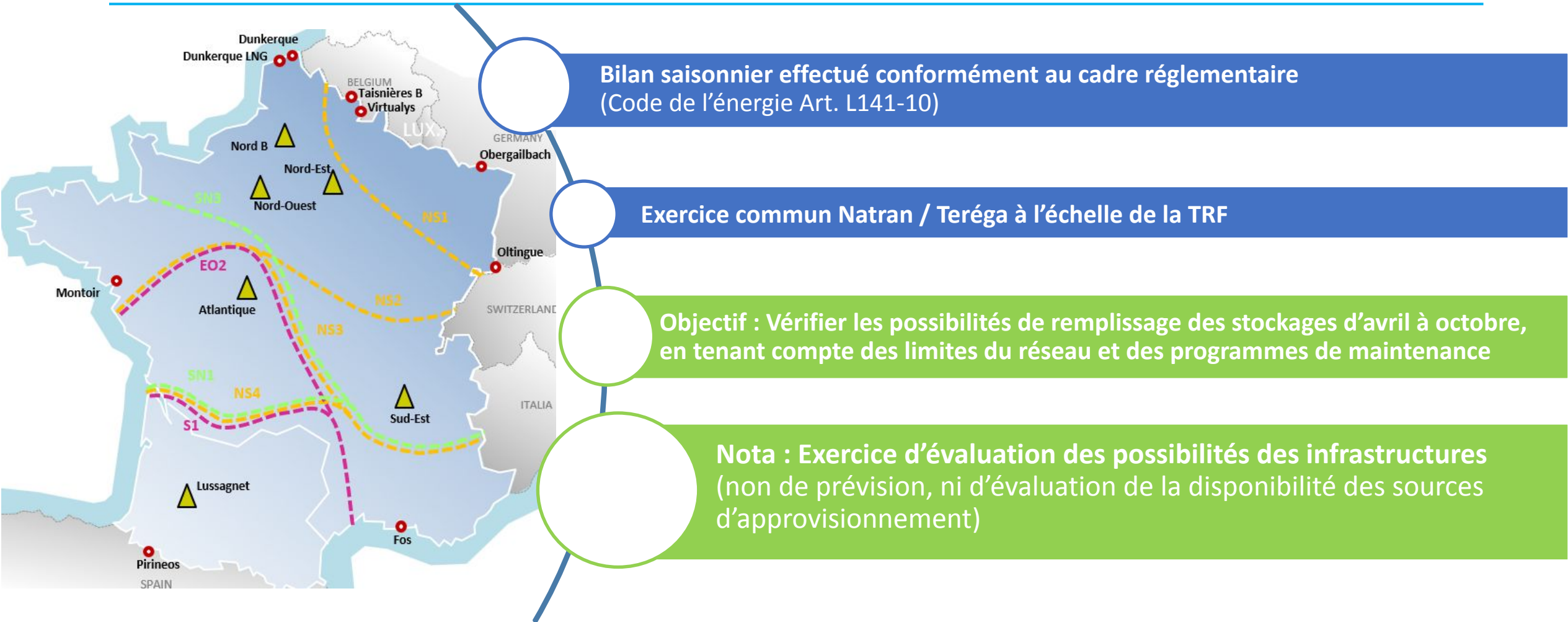


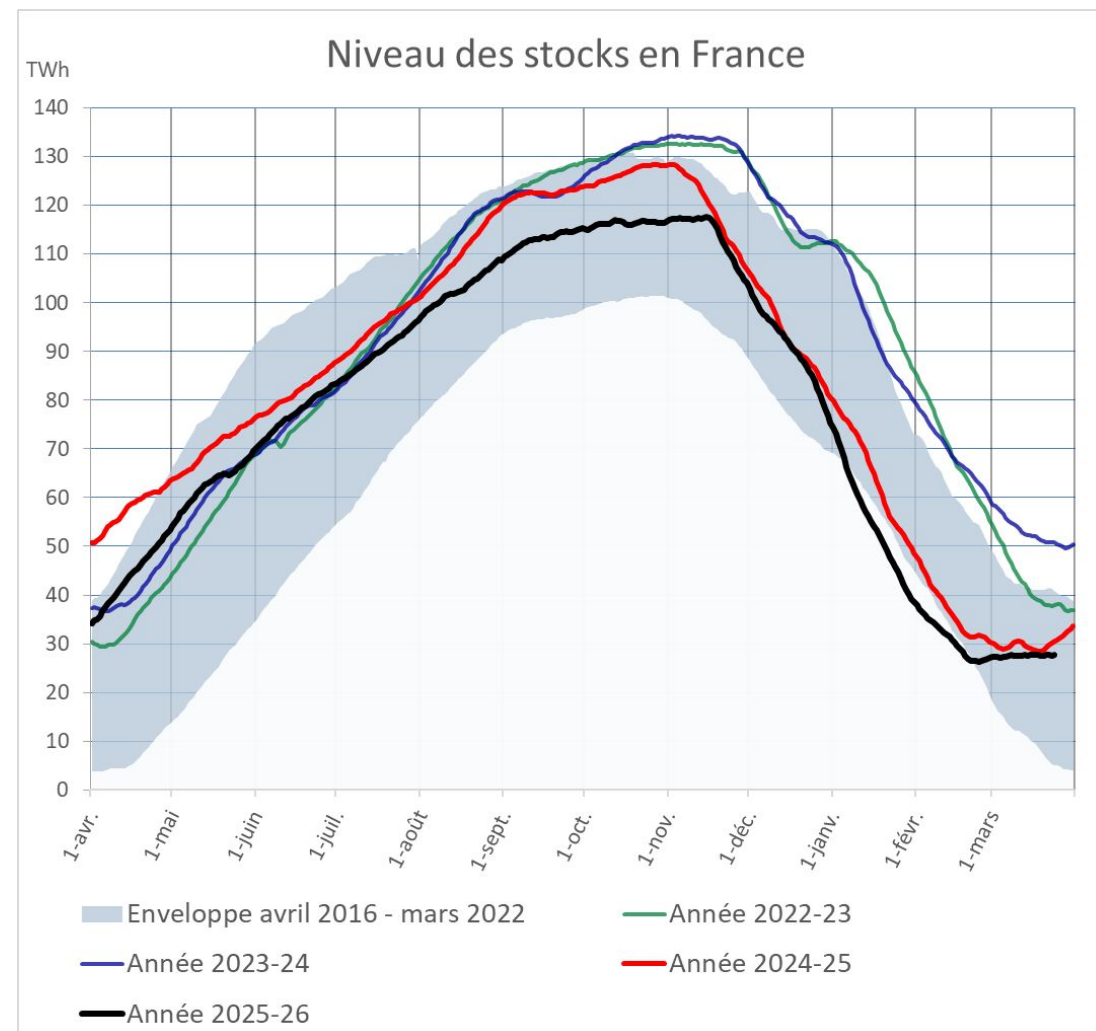
