



WINTER OUTLOOK

2021/2022



SOMMAIRE

AVANT-PROPOS **3**

LA COUVERTURE DU BILAN À LA POINTE **4**

- Capacités commercialisables
- Capacités souscrites

ETUDE DE SCÉNARIOS POUR L'HIVER 2021/2022 **7**

- Principe
- Scénarios étudiés
- Hypothèses retenues
- Résultats

CONCLUSIONS **14**

- Messages clés

ANNEXES **16**

- Suivi des stocks aval
- Rappels sur les mécanismes de la TRF
- Retour sur l'hiver 2020/2021

La responsabilité de GRTgaz SA et TERECA SA ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

AVANT PROPOS



Le réseau français de transport du gaz naturel propose plusieurs points d'entrée et de sortie (interconnexions aux frontières, terminaux méthaniers, stockages souterrains) qui permettent d'offrir à ses utilisateurs un choix entre différentes combinaisons d'approvisionnement.

Depuis le 1^{er} novembre 2018, la TRF constitue le cadre contractuel du réseau de transport français. Elle est construite selon un schéma associant des investissements raisonnés dans les infrastructures et des mécanismes contractuels permettant de gérer les limites résiduelles du réseau.

Une **gestion prudente des approvisionnements recourant à l'ensemble des sources disponibles** est nécessaire au bon fonctionnement du système gaz en hiver.

Les transporteurs français GRTgaz et Teréga doivent assurer à tout instant **la sécurité, l'efficacité et l'équilibre** de leurs réseaux (1). Conformément aux obligations qui leur incombent, GRTgaz et Teréga doivent être en mesure d'assurer la continuité d'acheminement du gaz, y compris en cas d'hiver froid ou de pointe de froid dite P2 (2).

Dans ce cadre, en conformité avec l'article L141-10 du code de l'énergie, GRTgaz et Teréga réalisent annuellement le **Winter Outlook** afin de vérifier le bon respect de ces obligations et de partager avec le marché une analyse de l'hiver à venir. Le Winter Outlook est un exercice permettant d'apprécier la couverture du bilan à la maille France et à l'aval des limites du réseau pour différents scénarios de consommations et schémas d'approvisionnement.

La publication du Winter Outlook 2021-2022 est la 4^{ème} édition intégrant les dispositions prises dans le cadre de la création de la TRF au 1^{er} novembre 2018.

(1) Code de l'énergie, article L431-3.

(2) Code de l'énergie, article R121-8. La « pointe P2 » correspond à la consommation pour une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

CHAPITRE
01

LA COUVERTURE DU BILAN A LA POINTE

CAPACITÉS COMMERCIALISABLES
CAPACITÉS SOUSCRITES

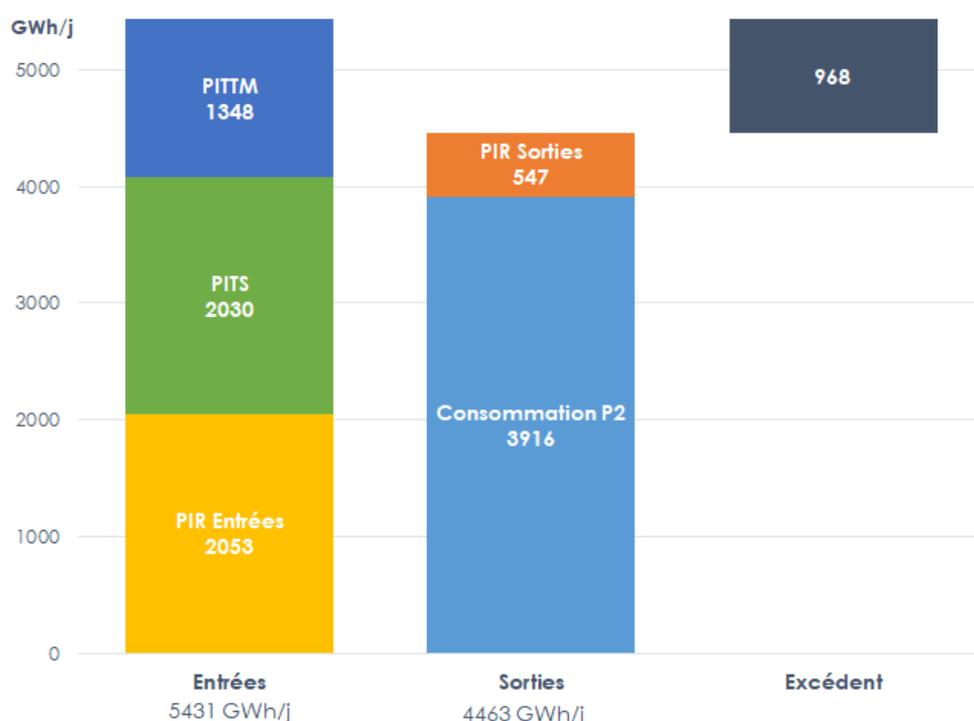
CAPACITÉS COMMERCIALISABLES

Le bilan en **capacités commercialisables** à la pointe permet de vérifier que les obligations de service public en période de pointe de froid au risque 2% (1) sont assurées.

