

# Analyse coûts-bénéfices d'une réduction des capacités d'injection à Lussagnet

**Rapport final**

Paris, le 4 septembre 2019



# Disclaimer

---

## Legal disclaimer

- This study (the « Study ») was prepared and is to stay under © 2019 Copyright of E-CUBE Strategy Consultants SAS, 8 rue Royale, 75008 Paris, France (« E-CUBE Strategy Consultants »).
- The Study is exclusively reserved for internal distribution of Teréga, which has acquired a copy (hereinafter "the Customer").
- The Customer agrees, in accordance with the property rights, not to disclose the Study, in whole or in part, including but not limited to, illustrations, graphs, tables, figures and data, to a third party, this includes a partner, a financial institution, a consultant, or make it public.
- The internal distribution to the Customer of the Study shall be allowed subject to the following conditions: (1) these legal notices appear; (2) The copyright of E-CUBE Strategy Consultants is displayed on all copies.
- Any employee, officers, or director of the Customer to whom this document is provided because of its duties or just to have knowledge of the Study shall ensure strict confidentiality in the terms indicated above.
- This Study has been prepared in part on the basis of information available in the public domain. None of the information on which the Study is based has been independently verified nor audited by E-CUBE Strategy Consultants. In preparing this Study, E-CUBE Strategy Consultants has relied upon and assumed the accuracy and completeness of all the information available from public sources or by a third party.
- Neither E-CUBE Strategy Consultants nor any of its respective shareholders, directors, officers or employees makes any warranty or representation, expressed or implied, concerning the accuracy or completeness of, and none of them shall have any liability with respect to, either the information or the analyses of information contained herein.
- The financial, regulatory and forecast information contained within the Study include the economic, monetary, regulatory and market or other conditions prevailing in 2019 and are without prejudice to any amendments necessitated if these conditions were to change.
- Unless otherwise stated, E-CUBE Strategy Consultants disclaims any obligation to update the Study.

## Forward-looking statements

- Some information contained in this document contains forward-looking statements. These forward-looking statements include, without limitation, statements relating to markets, businesses and industries. The words "believe", "intend", "expect", "anticipate", "project", "estimate", "predict", "is confident", "has confidence", "plan", "believe", "seek", "see", "will", "would", "forecast", "target", "preliminary", "range", and similar expressions are also intended to identify forward-looking statements. These forward-looking statements are not historical facts. Rather, these forward-looking statements are based on the current beliefs, assumptions, expectations, estimates, and projections of E-CUBE Strategy Consultants about various markets, businesses and industries.
- These forward-looking statements are not guarantees of future evolution and are subject to risks, uncertainties and other factors, which are beyond our control and are difficult to predict. Consequently, actual results could differ materially from those expressed, implied or forecasted in these forward-looking statements.

# Résumé exécutif (1/2)

## Caveat :

- L'ensemble des travaux se fonde sur l'analyse des données disponibles a fin août ainsi que sur la réalisation de 5 entretiens avec des expéditeurs. Ces entretiens ont notamment permis de comprendre les mécanismes de valorisation des expéditeurs, de recueillir leur sensibilité sur le mécanisme du spread localisé et de valider les différentes méthodes de travail.
  - Cette étude se concentre sur le coût du spread localisé en été ; l'hypothèse est faite que la capacité d'injection dans le stockage à Lussagnet n'influe pas sur le coût du spread localisé en hiver
- 
- **Dans la situation actuelle** (fort volume de GNL en France lié à un prix bas du GNL en Asie), **la réduction de l'injection ferme à Lussagnet** (sans valorisation de la capacité interruptible) **représenterait un coût net important pour la collectivité**. A l'inverse, une baisse des flux de GNL lié à une remontée des prix en Asie permettrait de réduire le coût net pour la collectivité, mais ce dernier resterait globalement défavorable dans un scénario de référence<sup>1)</sup>.
  - **Pour la collectivité, le bénéfice de réduire la capacité d'injection à Lussagnet correspond à la réduction des coûts totaux de spread localisé (SL) :**
    - Ce bénéfice dépend notamment des prix du GNL en Asie : une hausse des prix du GNL en Asie entraînerait une baisse des volumes de GNL importés en France, et une hausse des risques de spread localisé. Le bénéfice pour la collectivité serait donc plus élevé que dans un scénario avec de forts volumes de GNL en France.
    - L'estimation de ce bénéfice dépend fortement des hypothèses de modélisation des prix du SL :
      - Les prix du SL sont construits en sommant {spread entre le spot et le *future* nécessaire pour couvrir les volumes non injectés + prime (pour risque et marge)}. Les prix du spread localisé sont donc corrélés aux volumes, et dépendent du spread entre le spot et les produits *futures* : ainsi plus les besoins du SL sont importants, plus les expéditeurs devront faire appel à des produits *future* lointains (plus chers) jusqu'à finalement décider d'acheter un produit hiver au lieu d'injecter dans le stockage. La situation actuelle des marchés mondiaux du gaz (avec un prix spot été au PEG proche de ~10 €/MWh) entraîne un spread été-hiver plus important que l'historique, notamment lié à une demande en Asie relativement faible et une surcapacité de liquéfaction au niveau mondial. Par construction, le niveau élevé du spread été-hiver+1 entraine des prix de spread localisé relativement importants.
      - Les rares occurrences de **prix exceptionnels** du SL (supérieur à 10 €/MWh) semblent correspondre à des situations exceptionnelles de faible probabilité d'occurrence : faiblesse de l'offre par rapport au besoin lors des premières enchères d'avril, conjoncture entraînant un effet d'aubaine lors des enchères de mai. Dans le scénario de référence (notamment au vu des prix limités du SL du mois d'août), ces évènements exceptionnels n'ont pas été intégrés. Leur intégration augmenterait le bénéfice d'une mesure de réduction de l'injection ferme à Lussagnet.

1) Hypothèses : la valeur des capacités interruptibles est nulle, et aucun épisode de prix exceptionnel du spread localisé ne se produit

## Résumé exécutif (2/2)

- **La réduction de la capacité ferme d'injection à Lussagnet génère plusieurs coûts pour la collectivité :**
  - **Un débit d'injection plus faible entraîne une baisse de valeur du stockage pour les expéditeurs :** en été, les expéditeurs doivent étaler les injections sur un plus grand nombre de jours, ce qui les conduit à réaliser plus d'injections pendant des jours où le prix spot est plus élevé. En hiver, en première approche, la perte de valeur estimée est relativement faible.
  - **Pour la collectivité, la diminution des revenus de réservation du PITS (coûts de transport) de Teréga (dans le sens injection) est compensée par la diminution des dépenses des expéditeurs pour l'injection au PITS.**
  - **La réduction des capacités d'injection à Lussagnet diminuerait également l'attractivité du PEG pour les expéditeurs:**
    - La réduction des capacités d'injection dans le stockage freinerait la croissance de l'attractivité du PEG (à travers une hausse du bid-ask et de la volatilité). Cependant, bien que cet impact soit difficile à quantifier, plusieurs raisons portent à croire qu'il serait limité : la part des flux physiques réduits resterait relativement faible (max 80 GWh/j vs. ~1 000 GWh/j); par ailleurs, la liquidité et la profondeur d'un marché gazier ne dépend pas uniquement des capacités des actifs (dont le stockage), mais sont également le reflet de la confiance des acteurs du marché dans leur capacité à facilement trouver une contrepartie.
    - Par ailleurs, des modifications fréquentes de la réglementation et des produits disponibles dissuaderaient les expéditeurs de développer leur activité en France, alors qu'un regain d'intérêt a été observé depuis la mise en place de la zone unique. Les modifications en cours d'année pour modifier des produits déjà achetés (cf. délibération de la CRE de mai 2019) ont un effet particulièrement fort.
- **Le fait de transformer la capacité ferme en interruptible plutôt que de la supprimer limiterait les coûts pour la collectivité, mais la capacité d'injection interruptible présente une valeur très faible : entre 0 et 50% de la valeur de la capacité ferme, et probablement proche de zéro, en particulier la première année**
  - La valeur de la capacité interruptible est difficile à estimer, elle dépend des conditions d'interruption et de la fréquence d'interruption, qui varient fortement d'un stockage à l'autre, et sur lesquelles il n'existe pas de données historiques pour l'instant.
  - Certains expéditeurs interrogés estiment que dans l'impossibilité de connaître à l'avance la fréquence d'interruption pour Lussagnet, la valeur de la capacité interruptible serait proche de 0, au moins la première année en attendant de disposer de statistiques d'interruption.
  - Au-delà de la première année, les expéditeurs considèrent que la valeur de la capacité interruptible pourrait être très faible, car les jours où cette capacité a de la valeur sont les jours où les prix spot sont faibles, qui sont également ceux où elle serait probablement interrompue, tous les acteurs du marché souhaitant injecter en même temps

# Sommaire

## 1 Résultats principaux

## 2 Coûts de réduire l'injection à Lussagnet

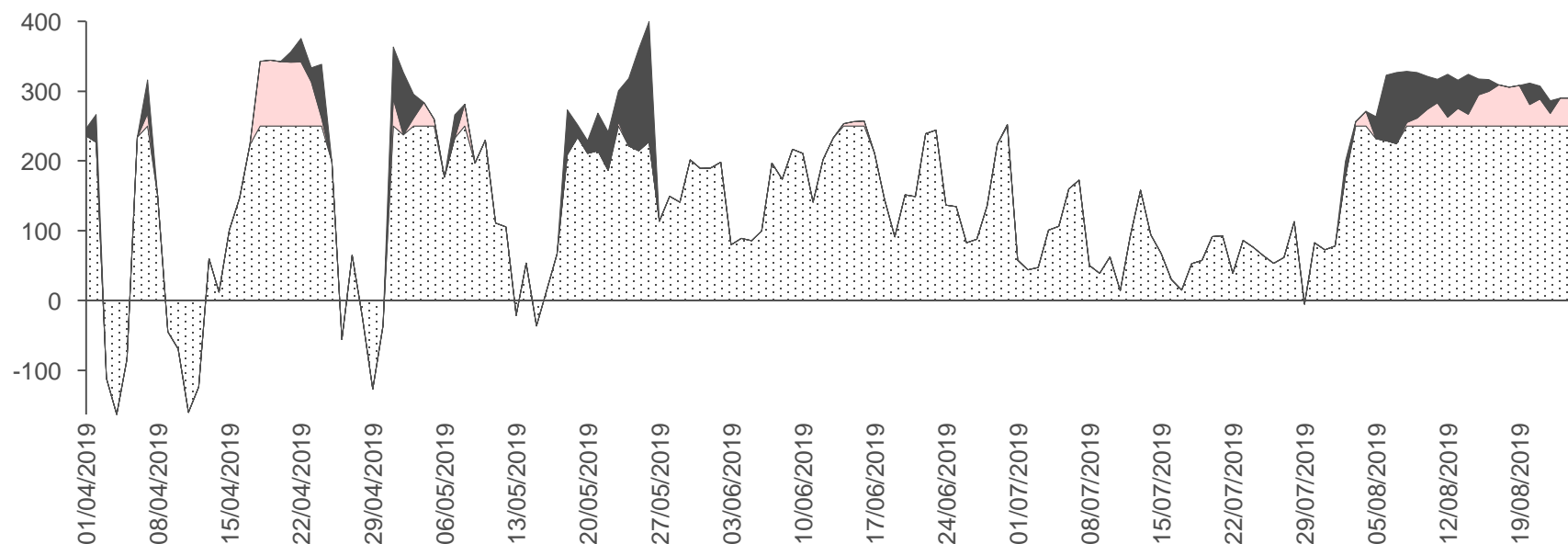
## 3 Bénéfices de réduire l'injection à Lussagnet

## # Annexes

# Réduire la capacité d'injection de Lussagnet de 330 à 250 GWh/j ferait perdre au système gazier des opportunités de stocker du gaz à des prix bas

## EVOLUTION DES ALLOCATIONS D'INJECTION NETTE À LUSSAGNET [GWh/j]

- Spread localisé** : le spread localisé représente une perte d'opportunité d'injection à des prix bas. Cette perte est compensée par le mécanisme de marché, qui récompense un service rendu au système gazier (volume « perdu » sur l'été 2019 = 1,9 TWh).
- Perte d'allocation si l'injection est limitée à 250 GWh/j (au lieu de 330 GWh/j)** : la réduction de la capacité à 250 GWh/ représente une perte supplémentaire d'opportunité d'injection à des prix bas. **Cette perte n'est pas compensée par une valeur pour le système gazier.** (volume « perdu » sur l'été 2019 = 1,3 TWh)
- Allocation avec injection limitée à 250 GWh/j**



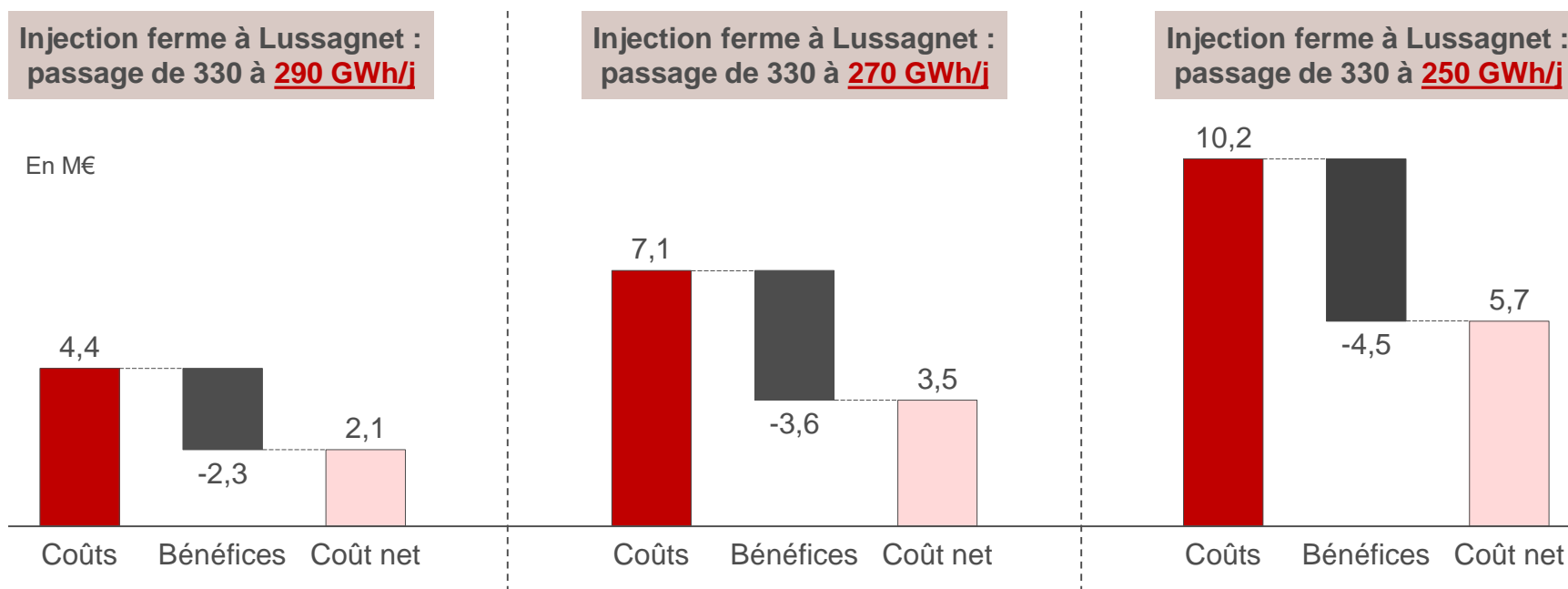
### Caveat :

- Les volumes représentés par les aires rose et grise n'ont pas la même valeur unitaire : la valeur unitaire du rose (écart de capacité d'injection commercialisée, 250 ou 330 GWh/j) est l'écart entre les prix spot d'un jour à l'autre en été (lié à la volatilité), tandis que le coût unitaire du gris (spread localisé) est à minima le spread temporel entre des prix spot en été + prime, voire le spread spot-hiver

# Dans la situation de marché actuelle (abondance de GNL à prix faible en Europe), réduire l'injection ferme à Lussagnet représenterait un coût net important pour la collectivité

