

Une électricité 100% renouvelable est-elle possible en France d'ici à 2050 et, si oui, à quel coût ?

Présentation de l'article

How Sensitive are Optimal Fully Renewable Power Systems to Technology Cost Uncertainty?

The Energy Journal, Vol. 43, No. 1.

Behrang SHIRIZADEH (CIRED – TOTAL R&D)

Quentin PERRIER (I4CE – ex CIRED)

Philippe QUIRION (CIRED – CNRS)

Motivation

■ Contexte

- Accord de Paris : Zero émission nettes de gaz à effet de serre (en France : 2050)
- → émissions ~ 0 dans l'électricité
 - → renouvelables, nucléaire et/ou capture-stockage du CO₂

■ Synthèse de la littérature scientifique (GIEC, Rapport spécial 1.5°C, p. 134)

- “By 2050, the share of electricity supplied by renewables increases from 23% in 2015 to 59–97% across 1.5°C pathways with no or limited overshoot. Wind, solar, and biomass together make a major contribution in 2050, although the share for each spans a wide range across 1.5°C pathways (Figure 2.16).”

■ Questions posées dans notre article

- Quel parc de production et stockage 100% renouvelable satisfait la demande d'électricité chaque heure pour un coût minimal, en France, en 2050 ?
- Quelle sensibilité aux données météo et aux hypothèses de coût ?

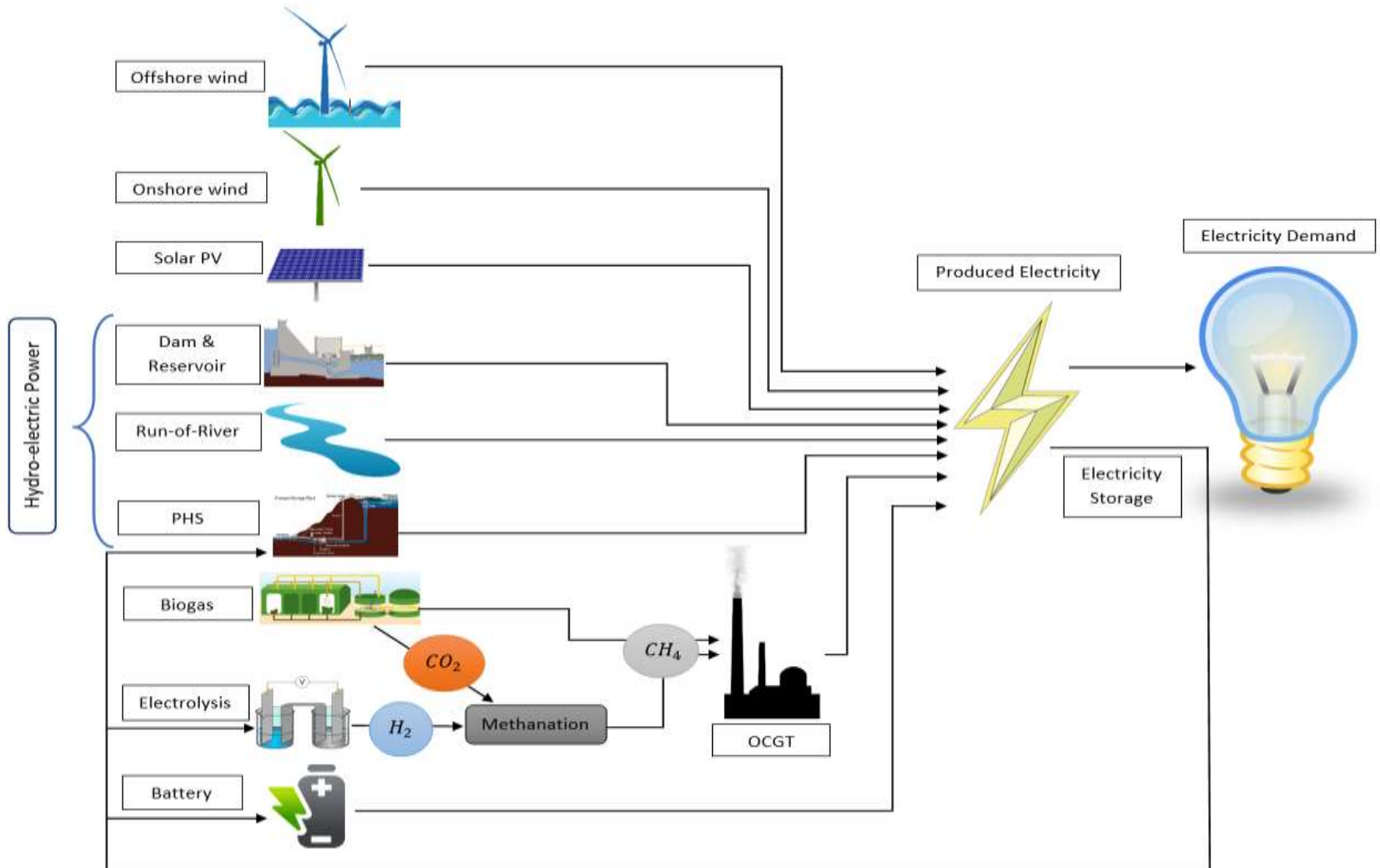
■ Par rapport aux travaux de l'Ademe, *Vers un mix électrique 100 % renouvelable* :