Sont considérées ici les capacités fermes mises à disposition par les transporteurs pour l'hiver à venir en entrée du réseau aux PIR et PITTM, les capacités souscrites sur les stockages souterrains (capacités de pointe disponibles à 45% du volume utile), et les capacités totales fermes et interruptibles mises à disposition aux PIR en sortie du réseau.

968 GWh/j

Marge observée à la pointe de froid risque 2% en prenant en considération les capacités fermes commercialisables en entrée (PIR + PITTM), les souscriptions aux stockages (PITS) (2), les capacités totales commercialisables en sortie (PIR) (3).



Le bilan pour l'hiver 2021-2022 est excédentaire à la pointe de froid au risque 2%.

Il est à noter que cet exercice constitue une approche théorique qui ne présage pas de l'usage réel des points d'entrée et de sortie du réseau, en particulier au niveau des PITTM.

En effet, l'utilisation maximale de l'ensemble des capacités fermes sur les PIR et PITTM n'a jamais été observée par le passé sur la plupart des points, et en aucun cas de manière simultanée.

(1) Pointe P2, soit la consommation pour une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans (référence : Code de l'énergie, article R121-8).

(2) Débit de soutirage à 45% de volume utile.

(3) Les PIR Pirineos et Oltingue sont considérés en sortie.

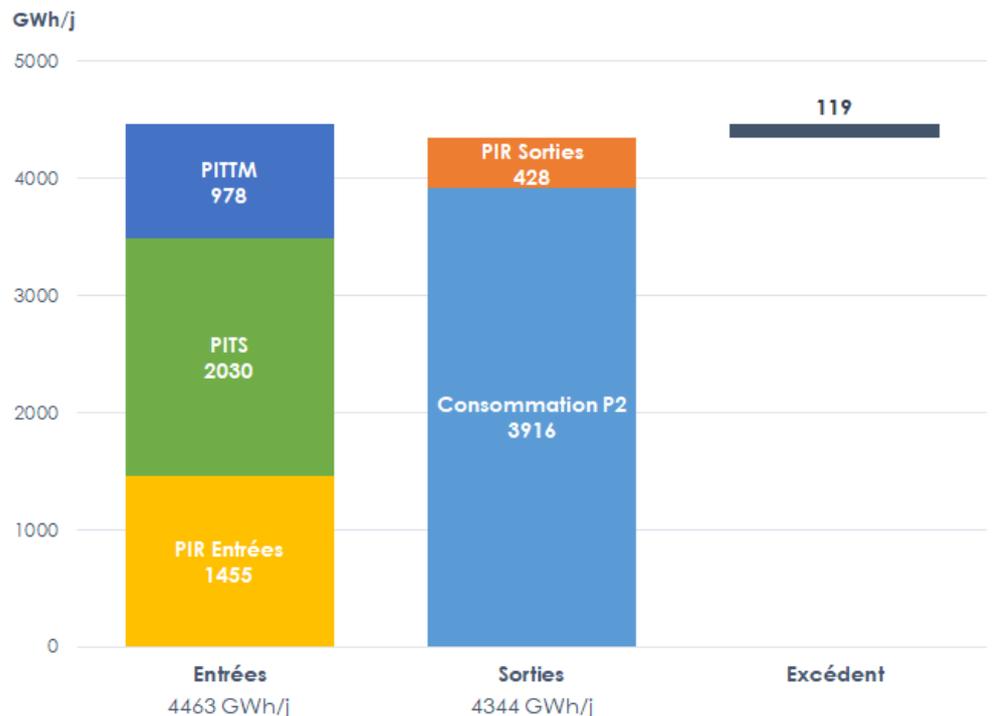
CAPACITÉS SOUSCRITES

Les **capacités souscrites** reflètent les intentions des expéditeurs en termes d'approvisionnement avec une utilisation optimale des capacités qu'ils ont réservées.

Pour cette approche sont considérées les capacités fermes souscrites aux PIR (entrée et sortie) et PITTM, et les capacités souscrites aux stockages pour l'hiver à venir (capacités de pointe disponibles à 45% du volume utile).

119 GWh/j

Marge observée à la pointe de froid risque 2% en prenant en considération les capacités souscrites en entrée et sortie (PIR (1) + PITTM + PITS (2))



La pleine utilisation des capacités souscrites dégage une marge de 119 GWh/j.