COÛT NET POUR LA COLLECTIVITÉ D'UNE RÉDUCTION DE LA CAPACITÉ D'INJECTION À LUSSAGNET DANS LE CADRE DE LA GESTION – SCENARIO PRIX DU GNL EN ASIE BAS (4 à 6 \$/mmbtu) [M€]

Un coût net **positif** signifie que la mesure est économiquement **défavorable** à la collectivité



## Composantes prises en comptes :

- Les bénéfices correspondent à la baisse du coût du spread localisé et sont calculés à partir du modèle CRE joué sur 3 scénarios de demande et 3 scénarios de prix du GNL en Asie (4 à 6 \$/mmbtu, soit ~12 à 18 €/MWh)
- Les coûts correspondent à la baisse de la valeur du stockage de Lussagnet pour la collectivité et sont issus d'une analyse historique sur la période 2012-2018
- La baisse de la liquidité, et donc l'augmentation du bid-ask, n'est pas quantifiée ici

Principales hypothèses : le stockage est réservé à 100% aux enchères ; la valeur du booster interruptible et de la capacité d'injection interruptible éventuellement intégrée au produit stockage sont nulles

# L'analyse coûts-bénéfices consiste à évaluer et comparer les coûts et les gains d'une mesure de réduction de la capacité d'injection à Lussagnet pour l'ensemble des acteurs (opérateurs, expéditeurs, clients finaux)

## Coûts

- Une réduction de la capacité d'injection à Lussagnet obligerait les expéditeurs à **injecter sur un plus grand nombre de jours** pour remplir leur stockage, donc à réaliser plus d'injections pendant **les jours où le prix spot est plus élevé**, donc à **payer plus cher leur approvisionnement en gaz**
  - L'expéditeur compenserait cette augmentation des coûts d'approvisionnement par
    - Une **baisse des prix payés aux enchères pour les stockages** (toutes choses égales par ailleurs)
    - Une **baisse des capacités fermes réservées au PITS**
  - En revanche, pour maintenir le revenu autorisé de Teréga, la baisse des revenus de stockage et des réservations fermes au PITS serait compensée par une **hausse du tarif de transport, qui serait répercutée sur le client final**
- **Le coût pour la collectivité correspond donc à la perte de valeur du stockage lié à une durée d'injection plus longue**
- *Note : une réduction de la capacité d'injection diminuerait la demande (en particulier en été), donc les échanges au PEG ; cela aurait donc un effet à la hausse sur le bid-ask et la volatilité, et in fine sur les prix au PEG. Cependant, cet effet, difficile à estimer, **n'est pas quantifié dans cette étude***

## Analyse Coûts Bénéfices pour la collectivité

## Bénéfices

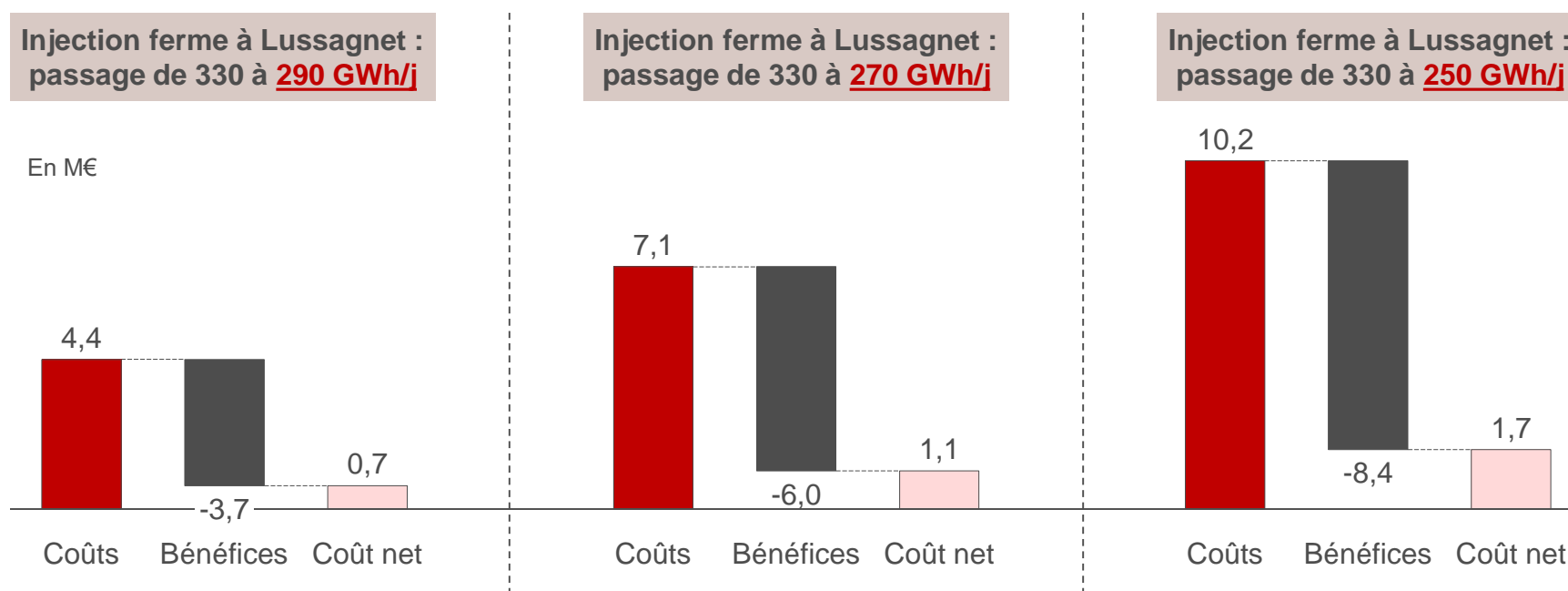
- Une réduction de la capacité d'injection entrainerait **une baisse des occurrences et des besoins en spread localisé**, mais ne les supprimerait pas
- Par ailleurs, la **baisse des besoins entrainerait une baisse du prix unitaire du spread localisé**, car ce dernier est corrélé au volume : plus le besoin est important, plus le prix unitaire du spread localisé est élevé.
- Cette réduction des volumes et du prix unitaire **réduirait les dépenses de gestion des congestions payées par les GRT et refacturées à la collectivité**



# Même dans une situation de flux de GNL limité en France en raison d'un prix élevé en Asie, réduire l'injection ferme à Lussagnet représenterait toujours un coût net pour la collectivité

COÛT NET POUR LA COLLECTIVITÉ D'UNE RÉDUCTION DE LA CAPACITÉ D'INJECTION À LUSSAGNET DANS LE CADRE DE LA GESTION – SCENARIO PRIX DU GNL EN ASIE HAUT (7 à 12 \$/mmbtu) [M€]

Un coût net **positif** signifie que la mesure est économiquement **défavorable** à la collectivité



## Composantes prises en comptes :

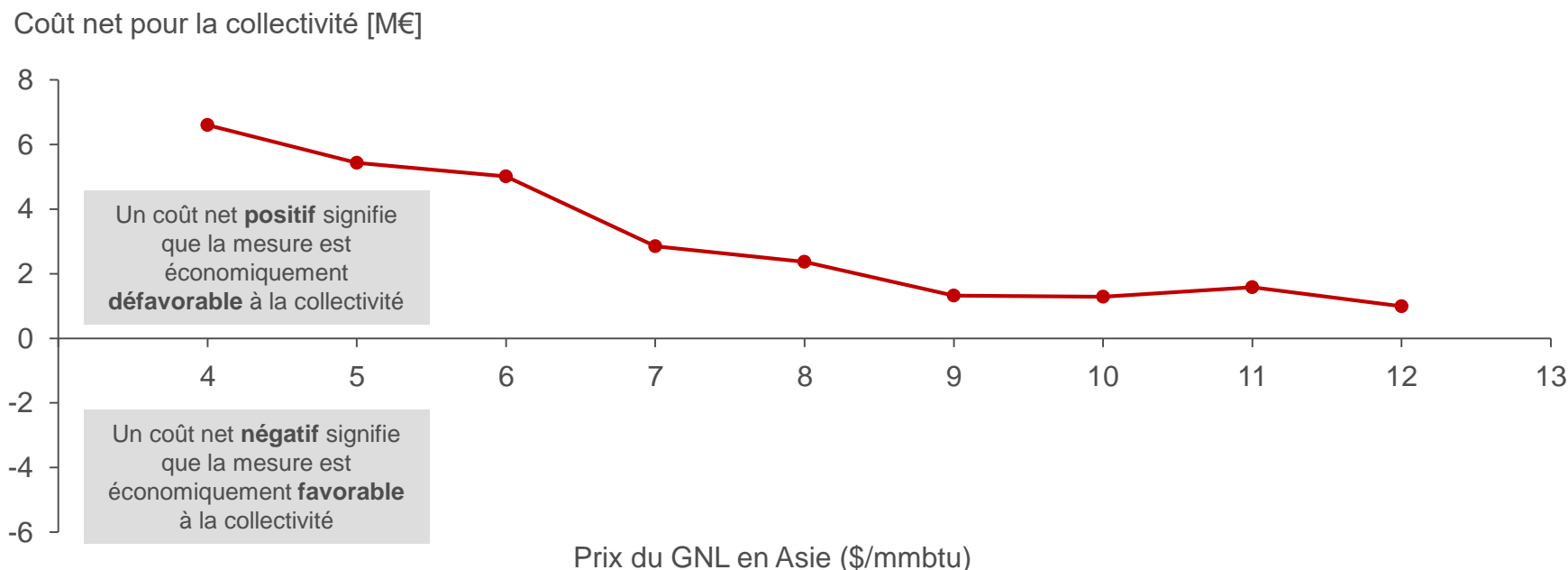
- Les bénéfices correspondent à la baisse du coût du spread localisé et sont calculés à partir du modèle CRE joué sur 3 scénarios de demande et 6 scénarios de prix du GNL en Asie (7 à 12 \$/mmbtu, soit ~12 à 18 €/MWh)
- Les coûts correspondent à la baisse de la valeur du stockage de Lussagnet pour la collectivité et sont issus d'une analyse historique sur la période 2012-2018
- La baisse de la liquidité, et donc l'augmentation du bid-ask, n'est pas quantifiée ici

Principales hypothèses : le stockage est réservé à 100% aux enchères ; la valeur du booster interruptible et de la capacité d'injection interruptible éventuellement intégrée au produit stockage sont nulles

# L'intérêt pour la collectivité d'une mesure de réduction de l'injection ferme à Lussagnet dépend fortement du prix du GNL en Asie

COÛT NET POUR LA COLLECTIVITÉ D'UNE RÉDUCTION DE LA CAPACITÉ D'INJECTION À LUSSAGNET EN FONCTION DU PRIX DU GNL EN ASIE [M€]

Injection ferme à Lussagnet : passage de 330 à 250 GWh/j



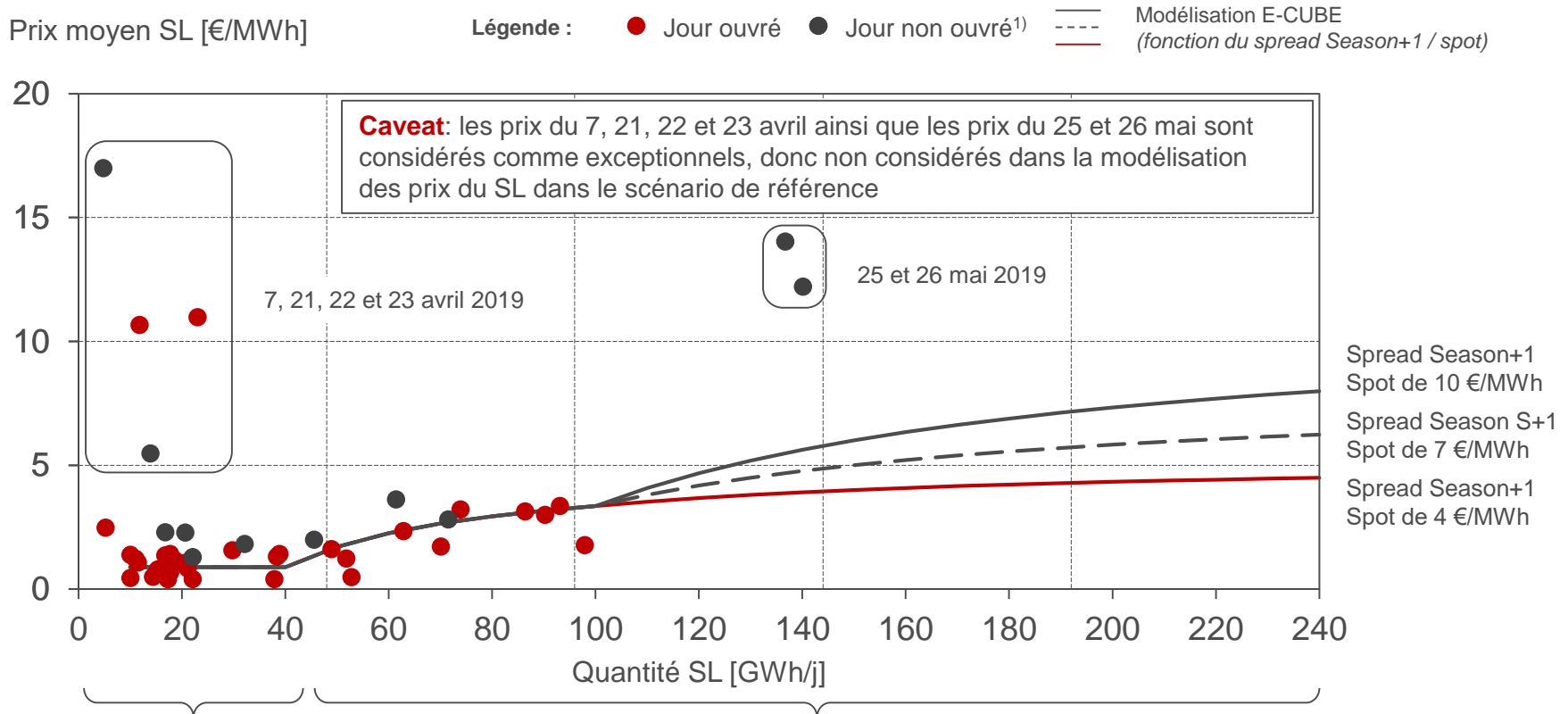
## Composantes prises en comptes :

- Les bénéfices correspondent à la baisse du coût du spread localisé et sont calculés à partir du modèle CRE joué sur 3 scénarios de demande
- Les coûts correspondent à la baisse de la valeur du stockage de Lussagnet pour la collectivité et sont issus d'une analyse historique sur la période 2012-2018
- La baisse de la liquidité, et donc l'augmentation du bid-ask, n'est pas quantifiée ici

Principales hypothèses : le stockage est réservé à 100% aux enchères ; la valeur du booster interruptible et de la capacité d'injection interruptible éventuellement intégrée au produit stockage sont nulles

# Les prix du spread localisé sont corrélés aux volumes et dépendent du spread entre le spot et les produits futures

PRIX MOYEN PONDÉRÉ ISSU DES ENCHÈRES DU SPREAD LOCALISÉ (SL) EN FONCTION DES VOLUMES APPELÉS [€/MWh] – Données réalisés du 1<sup>er</sup> avril au 22 août 2019



## Logique de modélisation

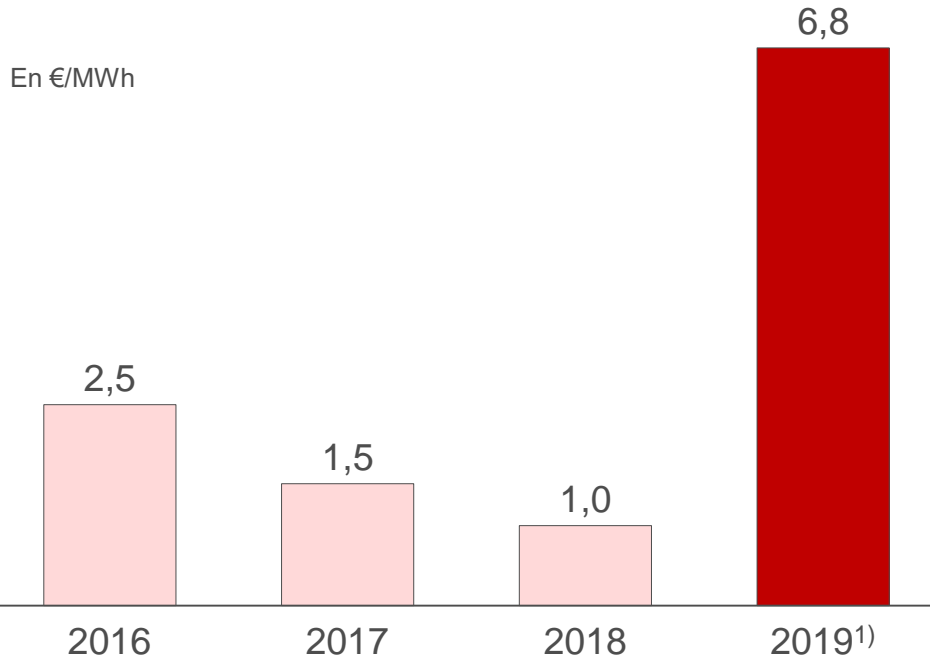
De faibles besoins SL permettent des arbitrages court terme basés sur le spread spot vs. spot du lendemain ou month+1 en plus des primes de risque (pénalité SL, bid-ask, etc.)