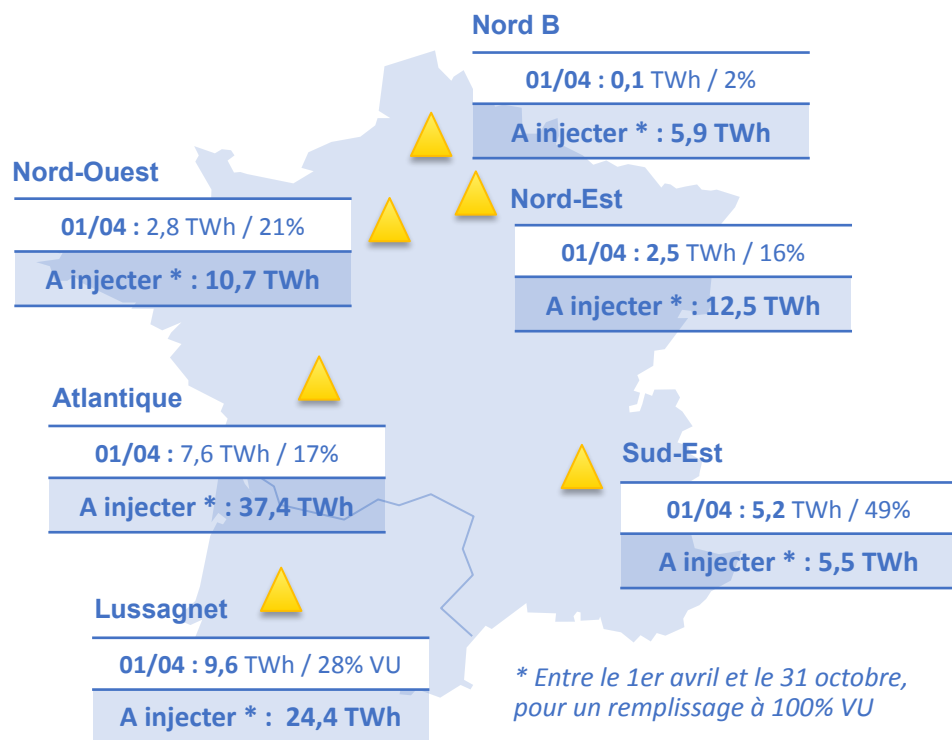
Summer Outlook 2026