Cette marge positive traduit la possibilité pour les expéditeurs de faire des arbitrages sur leurs approvisionnements y compris à la pointe P2. Elle reste néanmoins fortement dépendante de la disponibilité du GNL en stock aux PITTM, et d'un niveau de stock dans les stockages suffisant pour assurer leur performance à la pointe (2).

La marge observée est en baisse de près de 200 GWh/j par rapport à celle constatée dans le Winter Outlook 2020-2021, en lien avec la baisse des souscriptions à long terme des capacités sur certains PIR en entrée du réseau.

Dans les faits, le bilan à la pointe dépendra des éventuelles souscriptions complémentaires de capacités à court terme et de l'utilisation réelle des capacités souscrites sur chaque point qui sera faite le jour J par les expéditeurs.

(1) Les PIR Pirineos et Oltingue sont considérés en sortie.

(2) Débit de soutirage à 45% de volume utile.

CHAPITRE

02

ÉTUDE DE SCÉNARIOS POUR L'HIVER 2021/2022

PRINCIPE
SCÉNARIOS ÉTUDIÉS
HYPOTHÈSES RETENUES
RÉSULTATS

PRINCIPE

Le raisonnement en capacités à la pointe de froid n'est pas suffisant pour apprécier le bilan global sur l'hiver, et notamment l'équilibre entre les différentes sources d'approvisionnement en considérant l'atteinte éventuelle des limites du réseau. Aussi, les transporteurs complètent leur analyse en réalisant plusieurs projections sur des hivers à des niveaux de consommation variés.

Volontairement, les transporteurs ont choisi de considérer des scénarios d'approvisionnement orientés dans le sens Nord vers Sud (scénarios historiques). Dans cette configuration, les flux peuvent approcher les limites Nord vers Sud du réseau, mais également les limites Est vers Ouest en fonction des approvisionnements en GNL.

Ainsi, l'exercice permet d'évaluer les besoins d'approvisionnement en bilan France et à l'aval des limites NS1, NS2, NS3, NS4, EO2 et S1 du réseau comme illustrées ci-dessous, en considérant des entrées majoritairement sur les PIR au Nord. Plus précisément, les scénarios étudiés priorisent l'utilisation des PIR Nord, jusqu'à la saturation des limites Nord-Sud si nécessaire, pour détecter, en plus des besoins en bilan France, les besoins éventuels d'approvisionnement spécifiquement localisés à l'aval des limites.



SCÉNARIOS ÉTUDIÉS



➤ Méthodologie :

Pour chaque jour d'un hiver, on teste le schéma d'approvisionnement limite conduisant, si nécessaire, à saturer le réseau jusqu'à atteinte d'une ou plusieurs de ses limites (1). Les points contractuels sont mis à contribution dans l'ordre suivant :

- fixation des PIR en sortie : Oltingue et Pirineos,
- fixation des PITM,
- maximisation des entrées via les PIR, dans la limite du bilan amont de chaque limite,
- bouclage du bilan France via les stockages en cohérence avec les différentes limites.

Cette approche maximisant les entrées aux PIR représente une utilisation minimale des stockages pour couvrir le bilan et éviter les congestions tout en préservant les stocks au maximum.

L'éventuel complément de gaz permettant de couvrir le bilan France ou le bilan aval des limites est le résultat attendu.

➤ Scénarios de consommation :

Deux scénarios d'hiver froid (hiver gazier du 1er novembre au 31 mars) ont été construits sur la base d'hivers historiques présentant des profils différents :

- **"Hiver Froid"** : simulation d'un hiver froid basé sur le profil de l'hiver 2012-2013, caractérisé par des épisodes froids en février et mars, correspondant à une consommation totale de 337 TWh.
- **"Hiver Pointe"** : simulation d'un hiver froid basé sur l'hiver 2011-2012 et incluant en février une période de 3 jours consécutifs à la pointe P2, correspondant à une consommation totale de 338 TWh.

A noter que chacun des scénarios inclut les mêmes hypothèses de consommation des cycles combinés gaz, à savoir une consommation moyenne de 265 GWh/j correspondant à une utilisation des centrales au niveau atteint ou dépassé 10% du temps durant les quatre derniers hivers.

(1) Les limites modélisées tiennent compte de la disponibilité des infrastructures projetée pour l'hiver 2021-2022 (limites NS3, NS4, EO2 et S1 dégradées du fait d'ouvrages indisponibles à Arsur-Formans ; cf. UMM 21102921X-FR-A-A0A0A-S001).

HYPOTHÈSES RETENUES

➤ Sorties Oltingue et Pirineos :

Les PIR Oltingue et Pirineos sont considérés en sortie tout au long de l'hiver, au niveau des capacités souscrites (217 GWh/j sur Oltingue (1) et 147 GWh/j sur Pirineos).