Des besoins SL plus importants induisent des arbitrages à plus long terme basés sur le spread spot vs. le quarter+1 ou le season+1 (plus chers) (+ primes de risque), induisant une hausse du prix du SL jusqu'au prix du season+1 (+ primes de risque)

1) Week-end et jour férié

# La situation actuelle des marchés mondiaux du gaz entraîne des prix du spread localisé particulièrement élevés

MOYENNE DE L'ÉCART JOURNALIER ENTRE LE PRIX SPOT DE L'ÉTÉ ET LE FUTURES SEASON+1 DU MÊME JOUR<sup>1)</sup>  
[€/MWh]  
Analyse du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre de chaque année<sup>2)</sup>



## Le spread élevé observé est lié à un prix spot été faible couplé à un prix hiver élevé

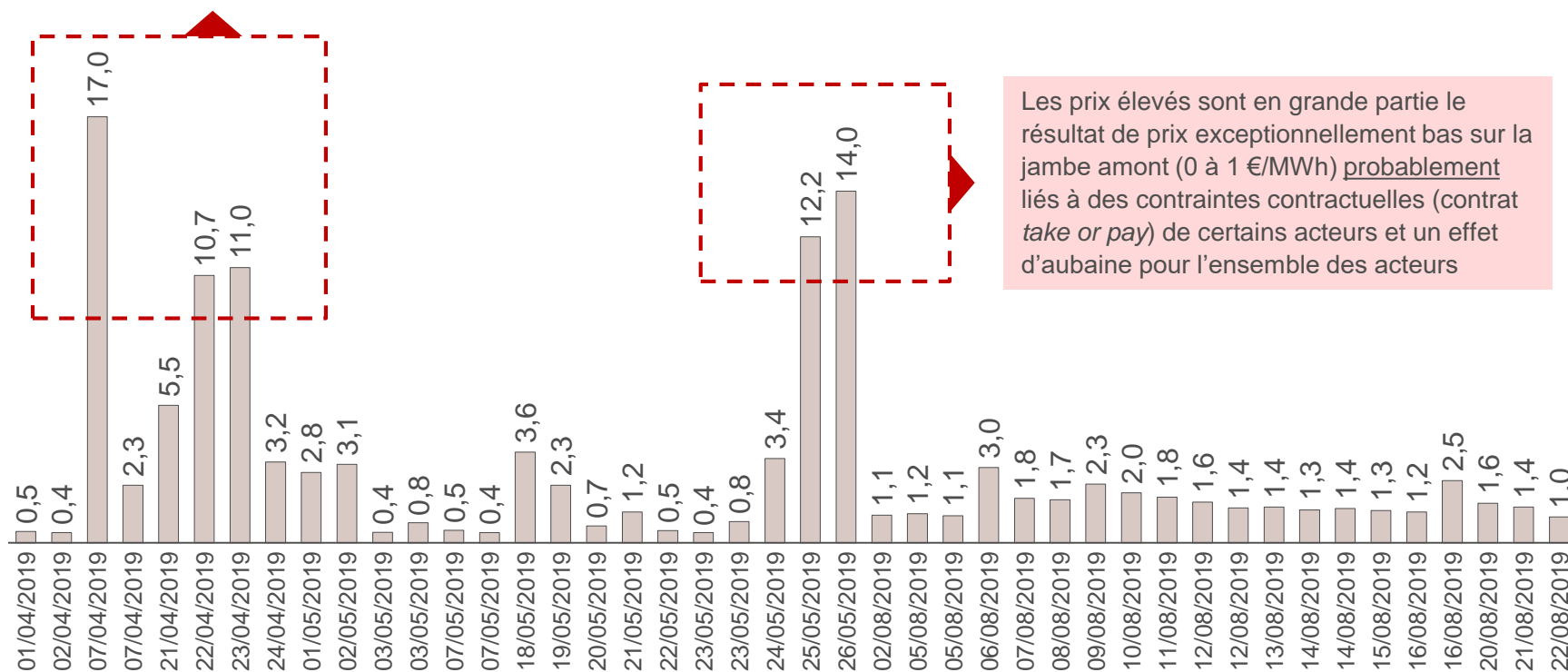
- A l'été 2019, les prix spot été sont très bas (proches de ~10 €/MWh), sous l'influence de prix du GNL poussés à la baisse par la faible demande en Asie et la forte augmentation des capacités mondiales de liquéfaction
- Les prix futures hiver (~19 €/MWh) sont relativement hauts, notamment en raison de l'anticipation par les marchés d'une forte baisse de l'approvisionnement russe par gazoduc à partir de janvier 2020 (retard de construction de Nord Stream 2, absence d'accord sur le transit ukrainien)

- **Le spread été-hiver+1 est élevé et la perte d'opportunité d'injecter dans les stockages est donc très importante**

# Les rares occurrences de prix élevés du SL depuis début avril (supérieur à 10 €/MWh) semblent correspondre à des situations exceptionnelles de faible probabilité d'occurrence

## PRIX MOYEN PONDÉRÉ DES VOLUMES DU SPREAD LOCALISÉ [€/MWH]

Les prix élevés peuvent être attribués à la faiblesse de l'offre par rapport au besoin (notamment le 7 avril à 8h où seulement un bid a été soumis) → par la suite, la participation aux enchères du spread localisé a constamment augmenté au cours du temps (y compris les jours non ouvrés), ce qui a permis de couvrir les besoins de manière satisfaisante au cours du mois de mai et d'août, avec un meilleur niveau de concurrence



---

**1** | Résultats principaux

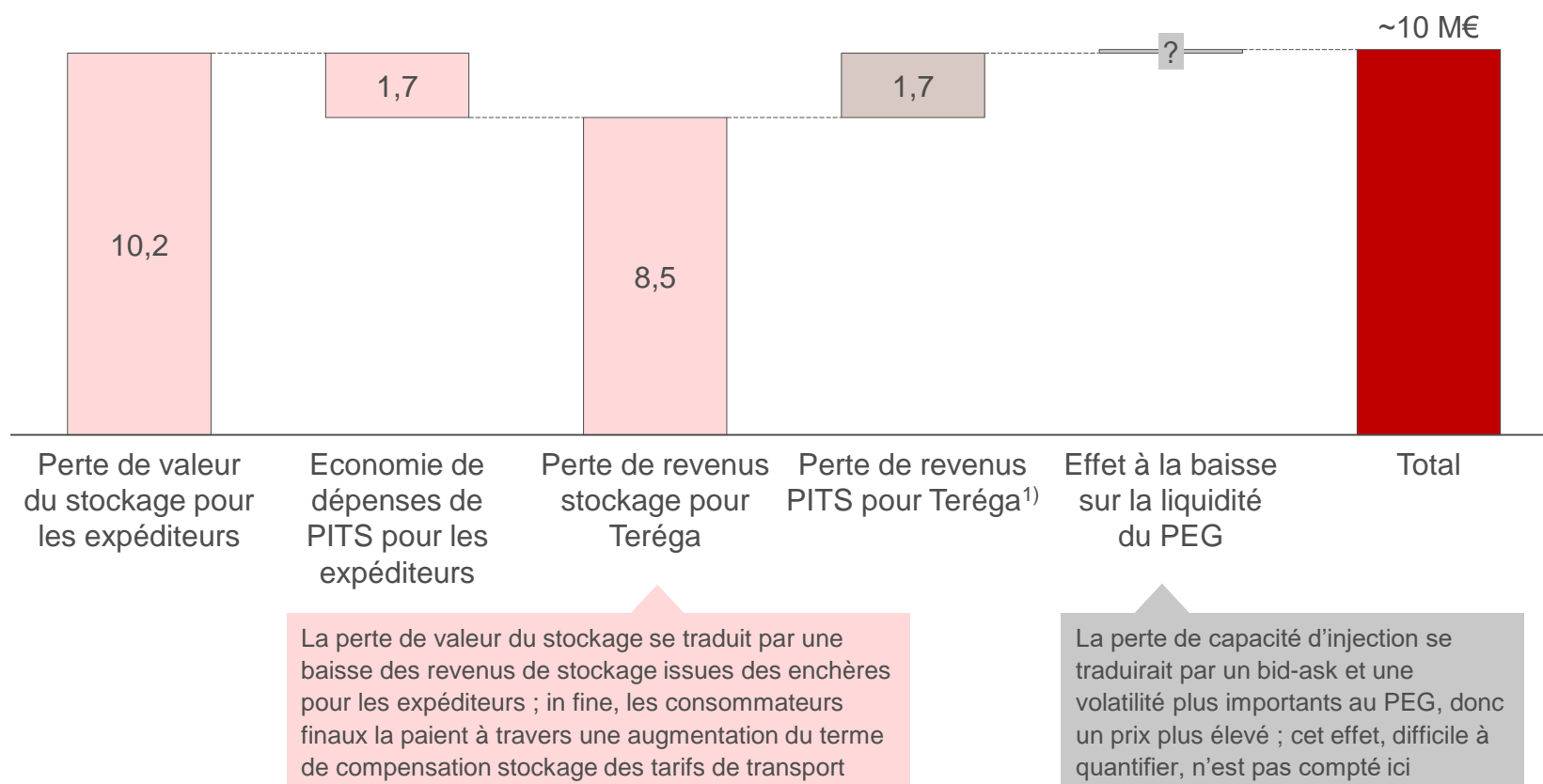
**2** | Coûts de réduire l'injection à Lussagnet

**3** | Bénéfices de réduire l'injection à Lussagnet

**#** | Annexes

# Réduire l'injection à Lussagnet engendre un coût lié principalement à la perte de valeur des produits de stockage, causée en grande partie par un achat de gaz plus cher en été

DÉCOMPOSITION DES COÛTS POUR LA COLLECTIVITÉ DANS LE CAS D'UNE BAISSSE DE LA CAPACITÉ D'INJECTION FERME À LUSSAGNET DE 330 GWH/J À 250 GWH/J [M€/an]



Principales hypothèses : le stockage est réservé à 100% aux enchères ; les valeurs du booster interruptible, de la capacité d'injection interruptible éventuellement intégrée au produit stockage et les capacités interruptibles de transport sont nulles

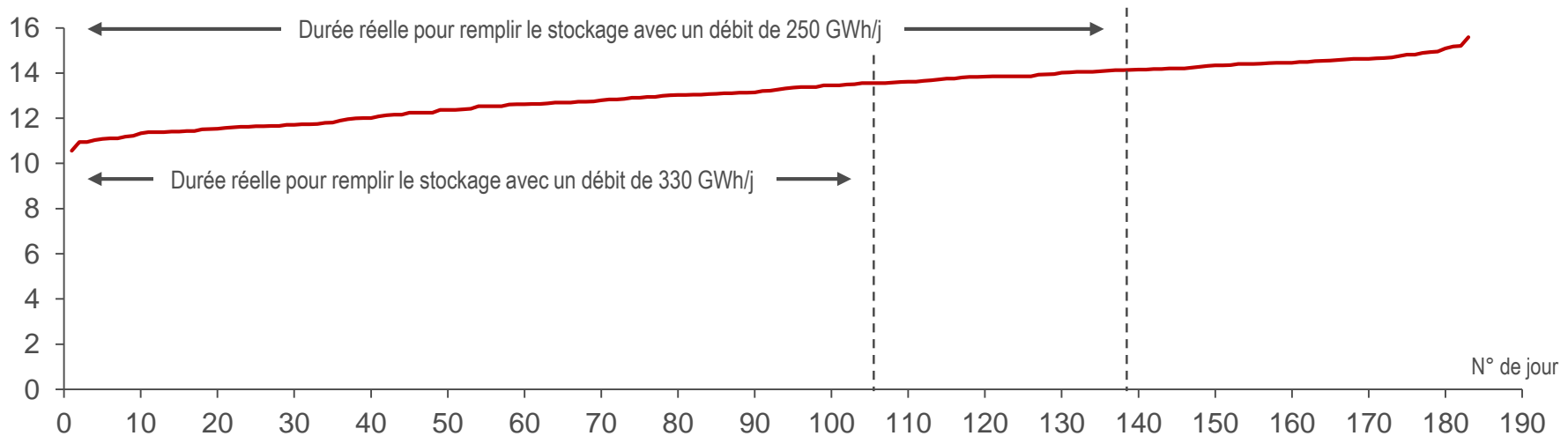
1) Pour maintenir le revenu autorisé, la baisse théorique de revenus au PITS serait compensée par une augmentation de tarif sur les PITS ou d'autres points

Sources : Teréga, Powernext, CRE, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# Un débit d'injection plus faible signifie que les expéditeurs doivent étaler les injections sur un plus grand nombre de jours, ce qui les conduit à réaliser plus d'injections pendant des jours où le prix spot est plus élevé

MONOTONE DES PRIX DU SPOT DE L'ÉTÉ 2016 [€/MWh]  
Du 1<sup>er</sup> avril 2016 au 30 septembre 2016

Prix du spot [€/MWh]



Logique  
du modèle  
« n-jours »

Avec un débit nominal de 330 GWh/j, les expéditeurs remplissent les ~33 TWh de stockage sur les **106** jours les moins chers pour un coût total de **408 M€**

Avec un débit nominal de 250 GWh/j, les expéditeurs rempliraient les ~33 TWh de stockage sur les **139** jours les moins chers pour un coût total de **420 M€**