- Publié dans une revue à comité de lecture : *The Energy Journal*, Vol. 43, No. 1.
- Modèle et données en libre accès
- Hypothèses volontairement pessimistes sur 2 points :
 - Pas d'import-export
 - Pas de flexibilité de la demande

Plan de la présentation

- Description du modèle
- Données et hypothèses
- Résultats
- Conclusions
- Limites

Description du modèle

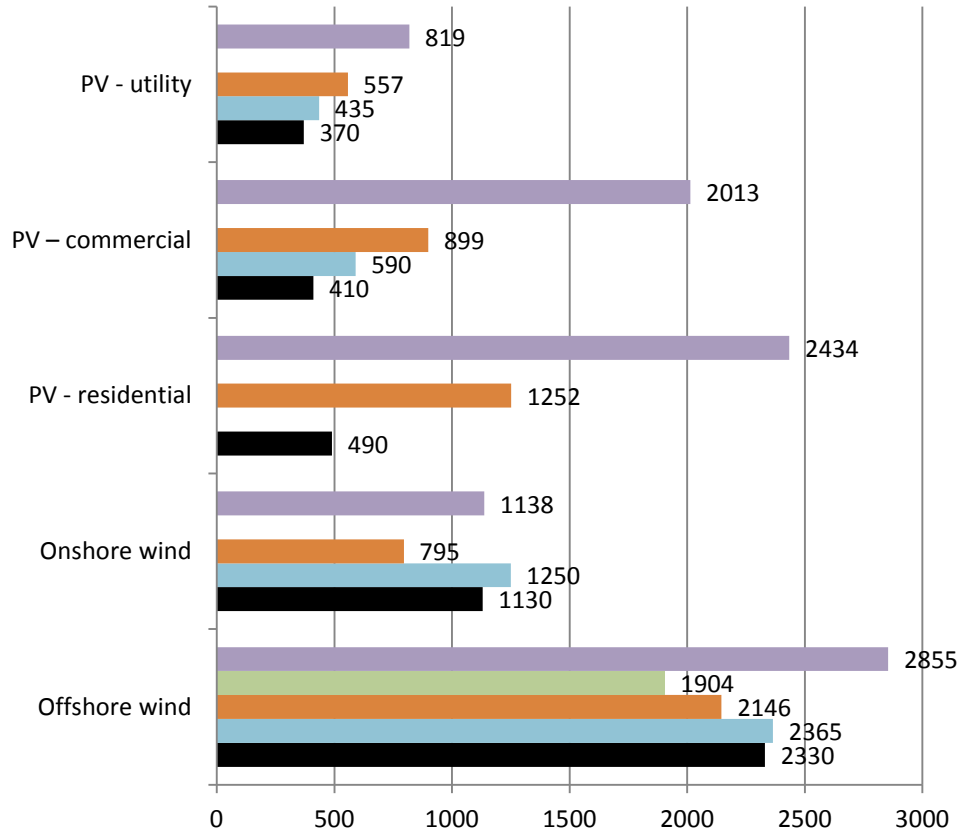


Données et hypothèses

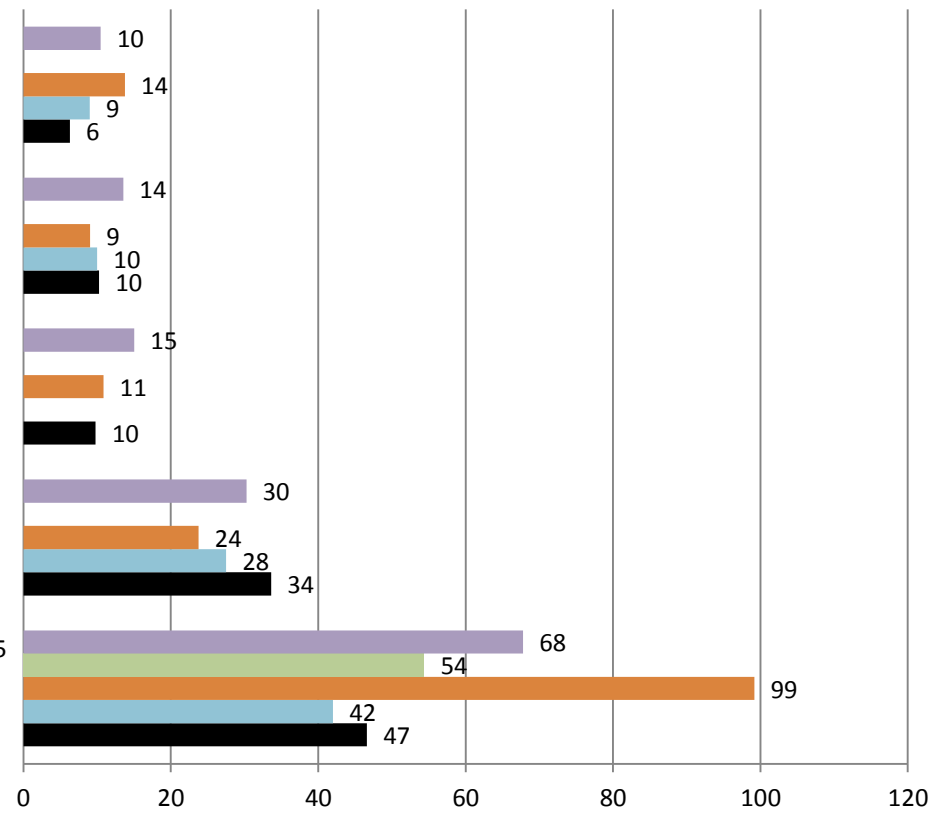
- France continentale, pas d'import-export
- Profil de consommation horaire : scénario central Ademe pour 2050
- Profils horaires éolien et PV :
 - 18 ans de données horaires (2000-2017)
 - Sources : NASA MERRA-2 + Pfenninger and Staffell (2016), *Energy*
 - Correlation avec observations RTE : éolien 98%, PV 97% (Moraes et al. 2018, *Applied Energy*)
 - Éolien maritime : sites en projet
 - Éolien terrestre et PV: un site par département, proportionnel à la capacité en 2017
- Hydraulique : observations RTE 2016
- Contraintes de capacité (éolien, PV, biogaz et hydraulique)
 - Ademe
- Coûts et rendements : projections JRC pour 2050, sauf :
 - STEP: *Fuel cell and hydrogen joint undertaking* (2015)
 - Méthanation : ENEA Consulting – *The potential of power-to-gas* (2017)
 - Batteries : Schmidt et al. (2019), *Joule*

Nos hypothèses de coût (JRC 2017) en comparaison d'autres sources

CAPEX (€/kW)