➤ Scénarios de GNL :

Deux scénarios d'émission aux PITM sont étudiés :

- **"Pas de GNL"** (0 TWh)
- **"Mini GNL"** : volume de 230 GWh/j constant sur l'hiver (155 GWh/j sur Fos, 60 GWh/j sur Montoir et 15 GWh/j sur DKGNL), soit 35 TWh sur l'hiver, correspondant au niveau le plus bas observé depuis cinq ans (hiver 2016-2017).

➤ Contribution des stockages :

L'hypothèse considérée dans les scénarios étudiés est un niveau de remplissage de **120 TWh** au 31 octobre (2), soit 93% du volume souscrit.

Dans les projections, les stockages sont utilisés à proportion de leurs caractéristiques et de manière optimisée pour assurer une utilisation maximisée du volume en fin d'hiver. En début d'hiver, quand le scénario le permet, l'utilisation des stockages est paramétrée pour préserver des capacités de soutirage à la pointe suffisante jusqu'au mois de février.

➤ Contribution des PIR en entrée :

Les PIR en entrée du réseau se situent au Nord, en amont des limites Nord-Sud. Ils sont utilisés, si le bilan en amont des limites le permet, au maximum des capacités indiquées ci-après (3 scénarios) :

Scénario	Dunkerque	Virtualys et Obergailbach	Volume maximal correspondant sur l'hiver
PIR+++	Fermes commercialisables	Fermes commercialisables	276 TWh
PIR++	Fermes commercialisables*	Souscrites	228 TWh
PIR+	Souscrites	Souscrites	203 TWh

* L'hypothèse sous-jacente est la re-souscription de capacités à court terme sur le point de Dunkerque, basée sur les tendances observées sur ce point.

(1) Etude réalisée avant l'émergence de problèmes techniques limitant les capacités d'exportation à Oltingue en début d'hiver (cf. UMM 21102621X-FR-A-A0A0A-S001).

(2) Pour un niveau de stock effectivement constaté au 31 octobre 2021 de 121,7 TWh.

RÉSULTATS

La simulation des différents scénarios d'approvisionnement aux PIR et aux PITTM montre les besoins complémentaires de gaz ci-après pour couvrir le bilan France ou le bilan aval des limites :

Besoin supplémentaire de gaz pour le bilan France* et aval limites

				Hiver Froid	Hiver Pointe
				Besoin à couvrir (TWh) (consommations & sorties)	
				370	371
Scénario d'approvisionnement		Volume d'approvisionnement correspondant***		Besoin de gaz supplémentaire (TWh) (dont besoin localisé à l'aval des limites)	
N°	Entrées PIR	Entrées GNL			
1	PIR+++	Mini GNL	Jusqu'à 418 TWh	0 (0)	0,1 (0)
2	PIR++	Mini GNL	Jusqu'à 370 TWh	5,0 (0)	8,6 (0)
3	PIR+	Mini GNL	Jusqu'à 345 TWh	26,2 (0,1)	27,6 (3,1)
4	PIR+++	Pas de GNL	Jusqu'à 383 TWh	0,7 (0)	4,0 (0,2)
5	PIR++	Pas de GNL	Jusqu'à 335 TWh	36,3 (4,5)	37,6 (7,4)
6	PIR+	Pas de GNL	Jusqu'à 310 TWh	60,6 (8,4)	61,9*** (15,8)

* Les chiffres indiqués correspondent au bilan en gaz H, excluant donc la zone B (PIR Taisnières B, PITS Nord B, consommations zone B) dont le bilan est indépendant. Le stock disponible en zone H pour couvrir le bilan est de 107 TWh dans les scénarios étudiés (93% de remplissage).

** Le volume indiqué correspond au cumul de l'apport aux PITTM fixé dans le scénario, et de la contribution maximale des PIR (selon scénario) et des stockages (107 TWh) telle qu'explicitée dans les hypothèses.

*** De manière ponctuelle, la couverture du bilan journalier dans ce scénario impose une réduction des flux aux PIR considérés en sortie, une augmentation des entrées PIR & PITTM à hauteur des capacités commercialisables n'étant pas suffisante.

RÉSULTATS

➤ Scénario 1 :

La projection utilisant les PIR en entrée jusqu'à leurs capacités commercialisables, avec un apport faible mais régulier en GNL, montre qu'il n'y a pas de besoin supplémentaire d'approvisionnement pour le bilan France sur l'hiver ou pour le bilan à l'aval des limites du réseau, et ce malgré des sorties importantes sur Oltingue et Pirineos et des hivers froids.