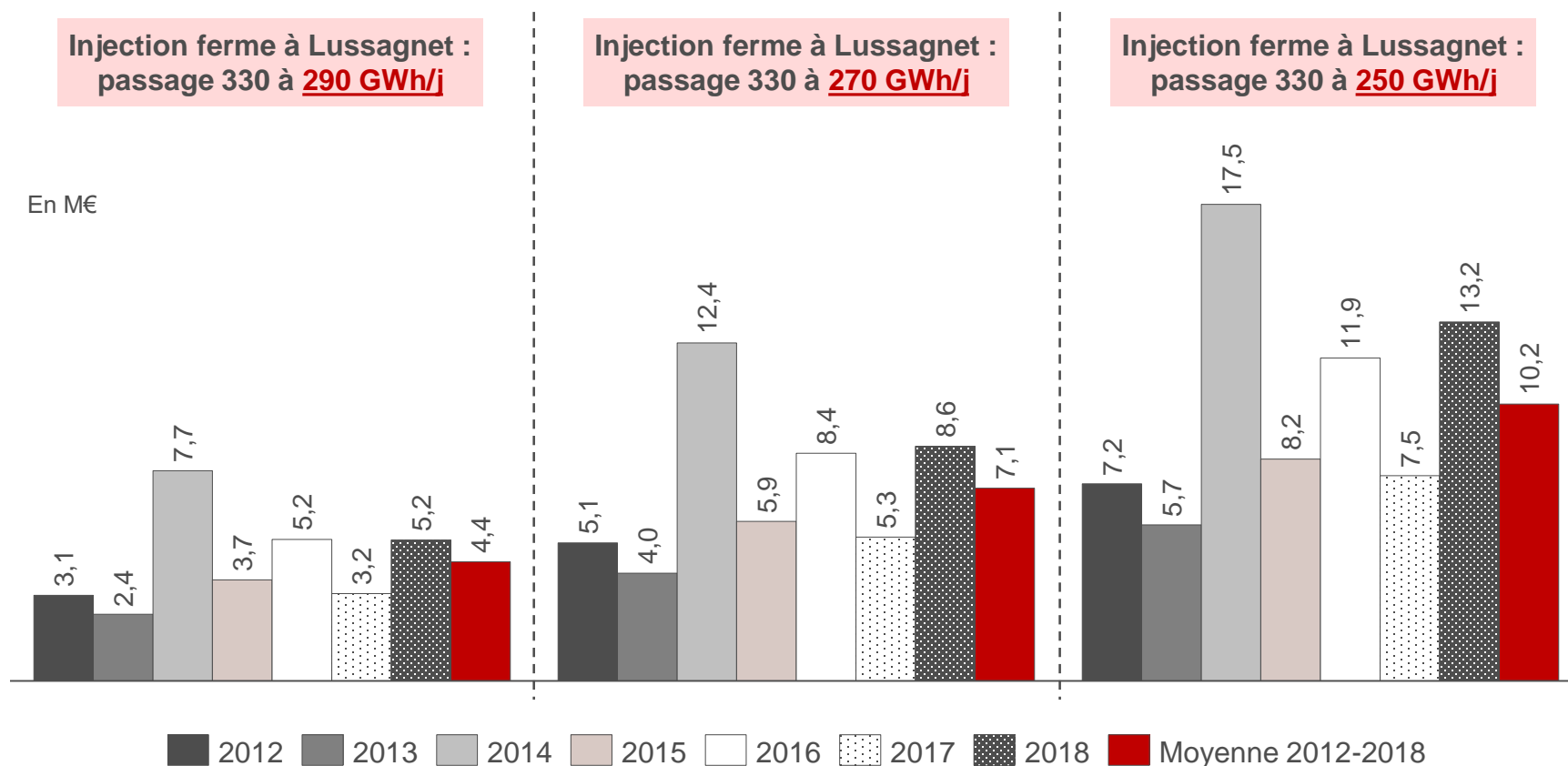
Cela induit une perte de la valeur du stockage (et donc un coût pour la collectivité) de **~12 M€ en 2016**  
(12 = 420 – 408 M€)



# L'impact de la réduction de l'injection à Lussagnet sur la baisse de valeur du stockage varie suivant les années

BAISSE DE LA VALORISATION DU STOCKAGE DE LUSSAGNET EN FONCTION DES ANNÉES [M€]

Résultat du modèle « n-jours »



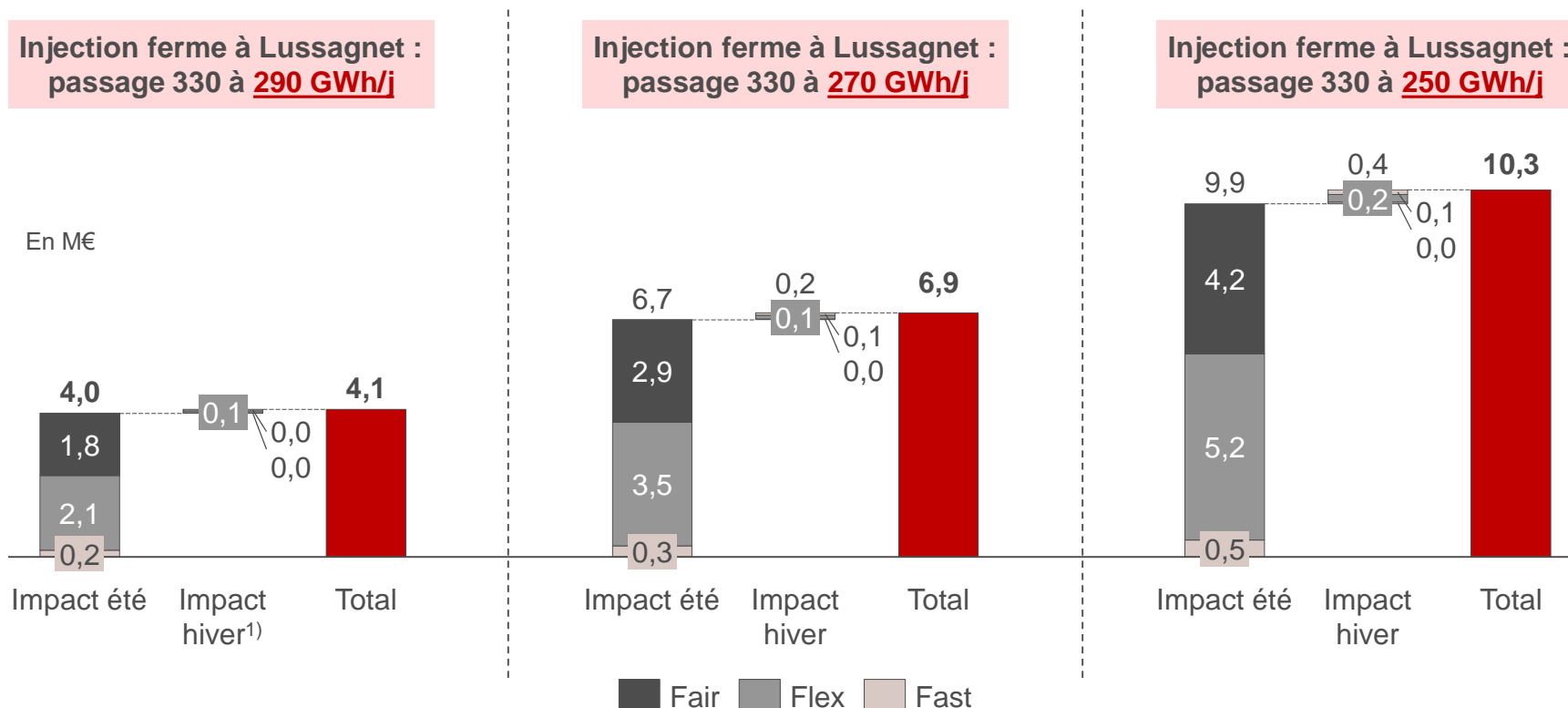
Principales hypothèses : le stockage est réservé à 100% aux enchères ; la valeur du booster interruptible et de la capacité d'injection interruptible éventuellement intégrée au produit stockage sont nulles ; l'évolution du facteur de réduction n'est pas prise en compte

Sources : Teréga, Pownext, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

# Le modèle « perfect foresight » montre que le coût de réduire l'injection ferme est inégalement réparti entre les produits de stockage de Teréga

BAISSE DE LA VALORISATION DES PRODUITS DE STOCKAGE EN FONCTION DU DÉBIT D'INJECTION A LUSSAGNET [M€]

Résultat du modèle « perfect foresight » cohérent avec le modèle « n jours »



Principales hypothèses : le stockage est réservé à 100% aux enchères ; la valeur du booster interruptible et de la capacité d'injection interruptible éventuellement intégrée au produit stockage sont nulles

1) L'impact hiver correspond à la perte d'opportunité de réaliser des remplissages opportunistes pendant l'hiver (via des injections/soutirages) pour arbitrer face au marché

Sources : Teréga, Powernext, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

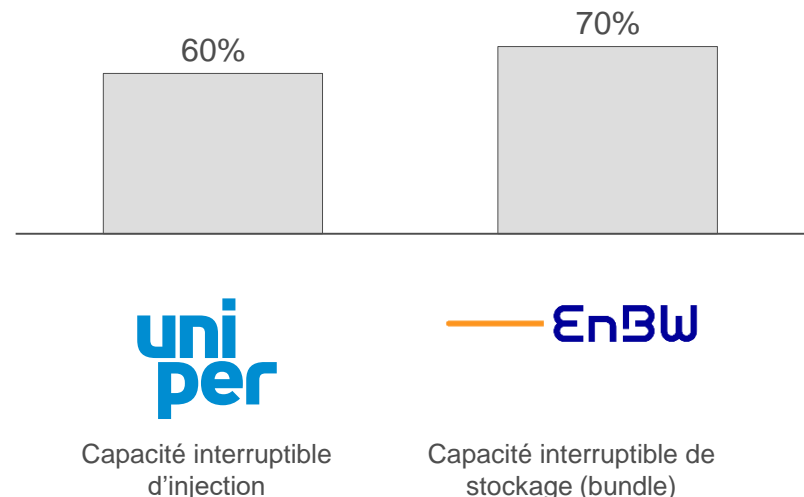
# la capacité d'injection interruptible présente une valeur très faible : entre 0 et 50% de la valeur de la capacité ferme, et probablement proche de zéro, en particulier la première année

Certains expéditeurs interrogés estiment que dans l'impossibilité de connaître à l'avance la fréquence d'interruption pour Lussagnet, la valeur de la capacité interruptible serait 0, au moins la première année

- Au-delà de la première année, les expéditeurs considèrent que la valeur de la capacité interruptible **pourrait être très faible**, car les jours où **cette capacité a de la valeur** sont les jours où les prix spot sont faibles, qui sont également ceux où elle serait **probablement interrompue**, tous les acteurs du marché souhaitant injecter en même temps
- Dans tous les cas, il est peu probable que la capacité interruptible soit **valorisée au-delà de 50% de la capacité ferme**, qui est le niveau proposé par la CRE dans la consultation ATRT7 pour la capacité interruptible de PITS
- Les expéditeurs pourraient estimer que le coût de la capacité interruptible au PITS est déjà supérieur à la valeur de la capacité interruptible {PITS + injection dans le stockage}, et donc dissuade la réservation
- Un dispositif permettant aux expéditeurs de payer uniquement ex post la capacité utilisée (tel que le pay-as-used de Gas Storage Denmark) limiterait cet effet dissuasif

Les éléments de comparaison disponibles montrent que les capacités interruptibles de stockage, d'injection dans le stockage et de PITS sont le plus souvent commercialisées à 50% à 70% du prix de la capacité ferme

RAPPORT ENTRE LE PRIX DE COMMERCIALISATION DES CAPACITÉS D'INJECTION INTERRUPTIBLES ET FERMES  
Basé sur les **prix catalogue**



**Cependant, la valeur de la capacité interruptible dépend des conditions d'interruption et de la fréquence d'interruption, qui varient fortement d'un stockage à l'autre**

# En première approche, la baisse de la capacité d'injection ferme à Lussagnet aurait un effet haussier sur le bid-ask et la volatilité, donc sur les prix du PEG, mais celui-ci est difficile à quantifier

Une réduction de la capacité d'injection diminuerait la demande (en particulier en été), donc les échanges au PEG ; cela aurait un effet à la hausse le bid-ask et la volatilité

- L'impact sur la liquidité (bid-ask) et la profondeur (total des volumes échangés) **serait plus fort au PEG que sur des places de marché plus liquides**, car :
  - Le PEG est un marché relativement peu liquide (par rapport au NBP ou TTF), donc la part de l'asset-backed trading y est plus importante qu'ailleurs
  - Or, la baisse de la capacité d'injection impacterait surtout l'asset-backed trading
- **Le cas du stockage de Rough illustre l'impact d'une fermeture de stockage sur la liquidité de la place de marché locale :**
  - La fermeture de Rough a contribué au déclin de l'asset-backed trading au NBP (baisse de 25% des volumes échangés entre 2017 et 2018)
  - Cependant, d'autres facteurs y ont contribué, probablement plus fortement : incertitude sur le Brexit, déclin de la production britannique, concurrence accrue du TTF...

Bien que cet impact soit difficile à quantifier, plusieurs raisons portent à croire qu'il serait limité

- Une réduction de la capacité ferme de **80 GWh/j** à Lussagnet représenterait une part relativement faible des flux physiques, qui sont :
  - **~700 GWh/j** de consommation minimale en été en France
  - **~1 000 GWh/j** de soutirages minimaux des RT français en été
- Si la liquidité (bid-ask) et la profondeur (volumes échangés) au PEG sont plus faibles que sur les marchés voisins, **cette situation ne peut être attribuée à la capacité de stockage disponible :**
  - Certains marchés sont plus liquides et profonds que le PEG bien qu'ils présentent moins de stockage (ex : Royaume-Uni), car liquidité et profondeur sont principalement **le reflet de la confiance des acteurs du marché dans leur capacité à facilement trouver une contrepartie**
  - La liquidité des marchés européens continue à se développer malgré la fermeture de stockages (ex : Rough, Kalle, Grijskerk)
- Ainsi, la plupart des traders interrogés estiment que cet impact serait minime. Il est d'autant plus difficile à quantifier qu'il consisterait à ralentir la croissance de la liquidité et de la profondeur du PEG, et non à les diminuer

---

**1** | Résultats principaux

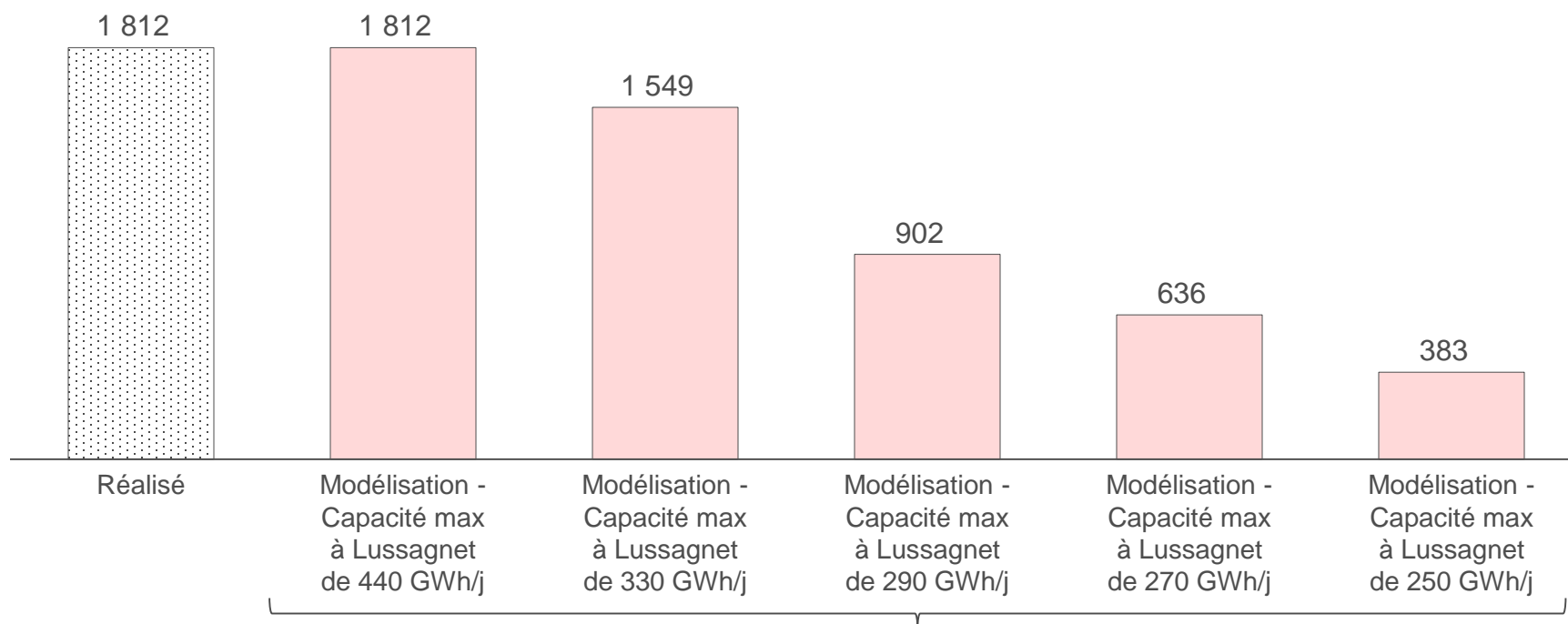
**2** | Coûts de réduire l'injection à Lussagnet

**3** | **Bénéfices de réduire l'injection à Lussagnet**

**#** | Annexes

# Réduire la capacité d'injection ferme à Lussagnet permettrait de réduire le besoin (en volume) de spread localisé, mais pas de l'annuler

EVOLUTION DU BESOIN DE SPREAD LOCALISÉ (du 1 avril 2019 au 19 août 2019) EN FONCTION DE LA CAPACITÉ FERME D'INJECTION À LUSSAGNET [GWh]



Les résultats sont issus du **modèle de la CRE, modifié<sup>1)</sup>** pour intégrer la limite d'injection à Lussagnet

**Caveat :** le modèle a été calibré pour minimiser les écarts avec le réel à l'échelle saisonnière ; cependant, des écarts journaliers existent. Ils proviennent, au moins en partie, d'une incertitude sur les données historiques de nomination (notamment aux PITS autres que Lussagnet et Atlantique), ainsi que sur la modélisation de la consommation par zone.