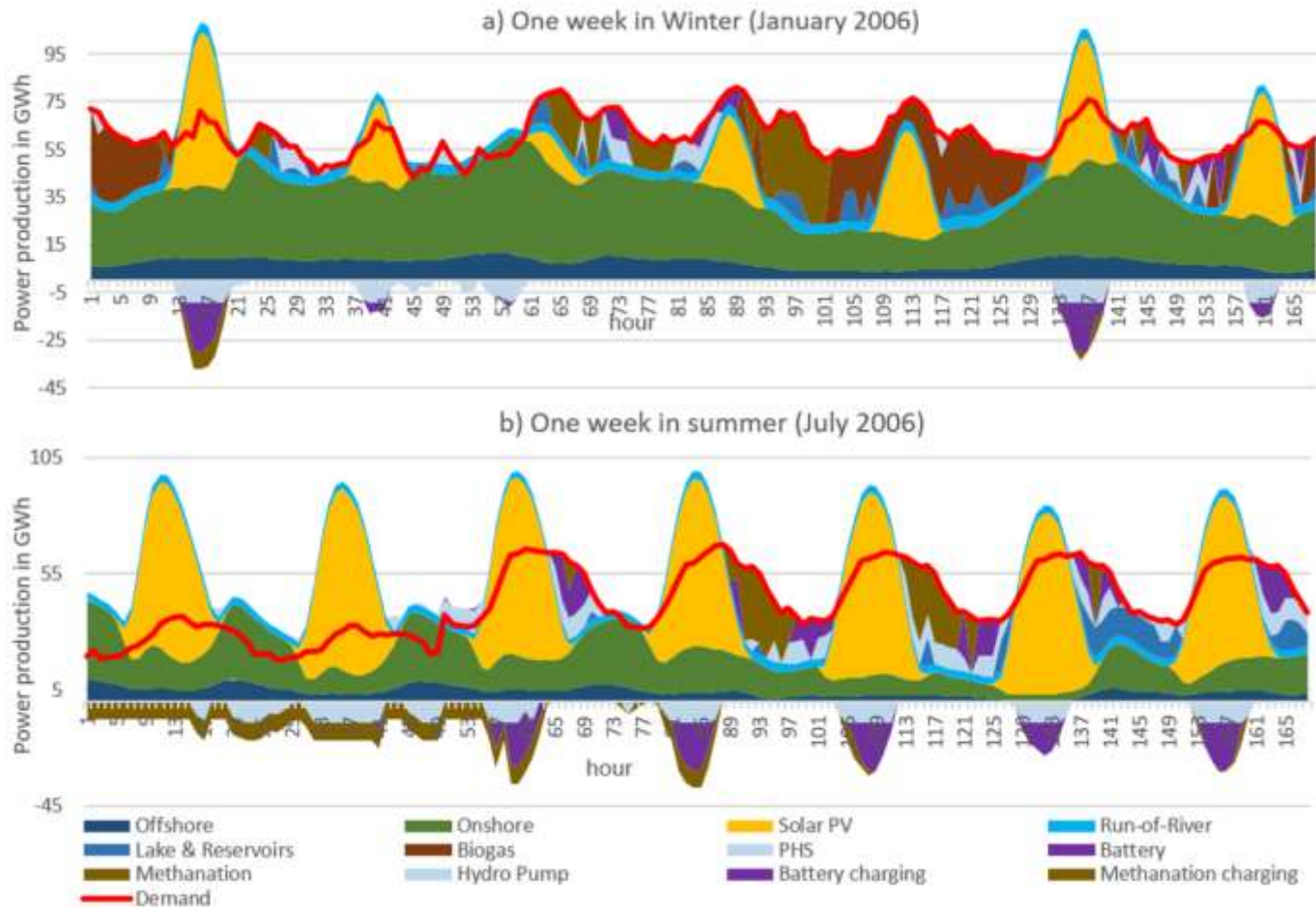


OPEX (€/kW/year)



- Lazard for US 2020
- EIA 2020 for US 2050
- JRC 2017 for Europe 2050
- IEA offshore 2019 for 2040
- Ademe 2019 for France 2050

Deux semaines typiques





C.I.R.E.D.