➤ Scénarios 2, 4 :

Avec des volumes d'approvisionnement aux PIR et PITTM en base sur l'hiver toujours élevés, qu'ils soient localisés au Nord (sc.4 : utilisation des PIR jusqu'à leurs capacités commercialisables, sans apport GNL) ou incluant un apport minimal aux PITTM (sc.2), les scénarios 2 et 4 font apparaître un besoin limité d'apport complémentaire (jusqu'à 8,6 TWh).

Il s'agit alors d'un besoin ponctuel pour la couverture du bilan journalier sur les journées les plus froides, tel que décrit au chapitre 01, ou lors des épisodes froids de fin de saison ; en effet, la contribution possible des stockages se réduit avec le niveau de stock (facteur de réduction des stockages) jusqu'à ne plus suffire et augmenter alors le besoin d'apport aux PIR et PITTM en cas d'épisode froid au-delà des hypothèses initialement retenues dans ces scénarios, quelques jours par an.

Ce besoin peut se traduire au choix, sans contrainte de localisation, par des apports complémentaires de GNL, une augmentation des entrées aux PIR et/ou une réduction des sorties sur les PIR considérés en sortie pour les simulations.

➤ Scénarios 3, 5 :

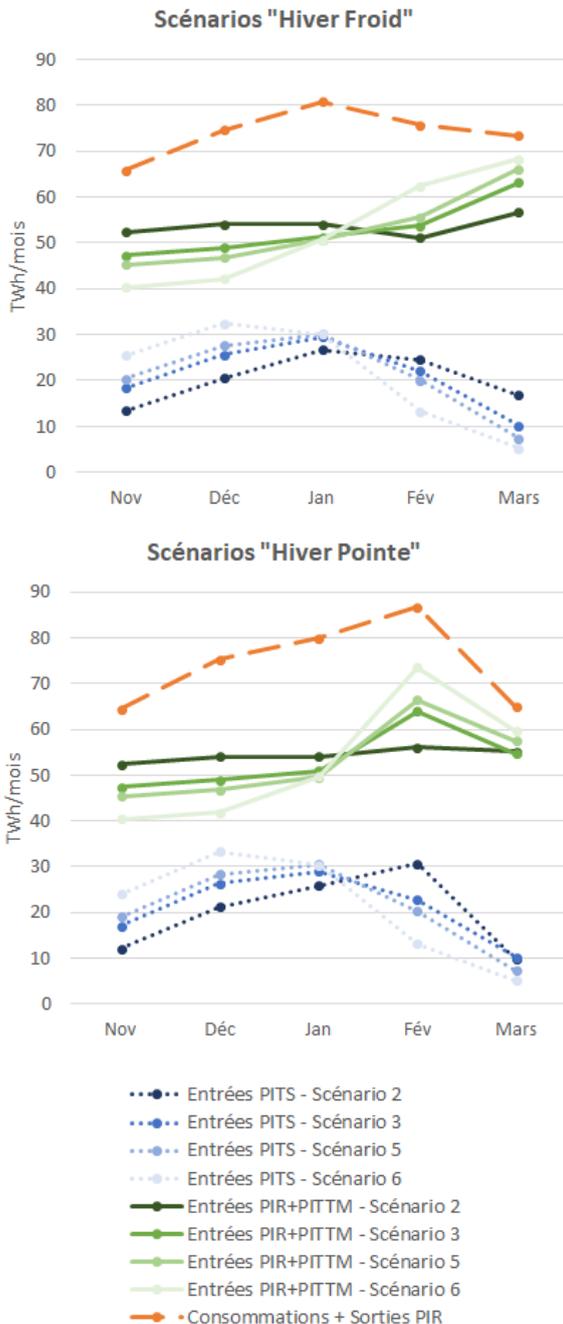
Un complément d'approvisionnement aux PIR et PITTM, au-delà des hypothèses initialement retenues dans ces scénarios, est dans tous les cas nécessaire pour couvrir le bilan France sur la saison.

Ce besoin apparaît de manière beaucoup plus régulière que dans les scénarios précédents pour couvrir le bilan journalier en deuxième partie de saison. En effet, avec des approvisionnements aux PIR et PITTM en base sur l'hiver moins importants, la sollicitation des stockages en début de saison s'accroît et réduit encore la contribution possible des stockages lors de l'apparition d'une pointe de froid ou d'épisodes froids en fin de saison. L'apport complémentaire peut alors atteindre des proportions importantes pour couvrir des pics de consommation en février/mars, impliquant une sollicitation forte de toutes les sources d'approvisionnement PIR et PITTM.

De plus, cet apport complémentaire tardif (survenant après une sollicitation déjà importante des stockages) ne permet pas de préserver jusqu'à la fin de l'hiver le stock à l'aval des limites NS2 à NS4, et notamment sur Lussagnet. Apparaît alors un besoin d'apport de gaz localisé à l'aval de ces limites, devant se traduire par des émissions de GNL à Fos et/ou des entrées via Pirineos.