Introduction



Etat des stocks en France en début de saison

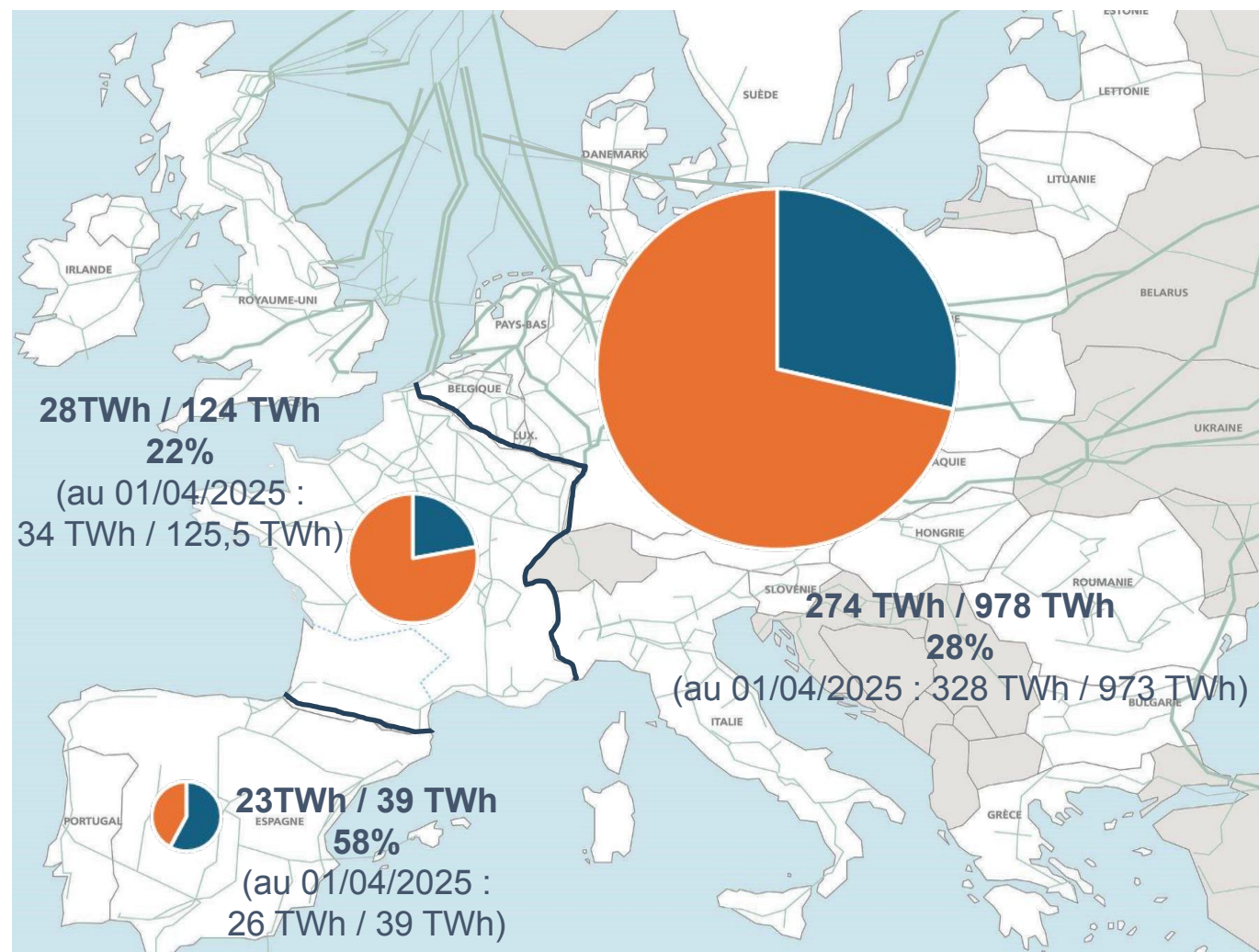
- Stock H+B (estimé le 25 mars) : 22% du volume utile, soit 27,8 TWh ce qui est un niveau comparable à 2025 (graphique de droite)
- L'offre stockage 2025-26 : **124,2 TWh** (entièrement souscrit)
- Quantités à injecter pour atteindre un stock de 100% avant l'hiver :



