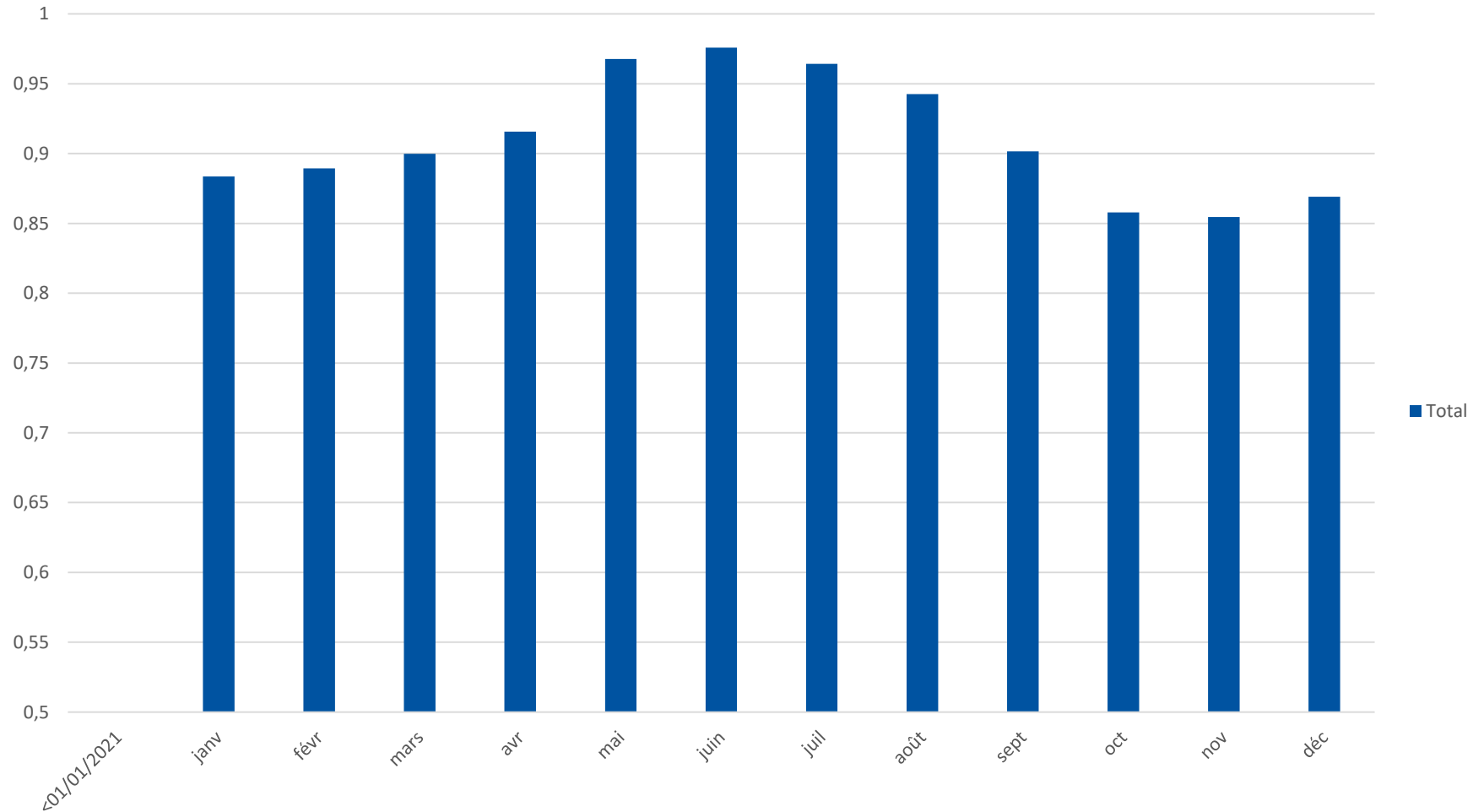
Plant output power flows (MWh/h) - 2nd July (Winter day)



- Solar field power output (MWh/h DC)
- Power input to electrolyzer (MWh/h DC)
- Battery dispatched power to electrolyzer (DC MWh/h)
- Battery dispatched power to methanation (AC MWh/h)
- Power output SNG (MWh/h PCS)

Résultat préliminaire: performances techniques

PV average utilization rate throughout the year
(useful fraction of the total solar field output power)



Yearly-averaged solar power utilization rate: 92,6%



Sensibilité LCOE PV (€/MWh)

| LCOE | LCOE* |
|---------------------------------|-------|
| 12 | 67,2 |
| 14 <i>(scénario de base)</i> | 70,8 |
| 16 | 74,5 |



Sensibilité CapEx batteries (€/kWh)

| CapEx (€/kW) | LCOE* |
|----------------------------------|-------|
| 100 | 70,5 |
| 140 <i>(scénario de base)</i> | 70,8 |
| 170 | 71,1 |



Sensibilité CapEx Electrolyseur (€/kW)

| CapEx (€/kW) | LCOE* |
|----------------------------------|-------|
| 300 | 65,5 |
| 375 <i>(scénario de base)</i> | 70,8 |
| 425 | 74,4 |



Sensibilité coût CO₂ (€/ton)

| €/ton | LCOE* |
|---------------------------------|-------|
| 25 | 66,1 |
| 50 <i>(scénario de base)</i> | 70,8 |
| 60 | 72,7 |



Sensibilité CapEx Methanation (€/kW)

| CapEx (€/kW) | LCOE* |
|---------------------------------|-------|
| 60 | 70,2 |
| 90 <i>(scénario de base)</i> | 70,8 |
| 110 | 71,3 |