RÉSULTATS

Contribution par mois des différentes sources d'approvisionnement à la couverture du bilan



Pour que le besoin d'approvisionnement supplémentaire pour le bilan couvre également le besoin à l'aval des limites, il devra être ciblé dans le temps en fonction du niveau de stock et du niveau de consommation de gaz naturel, et permettre que les stockages aval soient préservés jusqu'à la fin de l'hiver. Il pourra alors se traduire au choix, sans contrainte de localisation, par des apports complémentaires de GNL, des entrées ou une réduction des sorties sur les PIR considérés en sortie pour les simulations, ou une augmentation des approvisionnements sur les points d'entrée (via des souscriptions complémentaires). A titre indicatif, les volumes de GNL constatés ces dernières années permettraient de couvrir ce besoin.

➤ Scénario 6 :

Avec le modèle utilisé, du fait d'une contribution possible des stockages réduite en février/mars, la simulation de ce cas limite fait apparaître ponctuellement une utilisation des points d'entrée PIR et PITTM jusqu'à saturation des capacités commercialisables, et nécessite en complément une réduction des sorties pour couvrir le bilan France. Elle rappelle la nécessité d'une utilisation proportionnée des stockages en début d'hiver pour couvrir des consommations importantes plus tard dans la saison sans contraindre fortement les schémas d'approvisionnement.

Pour rappel, les simulations sont fondées sur des hypothèses structurantes concernant l'utilisation des PIR et des stockages, formulées par rapport à l'objectif de l'exercice : appréhender les conditions de couverture du bilan sur l'hiver. Ces simulations ne sont pas représentatives de l'utilisation effective des différents points contractuels, qui sera surveillée au long de l'hiver (monitoring).

Les graphes illustrent l'effet d'approvisionnements lissés sur l'hiver : avec des approvisionnements aux PIR et PITTM suffisants en début d'hiver (courbes vertes - sc. 2), les sollicitations des stockages sont moins fortes en début d'hiver (courbes bleues - sc. 2), les préservant pour la fin de l'hiver. A l'inverse, si les stockages sont fortement sollicités dès le début de l'hiver (courbes bleues - sc. 3, 5 et 6), leurs performances décroissent fortement avant la fin de l'hiver, nécessitant des approvisionnements aux PIR et PITTM d'autant plus importants (courbes vertes - sc. 3, 5 et 6).

CHAPITRE

03

CONCLUSIONS

MESSAGES CLÉS

MESSAGES CLÉS

Stockages à un bon niveau en début d'hiver, nécessitant une **gestion prudente et raisonnée** au cours de l'hiver

Apport de GNL et/ou **souscriptions d'entrées complémentaires** pour le bilan France en cas d'hiver froid ou de pointe

Les mécanismes de la TRF pour la gestion quotidienne des limites

Un **indicateur du niveau de tension sur les stocks en aval des limites du réseau**

Avant l'entrée dans l'hiver, les transporteurs GRTgaz et Teréga considèrent que les prérequis au bon déroulement de la saison sont réunis.

En effet, les **capacités offertes aux expéditeurs ainsi que leurs niveaux de souscription** pour l'hiver 2021-2022 (tous points confondus) sont **suffisants pour couvrir l'alimentation des consommateurs français en cas de pointe de froid**, même si les clients expéditeurs décident d'utiliser la totalité des capacités souscrites en sortie vers la Suisse et l'Espagne. La marge sur les capacités souscrites observée en cas de pointe de froid est néanmoins en forte baisse par rapport à celle constatée les hivers précédents, en lien avec la baisse des souscriptions à long terme des capacités sur certains PIR en entrée du réseau.

Le **niveau de souscription élevé des capacités de stockage**, et un **taux de remplissage satisfaisant** avec un stock de 121,7 TWh au 31/10/2021, apportent de la flexibilité au système gazier français et renforcent la sécurité d'approvisionnement.

Une **gestion prudente et raisonnée des stocks est toutefois nécessaire** tout au long de l'hiver pour garantir des capacités de soutirage suffisantes en cas de pointe de froid ou d'épisode froid en deuxième partie de saison. En cas de soutirages trop importants en début de saison, la couverture du bilan par la suite pourrait contraindre significativement les schémas d'approvisionnement.

Par ailleurs, les projections montrent qu'un apport minimal en **GNL et/ou des souscriptions complémentaires sur les points d'entrée** (PIR) du réseau sont dans tous les cas nécessaires pour **couvrir le bilan** pour des scénarios d'hiver froid ou en cas de pointe de consommation, avec des sorties aux PIR maximisées.