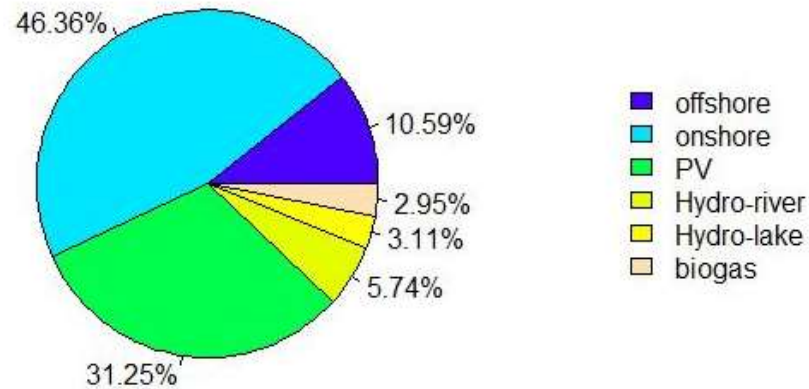
CENTRE
INTERNATIONAL
DE RECHERCHE
SUR L'ENVIRONNEMENT
ET LE DÉVELOPPEMENT

RESULTATS

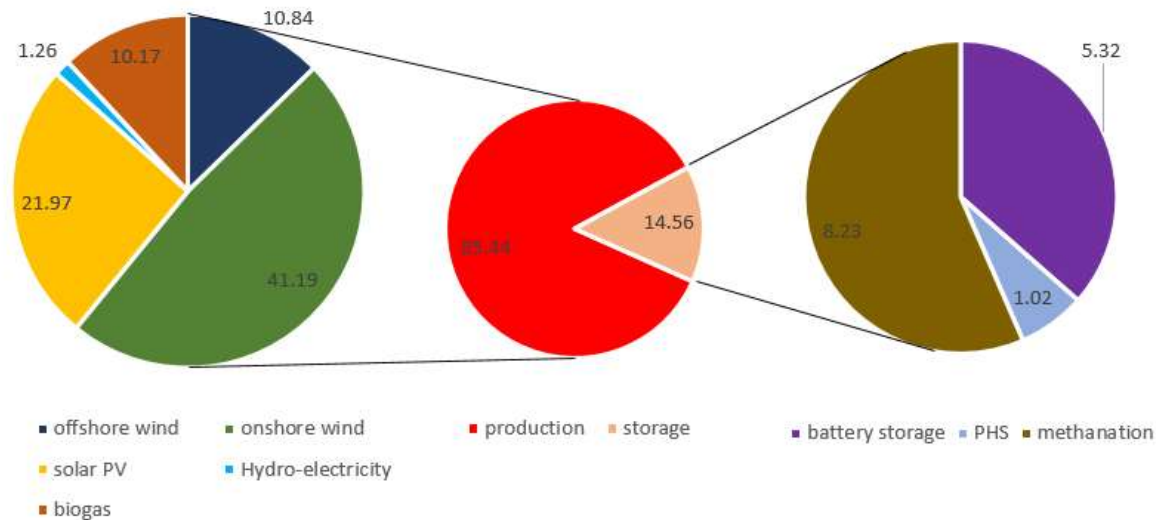
Répartition de la production et du coût

Optimisation sur 18 ans

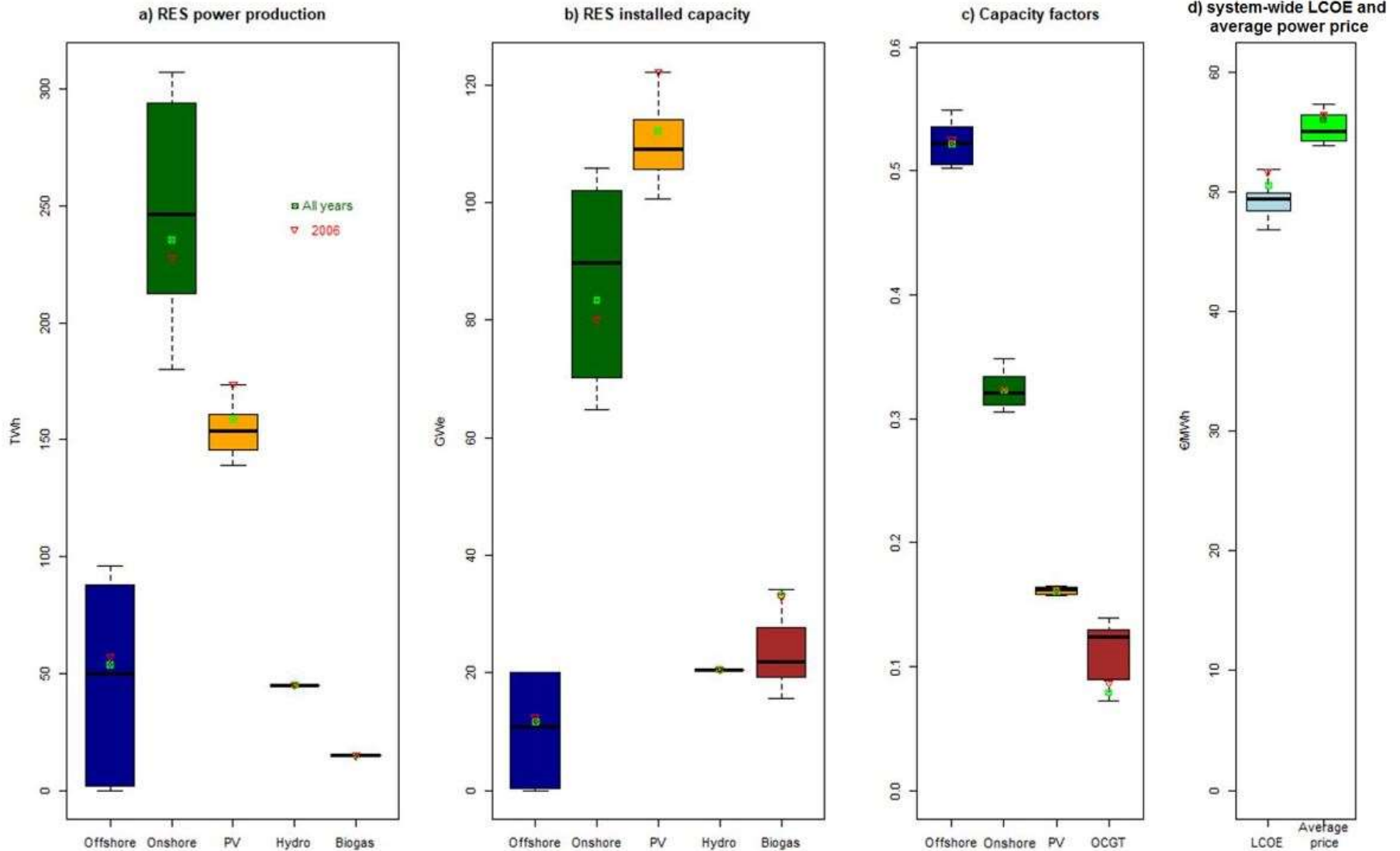
Répartition de la production



Coût total : 21,4 Mds €/an, 52 €/MWh



Sensibilité à l'année météo

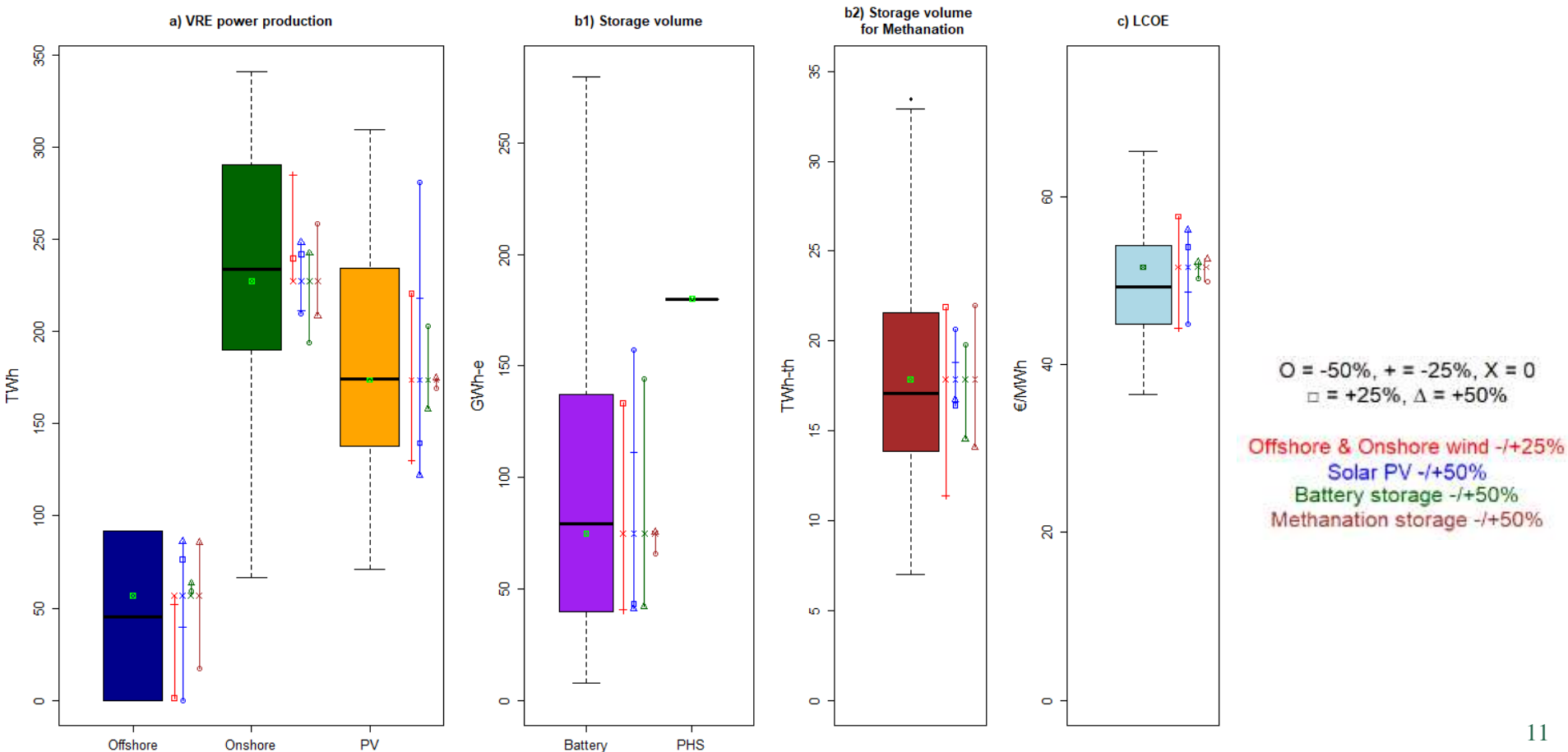


Sensibilité au coût des technologies

315 scénarios – sur l'année-météo 2006

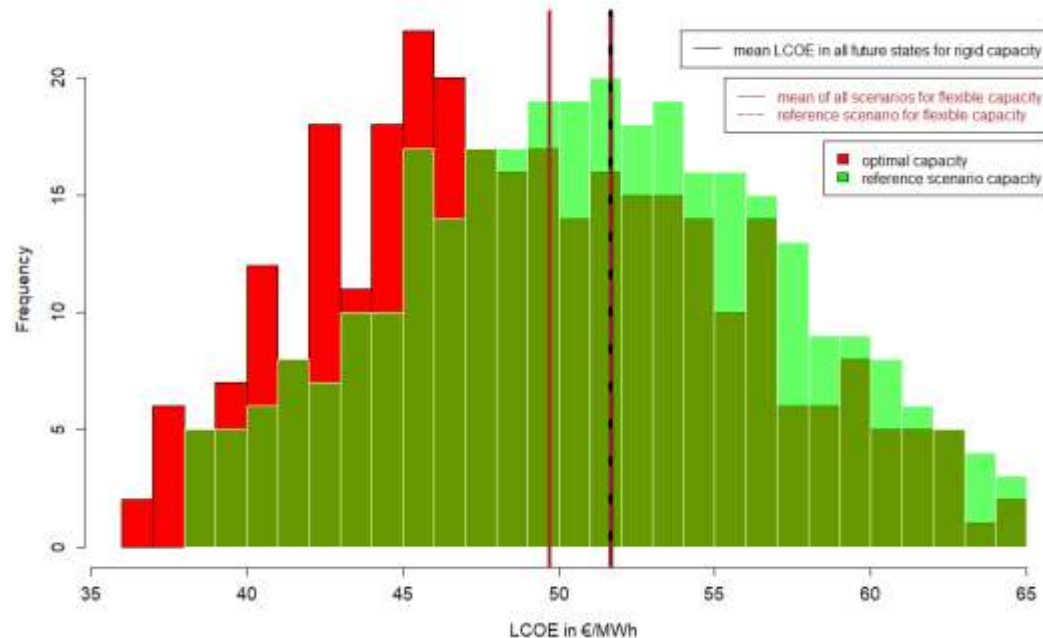
Variations de coût retenues

Technologie	PV	Éolien maritime	Éolien terrestre	Batteries	Méthanation
	-50%; -25%; 0%; +25%; +50%	-25%; 0%; +25%;	-25%; 0%; +25%;	-50%; 0%; +50%	-50%; 0%; +50%