1) Les résultats sont issus du modèle Spread Localisé publié par la CRE rejoué sur la période 1er avril 2019 – 19 août 2019, avec différentes limites d'injection à Lussagnet

# Le bénéfice pour la collectivité d'une mesure de réduction de l'injection ferme à Lussagnet dépend fortement du prix du GNL en Asie

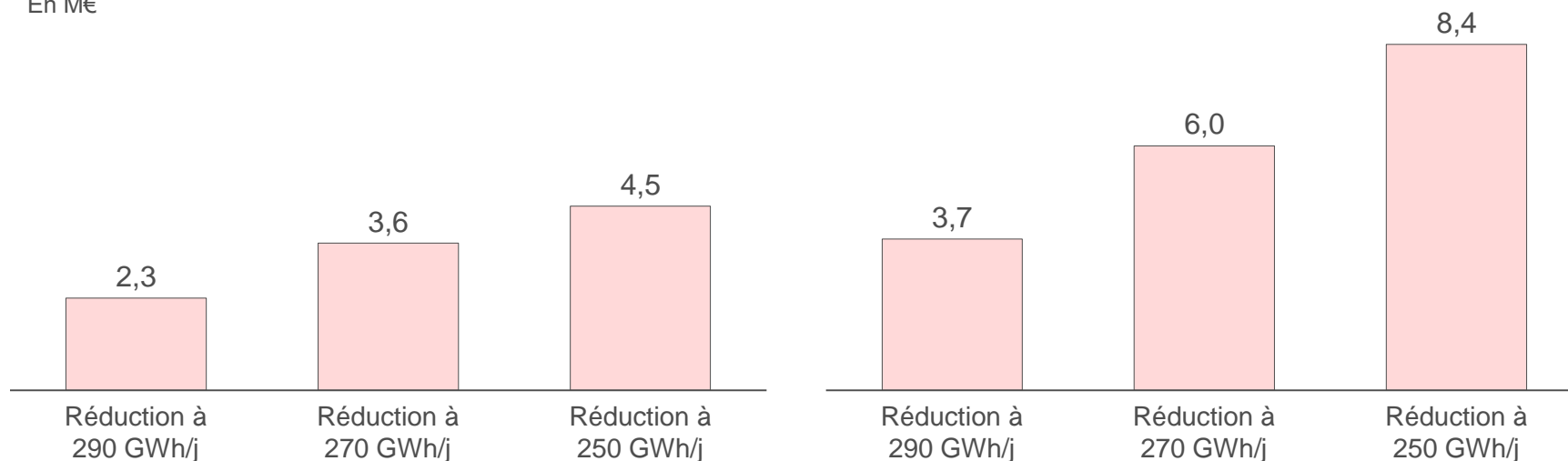
BÉNÉFICE POUR LA COLLECTIVITÉ D'UNE RÉDUCTION DE LA CAPACITÉ D'INJECTION À LUSSAGNET EN FONCTION DU PRIX DU GNL EN ASIE – Scénario de référence<sup>1)</sup> [M€]

Les résultats sont issus du **modèle de la CRE modifié** pour intégrer la limite d'injection à Lussagnet

**Scénario prix du GNL en Asie bas<sup>2)</sup> (4 à 6 \$/mmbtu, soit ~12 à 18 €/MWh) – *Niveaux de prix actuels***

**Scénario prix du GNL en Asie haut<sup>3)</sup> (7 à 12 \$/mmbtu, soit ~22 à 37 €/MWh)**

En M€



Hypothèses : Modèle CRE modifié pour intégrer la limite à Lussagnet et rejoué sur la période 1<sup>er</sup> avril 2019 – 8 août 2019 avec 3 scénarios de demande et 9 scénarios de prix du GNL en Asie

1) La valeur des capacités interruptibles est nulle, et aucun épisode de prix exceptionnel du spread localisé ne se produit

2) Capacité d'injection moyenne de GNL sur les différents scénarios : ~600 GWh/j

3) Capacité d'injection moyenne de GNL sur les différents scénarios : ~300 GWh/j

Sources : Terega, Powernext, CRE, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

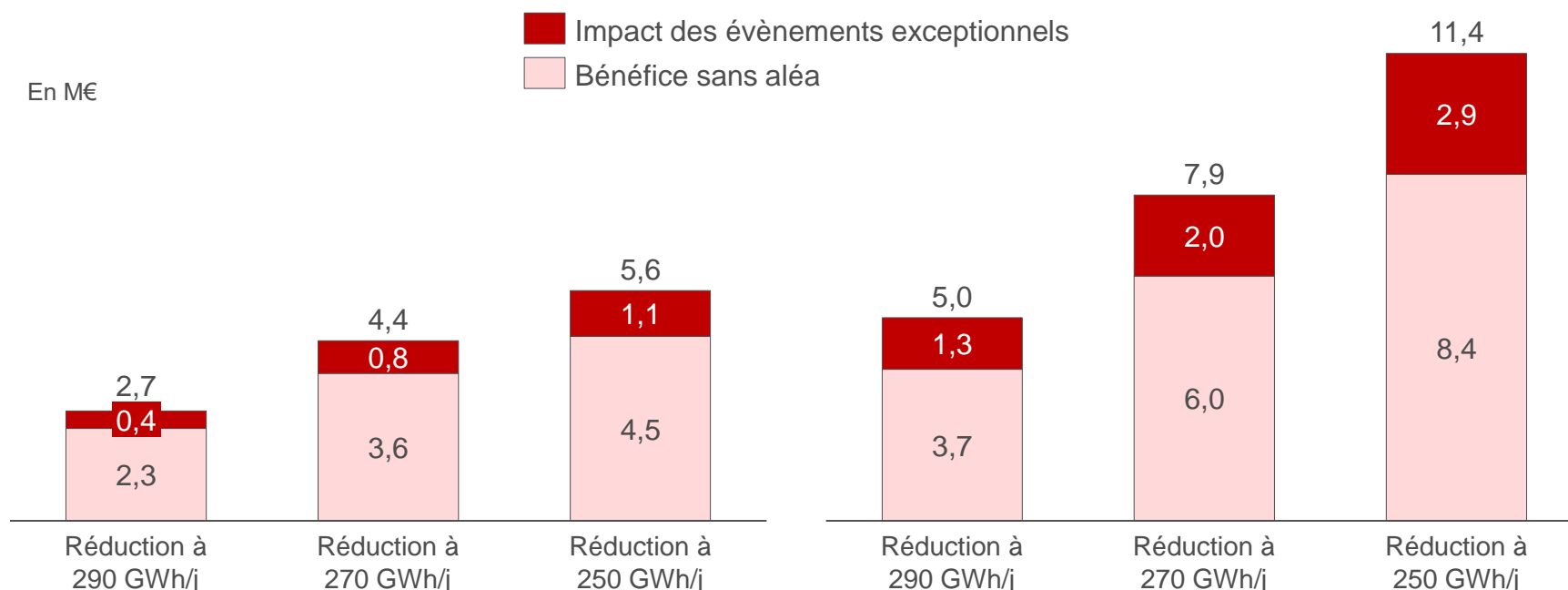
# L'intégration d'épisodes de prix exceptionnels (prix SL au prix spot avec une probabilité de 10%) augmente le bénéfice d'une mesure de réduction de l'injection ferme à Lussagnet

BÉNÉFICE POUR LA COLLECTIVITÉ D'UNE RÉDUCTION DE LA CAPACITÉ D'INJECTION À LUSSAGNET EN FONCTION DU PRIX DU GNL EN ASIE [M€]

Les résultats sont issus du **modèle de la CRE modifié** pour intégrer la limite d'injection à Lussagnet

**Scénario prix du GNL en Asie bas (4 à 6 \$/mmbtu, soit ~12 à 18 €/MWh) – *Niveaux de prix actuels***

**Scénario prix du GNL en Asie haut (7 à 12 \$/mmbtu, soit ~22 à 37 €/MWh)**



## Hypothèses :

- Modèle CRE modifié pour intégrer la limite à Lussagnet et rejoué sur la période 1<sup>er</sup> avril 2019 – 19 août 2019 avec 3 scénarios de demande et 9 scénarios de prix du GNL en Asie
- De façon aléatoire (avec une probabilité d'une chance sur 10), un épisode de prix exceptionnel est modélisé avec un prix du spread localisé équivalent au spot du jour capé à 20 €/MWh

Sources : Terega, Powernext, CRE, Analyse E-CUBE Strategy Consultants



# Annexe

---

**A**

Principaux messages des entretiens

**B**

Formation des prix du spread localisé

**C**

Marché mondial du GNL

**D**

Corrélation injection de GNL en France et injection à Lussagnet

**E**

Eléments de méthode et de modélisation

# Principaux messages des entretiens

---

## Sélection de messages issus de 5 entretiens avec des expéditeurs actifs sur le marché du spread localisé

- **L'arrivée d'une quantité importante de GNL en France** entraine généralement une baisse des prix du PEG, génère une incitation à injecter dans les stockages pour bénéficier des prix bas, et **augmente le risque de spread localisé**.
- **La valeur d'une capacité interruptible** dépend principalement de ses caractéristiques (probabilité, occurrence, etc.). Dans le cas d'une capacité de stockage, le coût de souscription de capacités au PITS doit également être pris en compte pour valoriser la capacité interruptible. Pour certains acteurs, en première approche, le tarif de souscription au PITS semble trop cher (au vu du risque de ne pas injecter) pour que la capacité interruptible ait de la valeur : l'une des pistes proposées consiste à payer la souscription au PITS ex-post, seulement si l'injection a effectivement été utilisée.
- **Le prix du SL dépend fortement du niveau de concurrence** : les jours non ouvrés, tous les expéditeurs n'ont pas d'équipe active, ce qui peut limiter le nombre de participants et favoriser des prix élevés. L'introduction d'un mécanisme d'alerte (notamment le vendredi pour le week-end) pourrait pousser les acteurs à s'organiser pour participer aux enchères les jours non ouvrés.
- **Les prix observés les 25 et 26 mai sont exceptionnels**, mais il n'est pas impossible qu'ils se reproduisent. Il est possible que les prix presque nuls sur la jambe amont s'expliquent par :
  - Le fait que certains acteurs aient atteint la quantité minimale sur des contrats long terme livrés à Virtualys
  - Le fait que les autres acteurs, voyant que certaines offres étaient à un niveau très bas, les aient « suivies »
- **La situation actuelle** avec des prix été très bas (~10 €/MWh) et des prix hiver importants (~19 €/MWh) entraine un spread été-hiver important et donc des prix de SL hauts.
- **L'impact de la réduction de la capacité d'injection à Lussagnet devrait avoir un impact sur la liquidité du PEG, mais ce dernier est difficile à estimer**. Pour certains, l'impact sur l'attractivité du PEG serait marginal. A l'inverse, d'autres signaux récents ont entraîné une baisse de l'attractivité du PEG, notamment la décision de la CRE de modifier les règles du jeu de manière précipitée fin mai 2019, au milieu de la période d'injection.

# Annexe

---

**A**

Principaux messages des entretiens

**B**

Formation des prix du spread localisé

**C**

Marché mondial du GNL

**D**

Corrélation injection de GNL en France et injection à Lussagnet

**E**

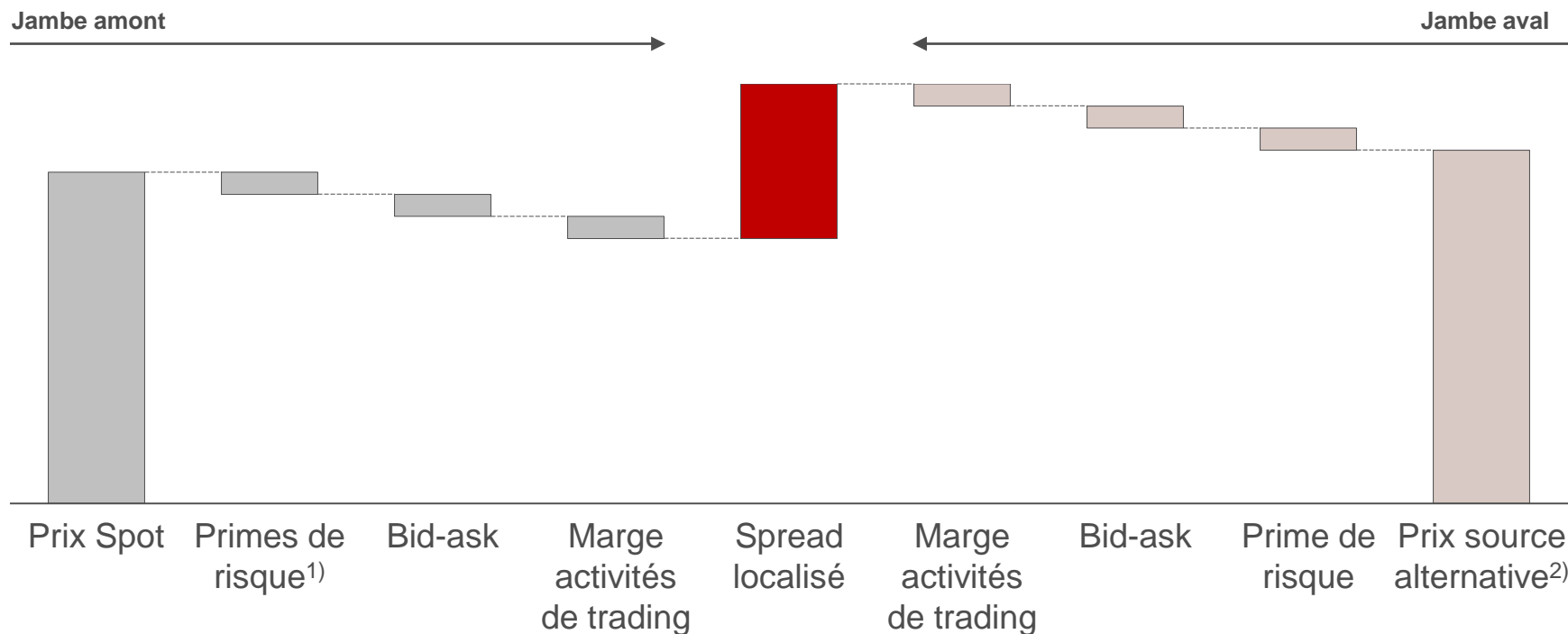
Eléments de méthode et de modélisation

# Plusieurs grandeurs entrent en compte dans la formation des prix du spread localisé

## FORMATION DU PRIX DU SPREAD LOCALISÉ EN ETE

**Caveat :** étant donné que les CCGT n'ont pour l'instant pas été retenues pour le spread localisé, et que la formation des prix pour les CCGT est plus complexe, cette page se limite à décrire la formation des prix pour des modifications de nomination sur PITS, PIR ou PITTM

Illustratif



1) Les primes de risque comprennent les risques de pénalités du mécanisme de SL, la perte d'opportunité de renominer en sens inverse jusqu'à la fin de la journée gazière en France, les pénalités éventuelles sur les zones d'équilibrage en amont de la France liées à la baisse des nominations vers la France, et le risque de marché éventuel lié à la revente du gaz acheté à l'avance en amont de la France (pour la jambe amont)

2) Exemple: achat de gaz plus tard dans l'été ou durant l'hiver pour remplir le stockage

# Sur la jambe amont, les expéditeurs achètent du gaz aux GRT en échange d'une modification de leurs nominations sur plusieurs types de points