Par rapport aux limites du réseau, les mécanismes définis dans le cadre de la TRF, en particulier celui de l'**appel au marché de gaz localisé (spread localisé)**, doivent permettre tout au long de l'hiver de résoudre les situations ponctuelles d'atteinte des limites (cf. annexe 2). Pour assurer l'efficacité de ces mécanismes, il est nécessaire de **préserver du stock à l'aval des limites**, en particulier NS4 (Lussagnet), **jusqu'à la fin de l'hiver**.

Un suivi (monitoring) des stocks en aval des limites dans un schéma de flux Nord-Sud reste nécessaire pour surveiller le niveau effectif de remplissage des stockages et permettra de décider d'un éventuel recours au mécanisme de Flow Commitment. Un indicateur de suivi des stocks aval sera publié au marché tout au long de l'hiver sur les sites internet respectifs des deux transporteurs.

CHAPITRE

04

ANNEXES

Annexe 1

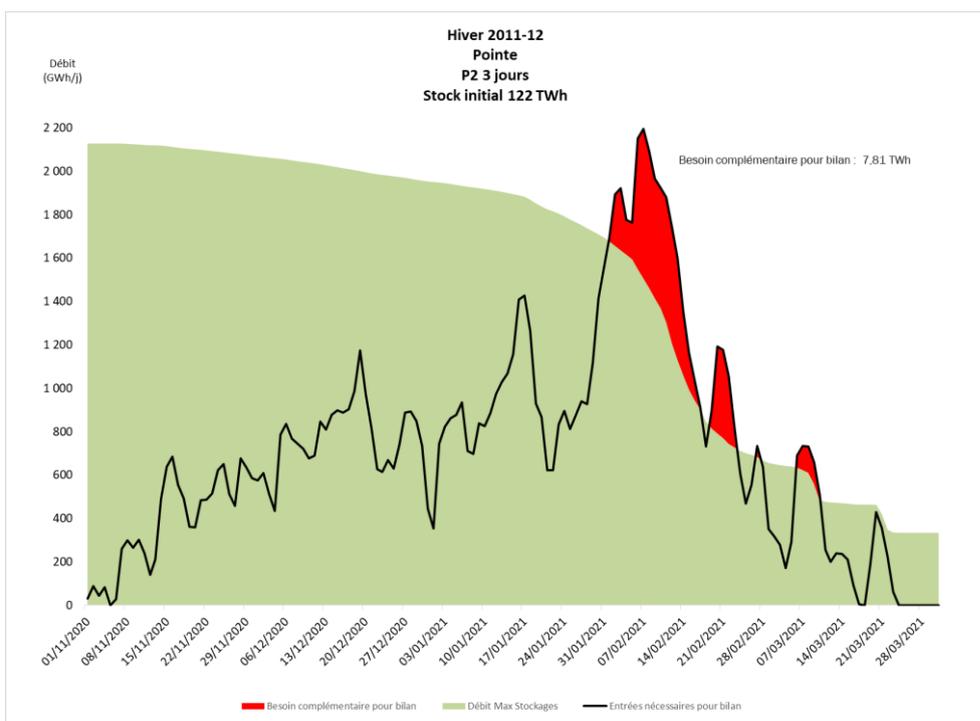
Suivi des stocks aval

Les résultats du Winter Outlook donnent une indication sur la capacité du système gaz à faire face à différents scénarios sur toute la durée de l'hiver.

Afin de répondre à cette problématique, des mécanismes court terme dans le cadre de la TRF ont été mis en place. Le suivi des stocks en aval des limites, en particulier, permet d'étudier la couverture du bilan et la gestion des limites.

Le monitoring des stocks aval consiste, pour chaque limite du réseau et chaque jour de l'hiver, à comparer le niveau projeté de gaz en stock à l'aval de la limite à un niveau minimal nécessaire pour garantir un scénario donné. Si le stock projeté est inférieur au stock minimal, les transporteurs peuvent déclencher un mécanisme préventif pour garantir le besoin de gaz à l'aval de la limite dans le scénario considéré.

Le stock minimal nécessaire à l'aval des limites est défini tel que chaque jour de l'hiver, les stockages soient en mesure d'émettre les quantités qui couvrent le scénario retenu. Ces quantités correspondent au complément des transits à travers la limite et des entrées aval limite (GNL s'il y en a dans le scénario) pour alimenter toutes les consommations et sorties aval dans le scénario considéré. Ce débit minimal nécessaire est ensuite comparé au débit disponible dans les stockages aval compte-tenu des facteurs d'évolution. Avant chaque hiver, le volume minimal de stock aval nécessaire est ainsi déterminé pour couvrir le scénario retenu.



Ainsi, chaque jour de l'hiver, les transporteurs suivent l'évolution des stocks situés à l'aval de la limite et réalisent la projection de ce stock sur le reste de l'hiver dans le scénario à couvrir.