Et si on investit sur la base d'une anticipation erronée des coûts ?

- Vert clair : investissement sur la base des coûts anticipés
 - Anticipation erronée
 - Coût moyen : 52 €/MWh, min=38, max=65
- Rouge : investissement sur la base des coûts réels
 - Anticipation parfaite
 - Coût moyen : 50 €/MWh, min=36, max=65
- Que change l'incertitude sur les coûts ?
 - Le coût moyen diminue si on peut investir après l'arrivée de l'information
 - Il reste le même qu'en l'absence d'incertitude dans le cas contraire



Conclusions

- ❑ #1. Le mix optimal est très sensible au choix de l'année-météo et surtout aux coûts des technologies.
- ❑ #2. Le coût du système électrique y est peu sensible → ces technologies sont largement substituables.
- ❑ #3. Le coût du système électrique est proche du coût actuel.
- ❑ #4. Choisir un système électrique sur la base d'une anticipation erronée des coûts ne cause qu'un regret de 4% en moyenne.
- ❑ #5. L'importance du coût du stockage ne doit pas être surestimée : seulement 15% du coût total.

Principales limites

- Sources de surestimation du coût total
 - Pas import-export
 - Aucune flexibilité de la demande d'électricité
 - Pas d'optimisation spatiale
 - Certaines techniques ne sont pas représentées :
 - Géothermie, énergies marines, développement de l'hydraulique, biomasse solide, UIOM, hydrogène...
 - Ni *vehicle-to-grid*, ni batteries de seconde main
 - Pas de couplage entre secteur (*power-to-X*)
- Sources de sous-estimation du coût total
 - Développement du réseau : seulement "quote-part" actuelle
 - Variante à quatre zones : coût +6,6%
 - Prévisions parfaites de la demande et de la production
 - Oppositions locales à l'éolien et au solaire au sol

Merci de votre attention !

■ Liens utiles :

- L'article :

<https://doi.org/10.5547/01956574.43.1.bshi>

- Le preprint :

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3592447

- L'outil en ligne : https://qperrier.shinyapps.io/Eoles_App/

- Le modèle :

https://github.com/BehrangShirizadeh/EOLES_elecRES

- Le CIRED : www.centre-cired.fr/fr/

- E4C, Centre sur l'énergie et le climat :

<https://www.ip-paris.fr/recherche/centres-interdisciplinaires/e4c-centre-sur-lenergie-et-le-climat>