## POSSIBILITÉ DE RENOMINATION POUR RÉPONDRE AU SL SUR LA JAMBE AMONT

| En pratique, aucune renomination n'a été effectuée aux PITTM et CCGT, qui présentent des contraintes plus fortes que les PITS et PIR |  |   |   |  |
|--|--|---|---|--|
|  | PITS (ex : Atlantique)   | PIR (ex : Virtualys)  | CCGT (ex : Blénod)  | PITTM (ex : Fos)   |
| <b>Logique</b>   | <p>L'expéditeur anticipe ses injections dans le stockage par rapport à son programme initial</p> <p>Note : cette possibilité peut être limitée si les injections en amont de la limite sont déjà au maximum</p>  | <p>Au lieu d'acheter du gaz en amont France et de l'acheminer au PEG, l'expéditeur achète du gaz au GRT</p> | <p>L'expéditeur augmente sa production d'électricité</p>  | <p>L'expéditeur retarde ses émissions de GNL</p> <p>Note : en pratique, cette possibilité n'existe pas dans les contrats avec les terminaux Elengy et Fosmax</p> |
| <b>Prix de référence</b>   | <p>Prix spot PEG - perte d'opportunité d'arbitrage temporel (s'il était plus économique d'injecter plus tard)</p> <p>Note : en pratique, cette perte d'opportunité peut être très faible (ex : si l'expéditeur dispose de stockages en amont et en aval de la limite, dans lesquels il peut injecter indifféremment)</p> | <p>Prix spot PEG - perte d'opportunité d'arbitrage géographique (ex : spread TTF-PEG)</p>                   | <p>Prix spot PEG - perte d'opportunité (ex : <i>clean spark spread</i><sup>1)</sup> négatif, coût d'usure d'un démarrage-arrêt court)</p> | <p>Prix spot PEG - perte d'opportunité d'arbitrage temporel (ex : spread d'un jour à l'autre)</p>  |

1) Le *clean spark spread* représente la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix du gaz corrigé du rendement énergétique de la centrale et du coût des émissions CO<sub>2</sub>

# Sur la jambe aval, les expéditeurs vendent du gaz aux GRT en échange d'une modification de leurs nominations sur plusieurs types de points

## POSSIBILITÉ DE RENOMINATION POUR RÉPONDRE AU SL SUR LA JAMBE AVAL

|                          | PITS (ex : Lussagnet)   | PIR (ex : Pirineos)  | CCGT (ex : Bayet)  |
|--------------------------|---|--|--|
| <b>Logique</b>           | Au lieu d'injecter du gaz dans le stockage, l'expéditeur le vend aux GRT, et diffère son injection dans le stockage   | Au lieu de faire transiter du gaz vers un pays voisin, l'expéditeur le revend en France  | L'expéditeur diminue sa production d'électricité   |
| <b>Prix de référence</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Prix du jour suivant, ou du mois suivant, ou du trimestre suivant, si l'expéditeur compte injecter plus tard dans l'été pour compenser</li> <li>Prix de l'hiver suivant, si l'expéditeur compte acheter du gaz en hiver et renoncer à injecter en été</li> <li>0 (spread amont/aval) si l'expéditeur peut injecter plus dans un stockage amont et moins dans un stockage aval le jour du spread localisé, et de faire l'inverse plus tard</li> </ul> <p>Note : plus le stockage est lent à l'injection, plus il est probable que l'expéditeur considère un prix « à long terme », car plus sa marge de manœuvre à l'injection est réduite (i.e moins il a de choix possibles de jours d'injection)</p> | <p>Prix de la source de gaz alternative : prix spot sur le marché voisin (ex : Espagne, Suisse)</p> <p>Note : à date, les clients d'Elengy et Fosmax semblent avoir peu de flexibilité à court terme sur leurs nominations</p> | <p>Prix spot + perte d'opportunité pour l'expéditeur de gagner le <i>clean spark spread</i><sup>1)</sup></p> |

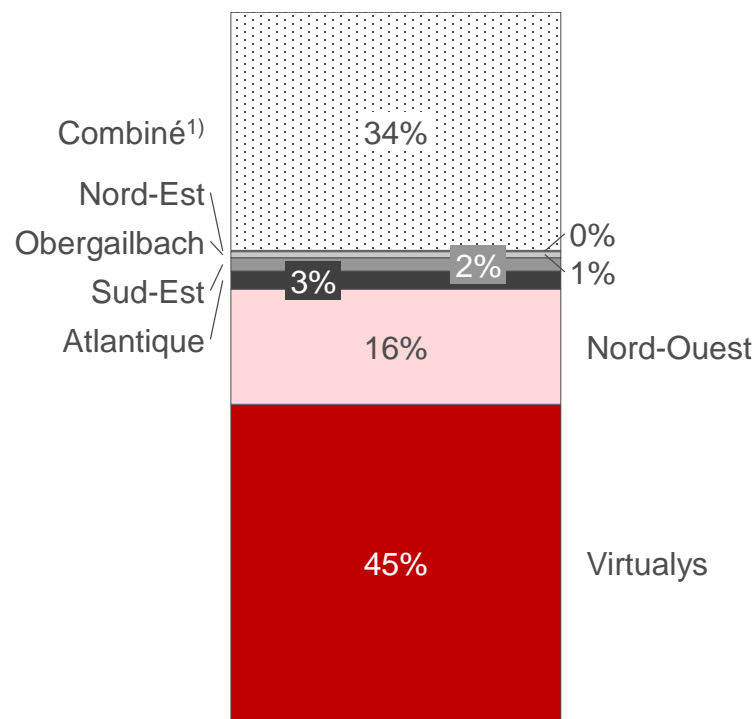
1) Le *clean spark spread* représente la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix du gaz corrigé du rendement énergétique de la centrale et du coût des émissions CO<sub>2</sub>

# Jusqu'à présent, le PIR Virtualys (à l'amont) et les PITS Lussagnet (à l'aval) sont les principaux points renominés du fait du spread localisé, tandis que les CCGT n'ont jamais été retenues

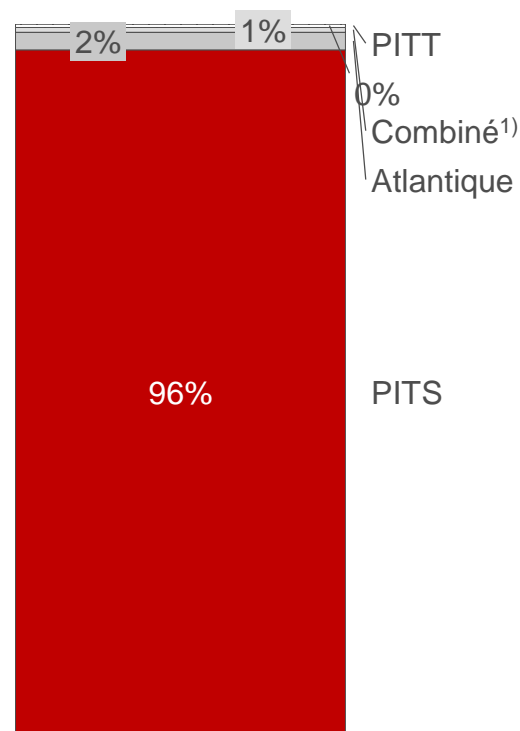
## RÉPARTITION DES RENOMINATIONS LIÉES AU SL

Du 1 avril au 26 mai 2019

### Renominations amont



### Renominations aval

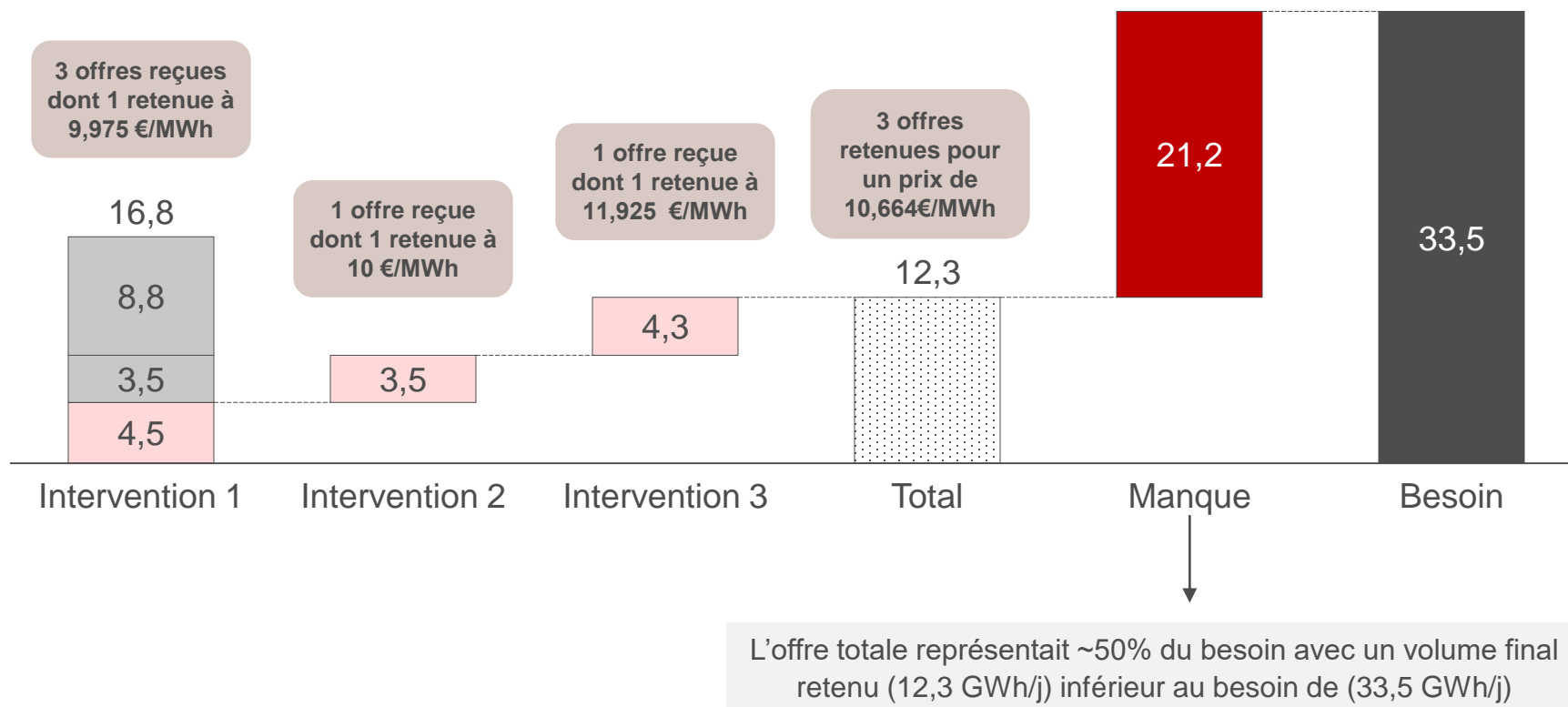


1) Renomination sur plusieurs points commerciaux (e.g; Virtualys & Nord-Ouest)

# Les prix élevés (> 10 €/MWh) pour le spread localisé observés les 22 et 23 avril (jours non ouvrés) peuvent être attribués à la faiblesse de l'offre par rapport au besoin - Focus sur le 22 avril

VOLUME REÇU PAR OFFRE ET PAR INTERVENTION VS. BESOIN EN SPREAD LOCALISÉ SUR LA JOURNÉE DU 22 AVRIL 2019 [GWH]

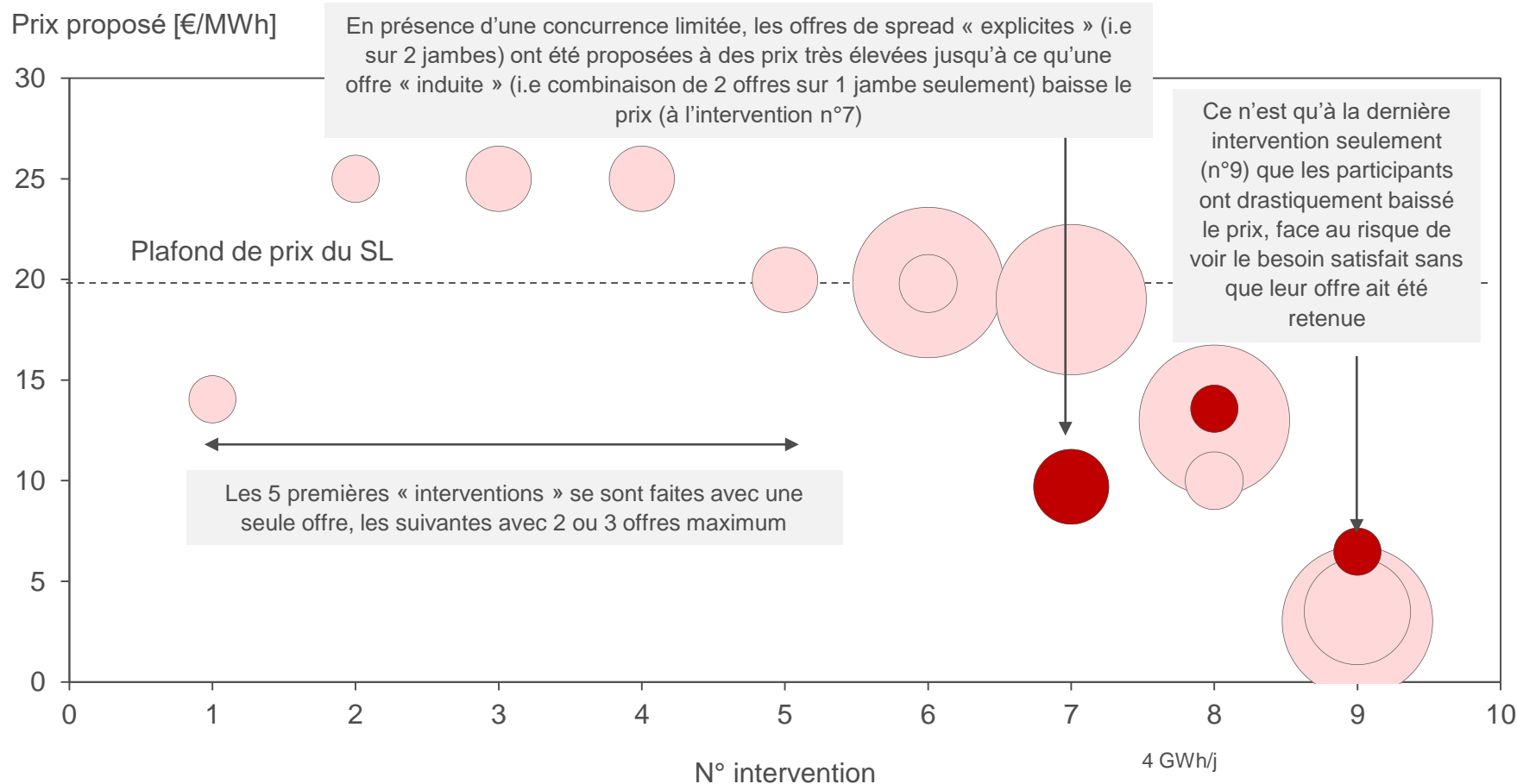
En GWh





# Les prix élevés (> 10 €/MWh) pour le spread localisé observés les 22 et 23 avril (jours non ouvrés) peuvent être attribués à la faiblesse de l'offre par rapport au besoin - Focus sur le 23 avril

PRIX DES OFFRES REÇUES PAR INTERVENTION [€/MWh]



1) Sur 2 jambes; 2) Combinaison de 2 offres sur 1 jambe seulement

Sources : Teréga, E-CUBE Strategy Consultants

Légende :