* : VU = volume utile

Contexte international

- Stocks européens (UE) :
 - au 25 mars 2026 : 28% du VU*, soit 325 TWh
 - 388 TWh au 01/04/2025,
 - soit **63 TWh d'injection supplémentaire vs 2025**
- En conséquence, des apports supplémentaires par rapport à 2025 nécessaires en Europe qui créent un **fort flux Ouest > Est** en Europe
- Une campagne d'injection à mener dans un **contexte incertain** lié au conflit au Moyen Orient



* VU = Volume Utile

Scénarios étudiés

Simulation de la période du 01/04 au 31/10/2026

Entrées/sorties

- Scénarios sans gaz en entrée à Obergailbach et Virtualys, des sorties élevées vers la Belgique et la Suisse (soit en S→N au niveau français)
- Plusieurs scénarios de taux d'utilisation des points d'entrée

Stockages

- Stock initial estimé au 1er avril : 27,7 TWh zone H / 0,1 TWh zone B
- soit à injecter pour atteindre 100% VU : 90,5 TWh en zone H / 5,9 TWh en zone B

Consommations

- Scénario consommation moyenne :
 - Distributions publiques : consommation corrigée du climat de 2025 appliquée sur un profil historique moyenné sur 2020-2025
 - Industriels : Moyenne des consommations brutes des étés 2023-2025 appliquée sur un profil historique moyenné sur 2020-2025
 - CCCG : consommation moyenne des étés 2023-2024-2025 appliquée en bandeau mensuel
- Scénario consommation élevée :
 - Distributions publiques : consommation de 2016 avec taux de sobriété de 17% (soit la baisse constatée actuellement en consommation corrigée du climat par rapport aux années pré-Covid)
 - Industriels : consommation brute de l'été 2022 (consommation max 2022-2025) appliquée sur le profil historique 2016
 - CCCG : consommation 2020 (consommation max 2020-2021-2023-2024-25) appliquée en bandeau mensuel

Travaux

- Programme travaux à date des GRTs & opérateurs adjacents sur les points d'entrée/sortie TRF
 - Restrictions de capacités (CPRTt + relâchements si émissions aux PITTM) et autres impacts sur les limites TRF : « petits travaux », impacts sur les limites Sud > Nord, indisponibilité de l'artère du Rhône jusqu'au 31 août
- Nota : Le programme travaux doit être complété du plan d'actions national demandé par l'Administration suite aux événements de l'artère du Rhône. Les travaux correspondants sont en cours de planification (non intégrés).