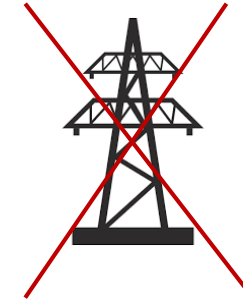
Scenario 1: vente de l'excédent de production PV au réseau
(coût de revient LCOE: 12 €/MWh)



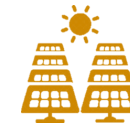
LCOE PV: 14€/MWh



LCOE SNG: 70,8€/MWh*



Scenario 2: Ecrêtage de l'électricité excédentaire et/ou valorisation partielle auprès de communauté locale à coût nul



LCOE PV (apparent): 15.1€/MWh



LCOE SNG: 72,8 €/MWh*

* LCOE correspondant à un TRI projet de 7%



Scenario « Disruption technologique » :

Mise sur le marché d'une technologie d'électrolyseur (ex: type Sunfire) à meilleur rendements/intégration énergétique



CAPEX: 450 €/kW_e
Efficacité: 80% (PCI)



LCOE SNG: 49.5 €/MWh PCS

Prochaines étapes

Sur le même référentiel d'étude



- Exploration des voies d'optimisation supplémentaires (intégration méthanation/électrolyse etc.)



- Estimation des performances environnementales



- Etude de l'aspect modulaire (mix de produits), en lien avec les débouchés marché locales (injection hydrogène dans les réseaux, consommation locale pour la mobilité, le secteur minier etc.)

Autre cas d'études



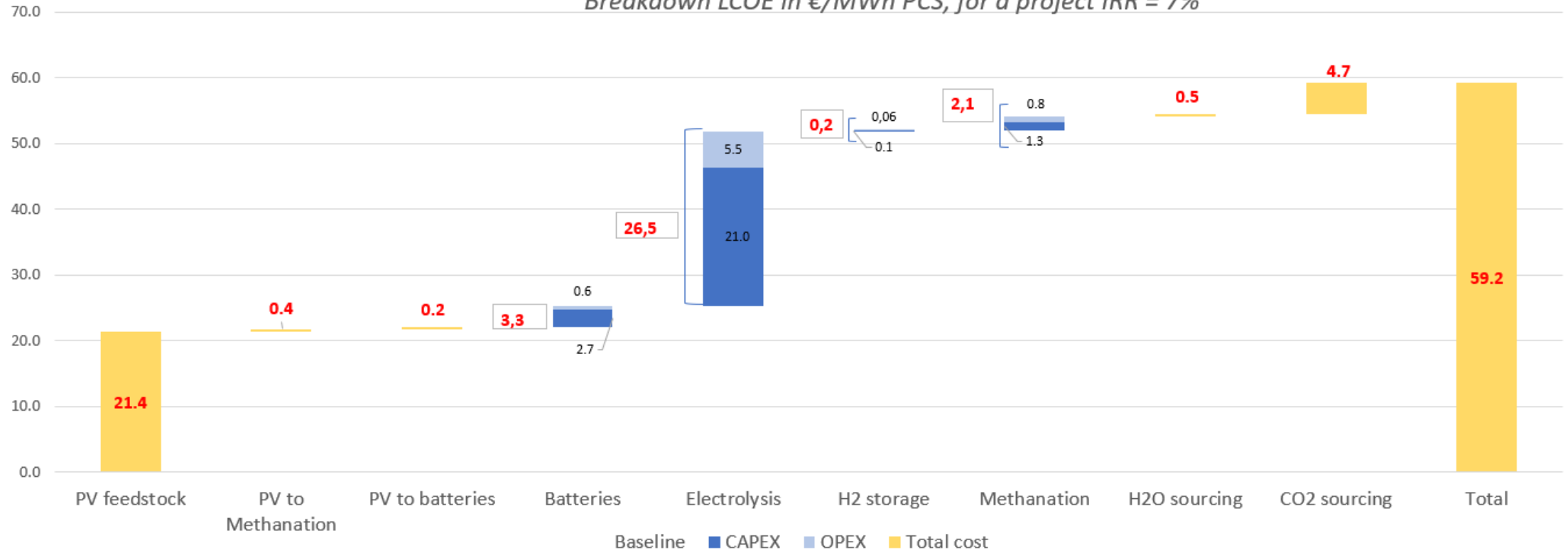
- Application sur un cas d'étude Européen ou méditerranée: étude gisement CO₂, des effets de seuils, des synergies (e.g.: sector coupling, valorisation biogaz)

Merci de votre attention, de vos suggestions/remarques !

Antoine PERDRIEL
perdriel@kth.se

Résultat préliminaire: performances économiques – version 04/03

Breakdown LCOE in €/MWh PCS, for a project IRR = 7%



Hypothèses:

- LCOE Sourcing PV: **12 €/MWh**
- Sourcing H₂O: **3€/m³**
- Excess electricity sold to the grid

Variables d'optimisation correspondant à une production de 2.00 TWh SNG/an:

| Project lifetime | PV installed capacity (DC power) | Installed electrolyzer capacity | Methanation system installed power | Hydrogen storage capacity | Battery power | Battery capacity |
|------------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------|---------------|------------------|
| Years | MW _p (DC) | MW _e | MW SNG | Ton H ₂ | MW | MWh |
| 30 | 1671 | 1170 | 346 | 140 | 82 | 177 |