● Explicite<sup>1)</sup>

● Induit<sup>2)</sup>

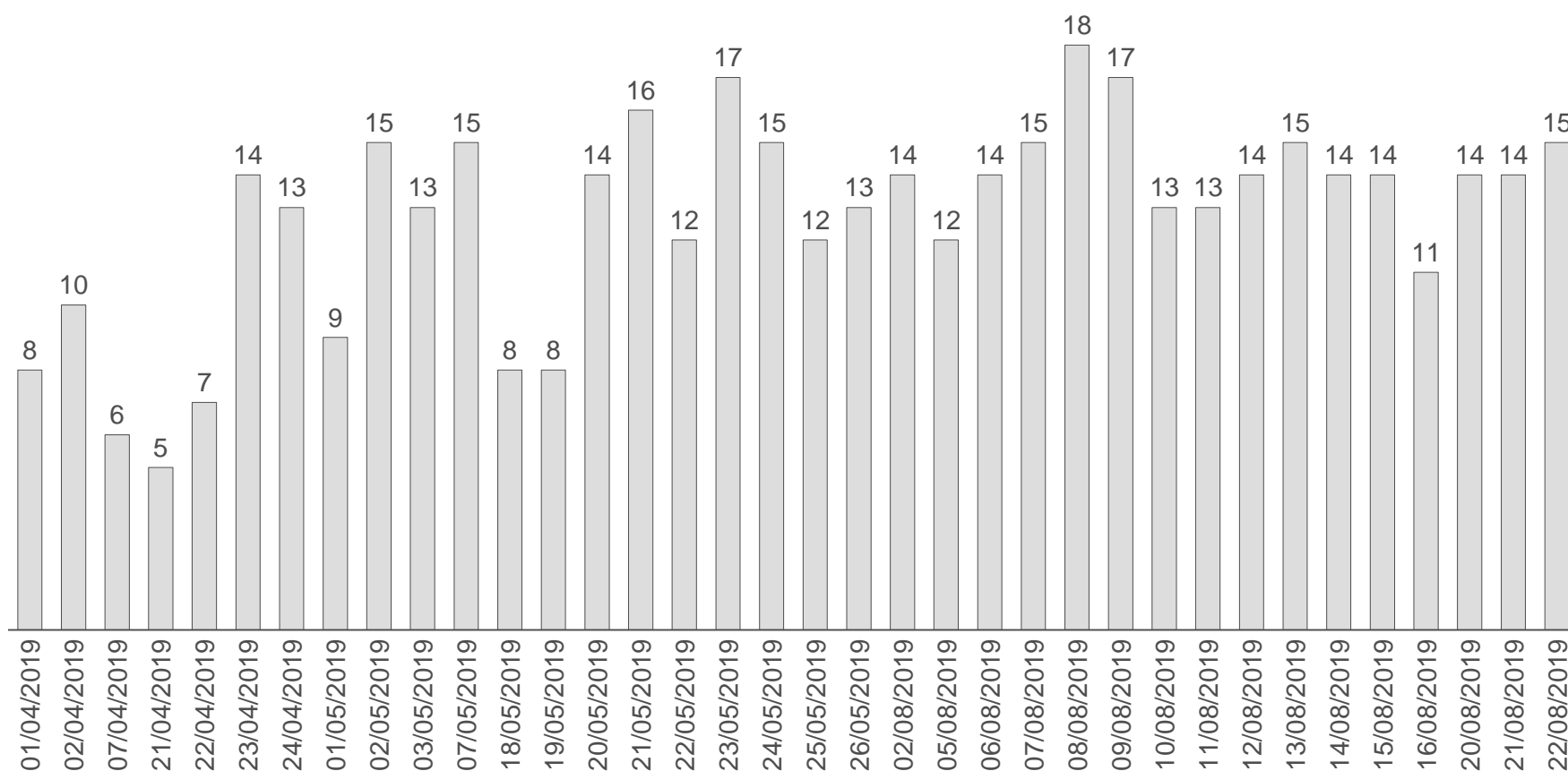


Volume de l'offre

# La participation aux enchères du spread localisé a augmenté au cours du temps, ce qui permet de couvrir de manière satisfaisante les besoins depuis fin mai

NOMBRE DE PARTICIPANTS DIFFÉRENTS (RETENUS OU NON) PAR JOURNÉE DE SL

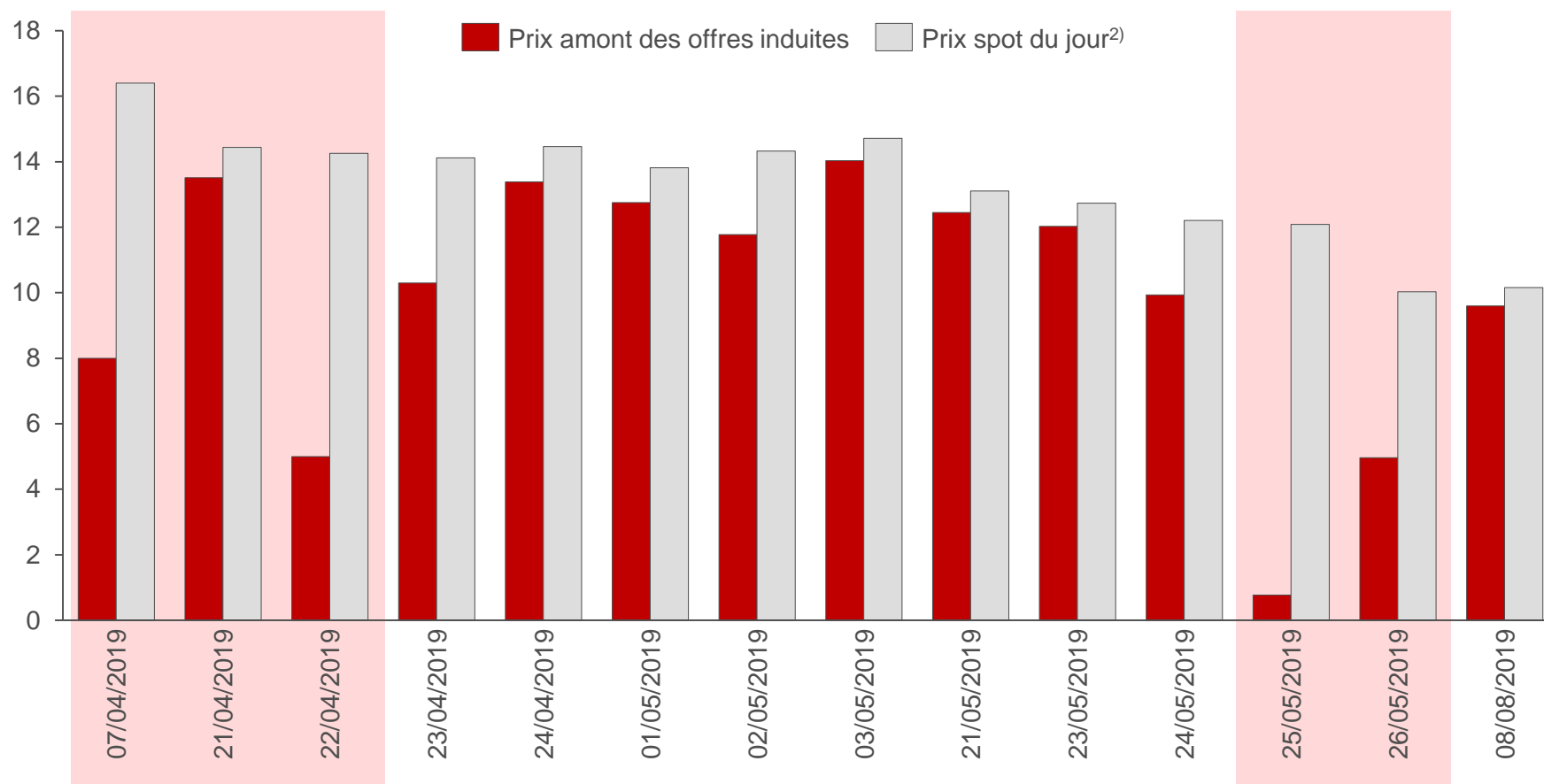
*Du 1er avril au 8 aout 2019*



# Les prix observés sur la jambe amont uniquement sont systématiquement proches du spot, hormis les premiers jours d'avril et les 25-26 mai

PRIX MOYEN PONDÉRÉ DES OFFRES INDUITES<sup>1)</sup> RETENUES SUR LA JAMBE AMONT VS. PRIX SPOT DU JOUR [€/MWh]

Note : les jours sans offre induite (ex: le 1<sup>er</sup> avril) ne sont pas présentés



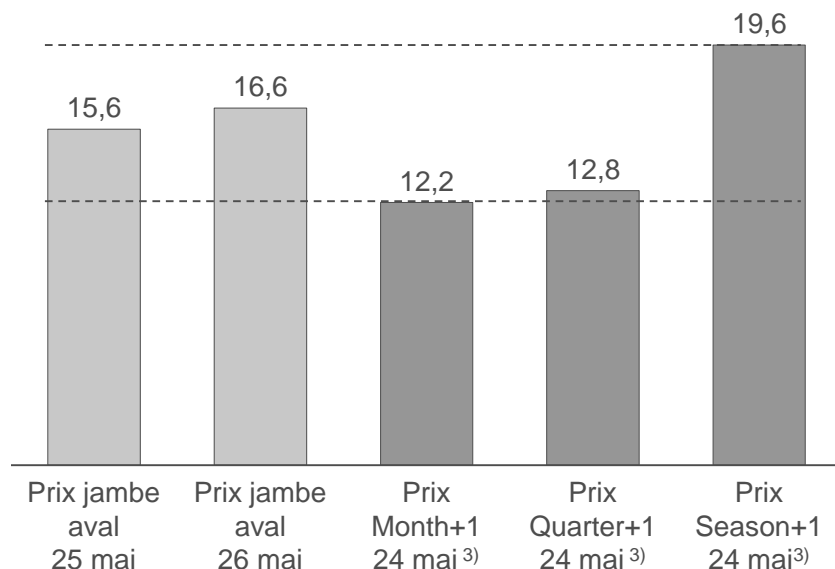
1) Combinaison de 2 offres sur 1 jambe seulement ; 1) Données GRTgaz : prix moyen du gaz pour calculer le coût des équilibrages

Sources : Teréga, GRTgaz, E-CUBE Strategy Consultants

# Les prix élevés observés pour le spread localisé les 25 et 26 mai sont en grande partie le résultat de prix exceptionnellement bas sur la jambe amont

Sur la jambe aval, les prix étaient cohérents avec une construction en forme « Month+1 + prime » ou « Quarter+1 + prime » cohérent avec une prime de ~1 à 4 €/MWh

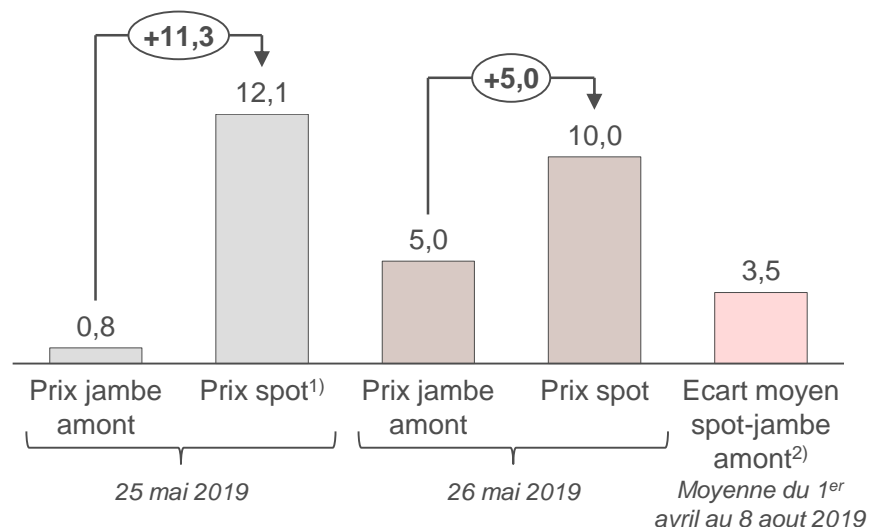
PRIX MOYEN PONDÉRÉ DES OFFRES INDUITES<sup>4)</sup> RETENUES SUR LA JAMBE AVAL VS. PRIX FUTURES DU JOUR [€/MWh]



Ces valeurs sont supérieures au « settlement price » des produits « Month June 2019 » & « 3rd Quarter 2019 » (~12,8 €/MWh) mais inférieures au « settlement price » du produit « hiver 2019-2020 »

Sur la jambe amont, les prix proposés étaient largement en dessous du prix spot (prix normalement observé)

PRIX MOYEN PONDÉRÉ DES OFFRES INDUITES<sup>1)</sup> RETENUES SUR LA JAMBE AMONT VS. PRIX SPOT DU JOUR [€/MWh]



Les prix très bas correspondaient principalement à des offres pour une diminution des imports sur Virtualys (et dans une moindre mesure pour une diminution des injections au PITS Nord-Ouest)

# Annexe

---

**A**

Principaux messages des entretiens

**B**

Formation des prix du spread localisé

**C**

**Marché mondial du GNL**

**D**

Corrélation injection de GNL en France et injection à Lussagnet

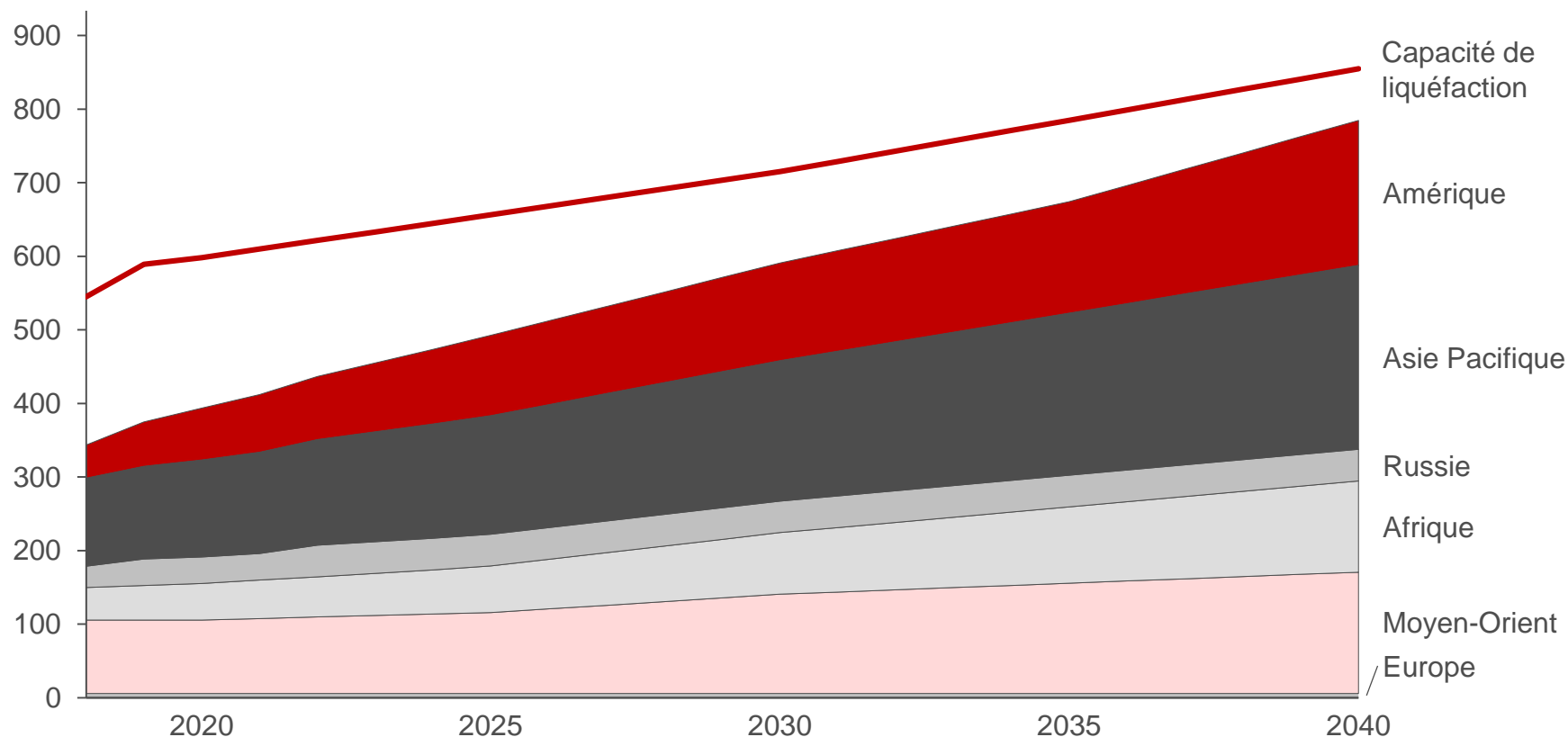
**E**

Eléments de méthode et de modélisation

# Les prix bas du GNL en Asie, en partie liés à l'augmentation des capacités mondiales de liquéfaction, entraînent un afflux de GNL bon marché en Europe qui pourrait perdurer