Modèle d'étude

Capacités entrée/sortie du réseau

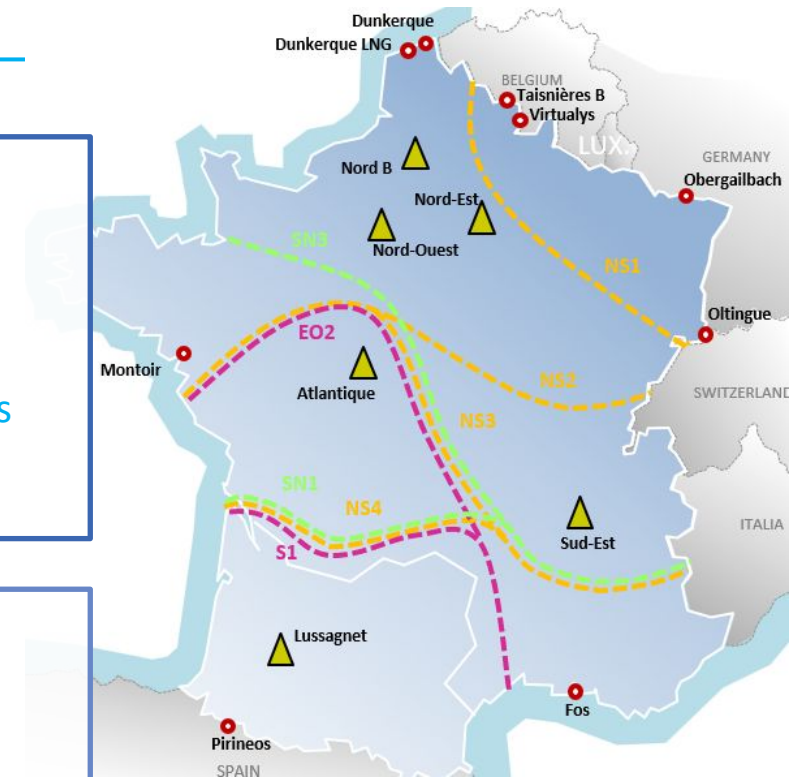
- **Zone H** : modélisation des limites du réseau en schéma de transit Sud>Nord (SN1, SN3)
- Modélisation des **facteurs de réduction des stockages** suivant remplissage
- Prise en compte des limitations de capacités induites par les **maintenances (cœur de réseau et opérateurs adjacents sur les points d'entrée/sortie de la TRF)**
- Les points d'entrée, notamment les terminaux méthaniers, et les stockages sont supposés être disponibles (hors maintenances)
- UMM au PITTM de Fos restreignant les capacités jusqu'au 31/08/2026

Flux

- Bilan équilibré
- Optimisation des capacités de transit chaque jour
- Remplissage des stocks favorisant un niveau maximal et homogène en fin d'été