- La demande asiatique (et particulièrement chinoise) de GNL s'est montrée relativement faible depuis 2018
- L'augmentation des capacités mondiales de liquéfaction, un temps retardée (ex : projet Ichtys), s'est accélérée en 2018 et 2019, et devrait continuer à dépasser l'augmentation de la demande au moins **jusqu'à 2020**

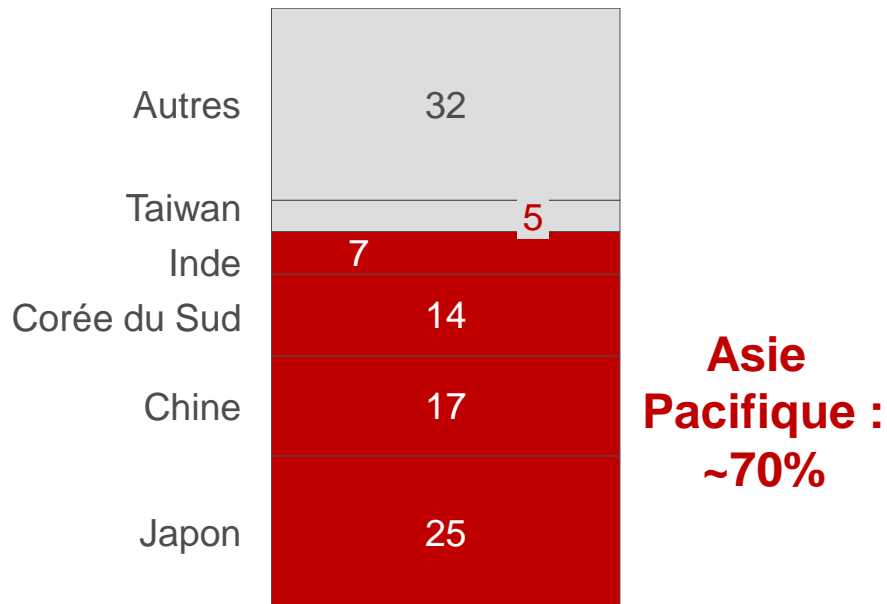
PRÉVISIONS D'EXPORTATIONS DE GNL VS. CAPACITÉ DE LIQUEFACTION [bcm]



# Le prix et la quantité de GNL regazéifiés en Europe dépendent directement du prix du GNL en Asie

Les pays asiatiques représentent la majorité de la consommation de GNL mondiale

IMPORTATION DE GNL EN 2018 [%]



A l'échelle mondiale, seul le marché européen est en mesure d'absorber l'offre de GNL en excès des besoins « inflexibles »

- Du fait d'infrastructures de transport et de stockages limitées, les pays asiatiques (en premier lieu le Japon, la Corée du Sud et la Chine) sont fortement dépendants des importations de GNL pour leur approvisionnement en gaz
- A l'échelle mondiale, seul le marché européen est en mesure d'absorber l'offre de GNL en excès des besoins « inflexibles » (consommation des bâtiments et de l'industrie). Cette situation est liée à :
  - La maturité des marchés de gros européens
  - La disponibilité des infrastructures gazières : capacité de regazéification et de stockage souterrain
- Ainsi, toutes choses égales par ailleurs, plus le prix du GNL est élevé en Asie, plus les volumes de GNL arrivant en Europe sont faibles

# Les quantités de GNL livrées en France ont fortement augmenté depuis 1 an, du fait de la baisse des prix du GNL en Asie

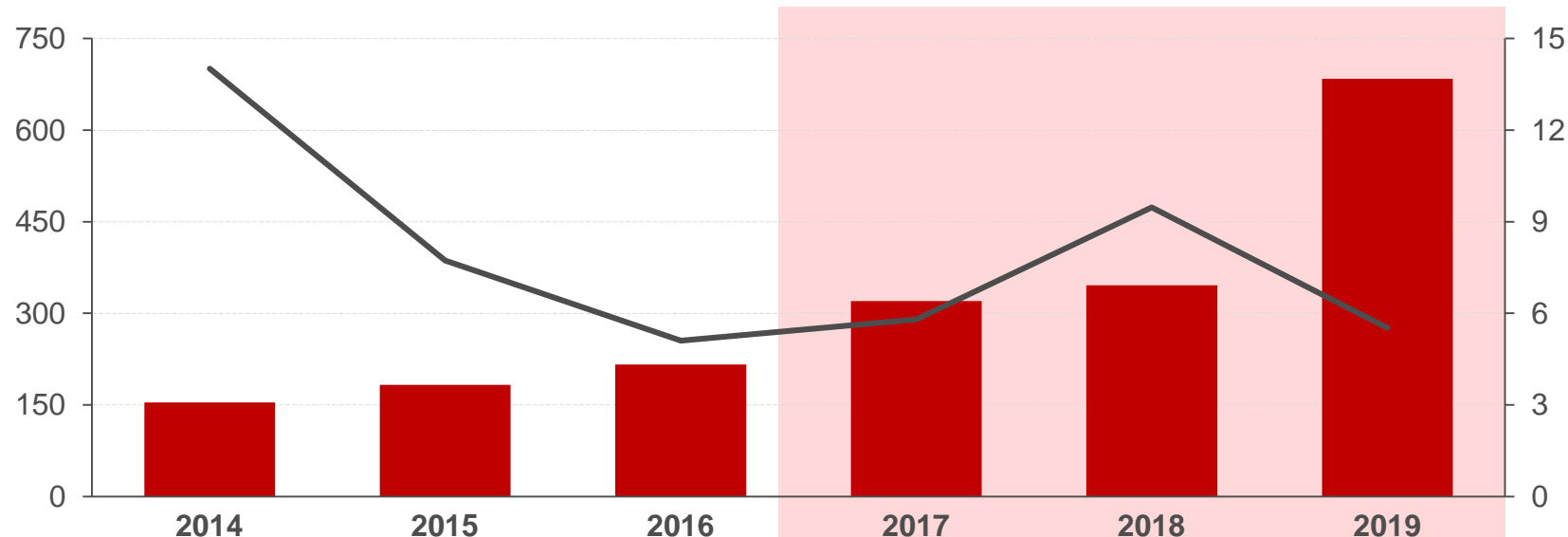
MOYENNE MENSUELLE DES VOLUMES DE GNL LIVRÉS EN FRANCE EN ÉTÉ [GWh/j] VS. PRIX MOYEN MENSUEL DU GNL AU JAPON<sup>1)</sup> EN ÉTÉ [€/MWh]

■ Moyenne mensuelle d'injection journalière de GNL en France en été [GWh/j] - échelle de gauche

— Prix moyen mensuel du GNL au Japon en été [\$/mmbtu] - échelle de droite

*Injection journalière de GNL en France en été [GWh/j]*

*Prix moyen du GNL au Japon en été [\$/MMBtu]*



*Les conditions de la corrélation entre prix du GNL en Asie et injections de GNL France ont évolué du fait :*

- De la mise en service progressive de Dunkerque GNL (à partir de 2017)
- De la forte augmentation des capacités de liquéfaction au niveau mondial



# Annexe

---

**A**

Principaux messages des entretiens

**B**

Formation des prix du spread localisé

**C**

Marché mondial du GNL

**D**

Corrélation injection de GNL en France et injection à Lussagnet

**E**

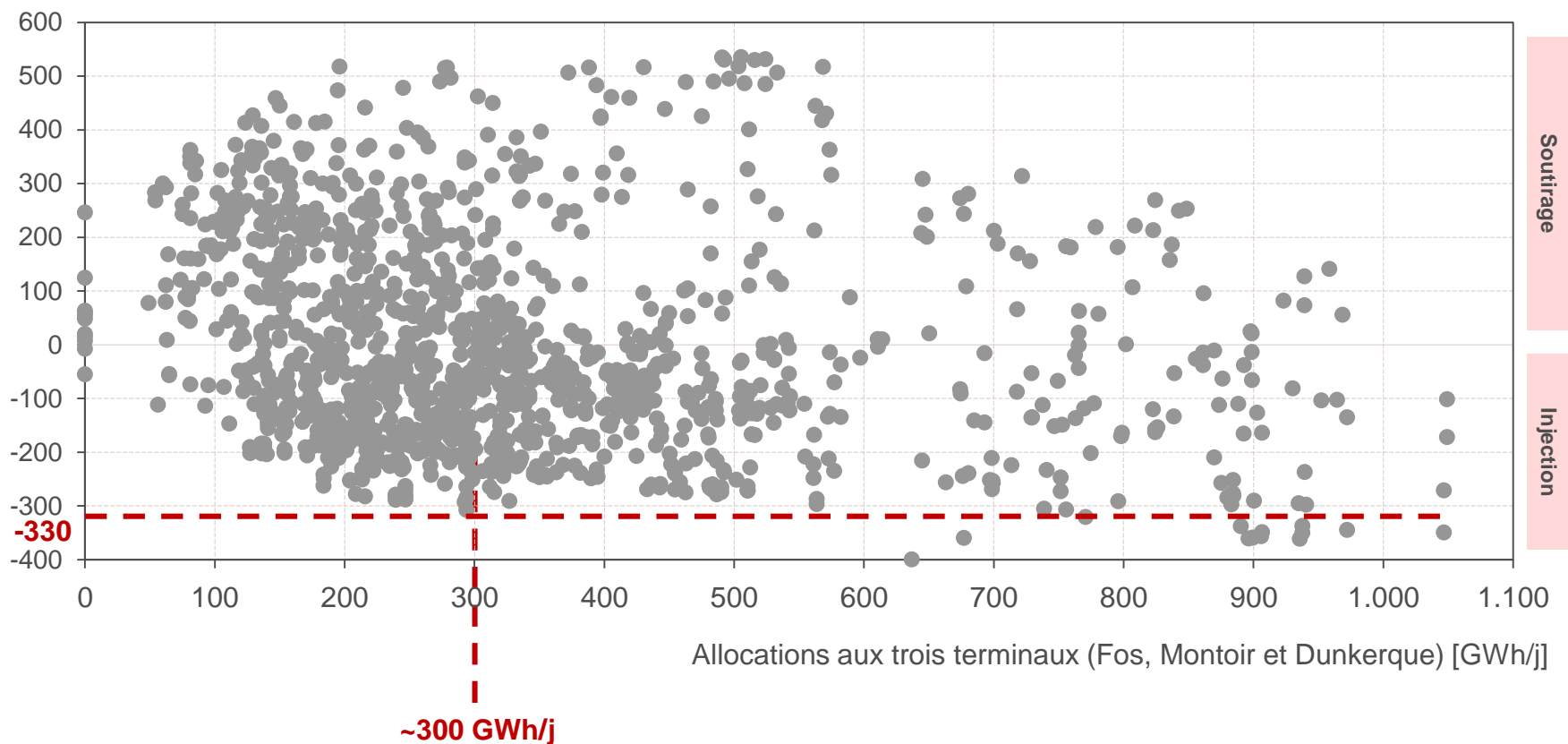
Eléments de méthode et de modélisation

# Historiquement, un faible volume alloué de GNL (inférieur à 300 GWh/j) n'a jamais entraîné une nomination d'injection (nette) à Lussagnet supérieure à 330 GWh/j

NOMINATION (à 9h) NETTE A LUSSAGNET (injection – soutirage) [GWh/j] VS ALLOCATION DE GNL AUX TROIS TERMINAUX [GWh/j]

Analyse sur la période 1 janvier 2016 au 27 juillet 2019

NOMINATION (à 9h) NETTE A LUSSAGNET (injection – soutirage) [GWh/j]



# Annexe

---

**A**

Principaux messages des entretiens

**B**

Formation des prix du spread localisé

**C**

Marché mondial du GNL

**D**

Corrélation injection de GNL en France et injection à Lussagnet

**E**

Eléments de méthode et de modélisation

# La modélisation des limites consiste à « rejouer » les flux historiques observés depuis avril 2019, en variabilisant les arrivées de GNL et les prix de marché

---

## PRINCIPALES HYPOTHÈSES DE TRAVAIL

- Nos travaux traitent uniquement des limites observées en été, et ne prennent pas en compte les **10% de sécurité intégrés au besoin de SL**
- Le modèle consiste à rejouer l'été 2019 avec plusieurs scénarios de prix, d'injection GNL et d'injection à Lussagnet
  - Rejouer les flux historiques **avant l'été 2019** n'aurait pas été pertinent, car les expéditeurs disposaient alors de signaux de prix (spread nord-sud) qui évitaient les congestions
  - L'historique 2019 ne couvrant pas l'intégralité de l'été, un **pro-rata temporis** est appliqué aux résultats de coût du spread localisé (ex : le modèle calcule le spread localisé du 1<sup>er</sup> avril au 8 août 2019 soit sur 129 → les coûts sont donc corrigés de 182/129)
  - Le modèle rejoue l'historique sur 27 (3\*9) scénarios d'émissions journalières de GNL :
    - La quantité de GNL importée par été en France est issue d'un modèle de marché mondial E-CUBE ; les scénarios se différencient par :
      - Le niveau de demande de gaz en Europe
      - Le niveau de prix spot GNL au Japon (de 4 à 12 \$/MMBtu), qui détermine les flux de GNL au niveau mondial, et en particulier vers l'Europe
      - La répartition de cette quantité par jour et par terminal se fait par tirage aléatoire selon une loi normale paramétrée sur l'historique du jour (moyenne et écart type)
    - A chaque scénario d'émissions de GNL est associé un scénario de prix :
      - Le niveau de prix « saisonnier » (pour l'hiver ou pour l'été) est issu du modèle de marché mondial E-CUBE, et correspond au scénario mondial de flux de GNL
      - Par rapport à la moyenne saisonnière, le niveau de prix « journalier » varie en fonction des émissions journalières de GNL, conformément à la corrélation observée historiquement

# La modélisation de la valeur des stockages repose sur deux approches dont les résultats concordent

## COMPARAISON DES 2 MÉTHODES UTILISÉES

| Méthode   |              | Calcul du prix moyens des « n jours » les moins chers de l'été (pour le prix spot day-ahead) | Optimisation de la gestion d'un stockage face au prix spot day-ahead, en « perfect foresight » |
|---|--------------|--|--|
| Prise en compte de l'impact d'une réduction du débit d'injection sur le coût du gaz injecté...  | ... en été   | Oui  | Oui  |
|   | ... en hiver | Non  | Oui  |
| Prise en compte des facteurs de réduction à l'injection<br>Note : si le débit nominal d'injection diminue, la courbe donnant le débit réel d'injection (en% du nominal) en fonction du taux de remplissage du stockage (en % du total) évolue également |              | Non  | Oui  |
| Prise en compte des portes (taux de remplissage min et max à différentes dates)   |              | Non  | Uniquement pour les portes au 1 <sup>er</sup> avril et 31 octobre                              |

**Si le débit nominal d'injection diminue, la courbe donnant le débit réel d'injection (en % du nominal) en fonction du taux de remplissage du stockage (en % du total) évolue également**

FACTEURS DE RÉDUCTION À L'INJECTION DES PRODUITS DE STOCKAGE TERÉGA EN FONCTION DU DÉBIT TOTAL D'INJECTION

| Débit total d'injection à Lussagnet<br>[GWh/j] | Taux de remplissage<br>[%] | Débit d'injection réel / nominal<br>[%] |  |
|--|----------------------------|---|--|
| 330  | 65%                        | 100%                                    | <i>Facteurs de<br/>réduction actuels</i> |
|  | 100%                       | 75%                                     |  |
| 290  | 82%                        | 100%                                    |  |
|  | 100%                       | 85%                                     |  |
| 270  | 90%                        | 100%                                    |  |
|  | 100%                       | 92%                                     |  |
| 250  | 99%                        | 100%                                    |  |
|  | 100%                       | 99%                                     |  |