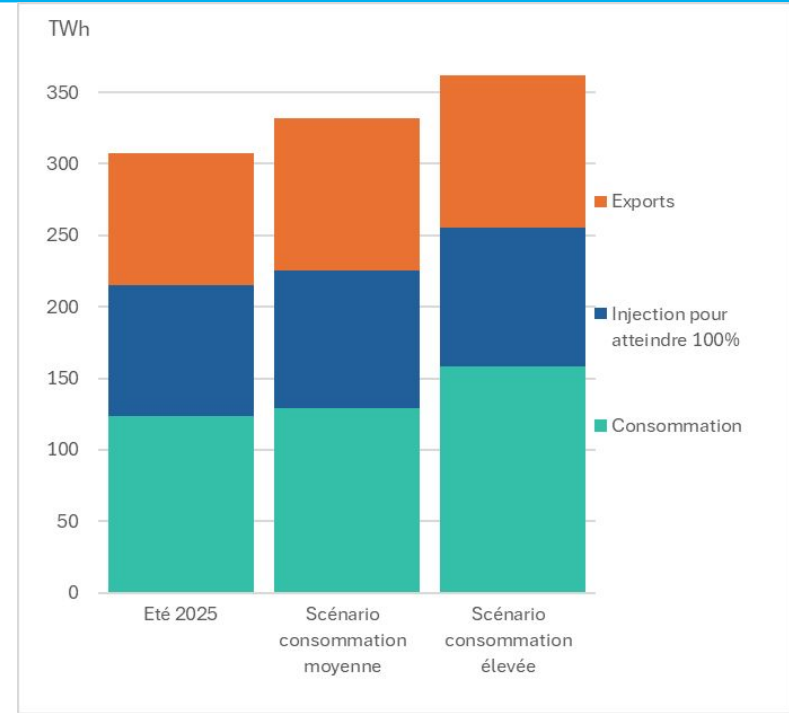
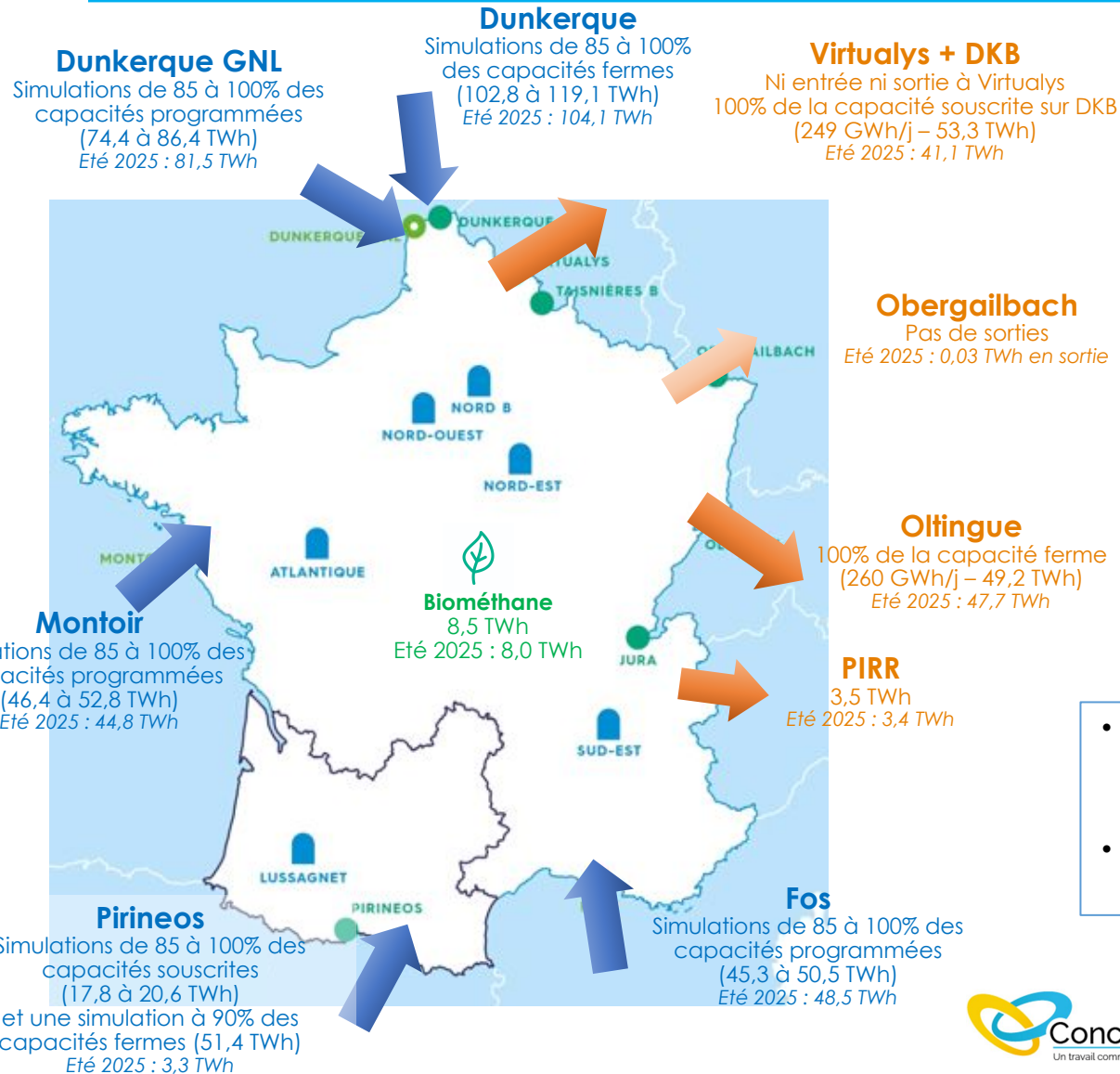
Résultat recherché

- **Taux de remplissage atteignable**, en fonction des imports nets



Stockage zone B : maximisation des injections dans le scénario de consommation étudié

Synthèse des hypothèses



- La carte indique les hypothèses retenues pour les approvisionnements aux différents points d'entrée et les exports et les compare aux volumes constatés lors de l'été 2025.
- Le graphique indique les hypothèses de consommation, injection dans les stockages et exportations et les compare avec les volumes constatés lors de l'été 2025

Ordres de grandeur : 1% de remplissage H = 1,2 TWh ≈ ; 1 méthanier ≈ 4 jours d'export à Ollingue ; Eté gazier = 214 jours du 1^{er} avril au 31 octobre ; 1 TWh ≈ 0,8% du Volume Utile des stockages français

Résultats : niveaux des stocks pouvant être atteints en fonction des hypothèses d'import net (imports – exports)

Résultats des simulations :

- Les simulations montrent qu'un scénario « entrées de 190 TWh / consommation moyenne » permet de remplir les stockages à environ 85%. Ce scénario est très proche de ce qu'il s'est effectivement passé en 2025
- Avec des hypothèses de consommations plus élevées, les approvisionnements doivent être renforcés à hauteur
- Des capacités d'entrée complémentaires sont disponibles à Pirineos, Virtualys et Obergailbach. Par exemple, l'utilisation de Pirineos jusqu'à sa capacité ferme peut permettre de faire entrer une trentaine de TWh supplémentaires
- Les simulations montrent que le risque de congestion reste limité pendant l'été
- **Les infrastructures permettent le remplissage des stockages, même avec des hypothèses majorantes**

Nota : Comparaison des hypothèses de simulation avec le réalisé 2025 :

Exports : +13,7 TWh

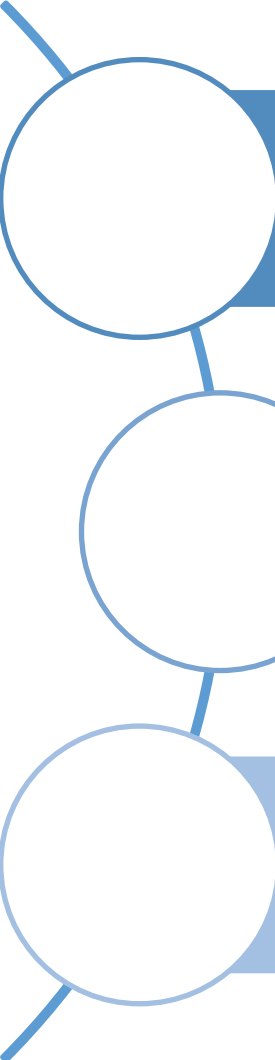
Consommation :

+ 5,3 TWh (scénario de consommation moyenne)

+ 35,2 TWh (scénario de consommation élevée)

Entrées nettes H (PIR et PITM) (TWh)	Exemple d'entrée/sorties	Stock H au 31/10 (en % du VU)	
	Hypothèses communes: Sorties Oltingue et DKB à 100% Virtualys=0 Obergailbach=0	Scénario consommation moyenne	Scénario consommation élevée
225	99% x - capacités mensuelles programmées des terminaux - capacité ferme de Dunkerque - capacité souscrite de Pirineos (entrée)		88%
210		100%	76%
200	91% x - capacités mensuelles programmées des terminaux - capacité ferme de Dunkerque - capacité souscrite de Pirineos (entrée)	92%	67%
190		84%	59%
180	85% x - capacités mensuelles programmées des terminaux - capacité ferme de Dunkerque - capacité souscrite de Pirineos (entrée)	75%	50%

Messages clés



Les stockages sont remplis à 22% en fin d'hiver, à un niveau proche de celui de l'an dernier. Nous rappelons leur **importance** pour couvrir les différents scénarios climatiques pour l'hiver prochain (couverture du risque froid 2% pointe et volume).

Malgré l'indisponibilité de l'artère du Rhône, anticipée jusqu'à fin août, les capacités du réseau sont suffisantes pour remplir les stockages et assurer des exports importants.

Les simulations montrent que pour le scénario de consommations moyennes qui prévaut en France ces dernières années, le remplissage des stockages, démarré dès le début de la campagne, est assuré avec un niveau d'approvisionnements comparable à celui de l'an dernier, tout en maintenant des exports élevés.



<https://www.concertationgaz.com/>