L'objectif est de vérifier que chaque jour de l'hiver, les stockages sont en mesure de fournir le débit minimal nécessaire au scénario à l'aval des limites. Dans le cas contraire, se pose la question du déclenchement et du dimensionnement d'un Flow Commitment à l'approche de la période à risque identifiée.

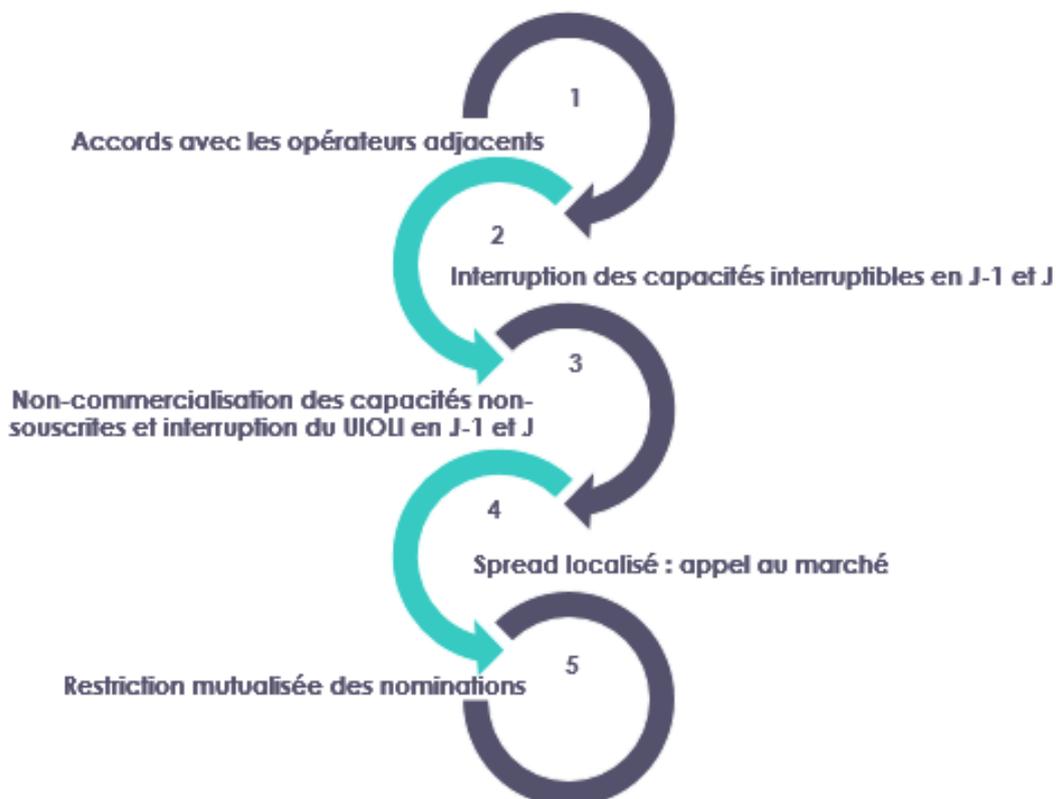
Annexe 2

Rappels sur les mécanismes de la TRF

Au 1er Novembre 2018, une nouvelle zone de marché a vu le jour : la **TRF** pour **Trading Region France**. La zone de marché TRF constitue une zone entrée / sortie unique au périmètre de la France, un seul point d'échange de gaz (PEG) et deux zones d'équilibrage (GRTgaz et Teréga).

Dans une démarche d'investissements raisonnés, le développement des infrastructures décidé dans le cadre de la place de marché unique n'avait toutefois pas pour vocation de réaliser une fusion complète des deux zones de marché pré-existantes (PEG Nord et TRS), et des **limites résiduelles** persistent sur le réseau.

Un travail conjoint entre Teréga, GRTgaz et différents acteurs du marché a été réalisé dans le cadre de la Concertation gaz pour définir les mécanismes contractuels nécessaires au bon fonctionnement de la TRF. Les mécanismes contractuels validés par les délibérations de la CRE du 26 Octobre 2017 et du 12 Décembre 2019 sont les suivants :



Le **Flow Commitment** complète ces mécanismes de court terme en garantissant la livraison de gaz à l'aval des limites si le stock à l'aval est insuffisant pour garantir l'efficacité de ces mécanismes.

Annexe 3

Hiver 2020-2021 : un hiver sans tension mais une surveillance des stocks accrue à partir de janvier

Un hiver globalement sans tension

L'hiver 2020-2021 a présenté un climat moyen en France, appelant des besoins d'approvisionnement globalement modérés.

Avec un niveau de stockage proche de 100% en début d'hiver, ainsi que des sources d'approvisionnement géographiquement bien réparties – apports en GNL, imports depuis l'Espagne en fin de saison – le réseau TRF n'a pas présenté de congestion au cours de l'hiver.

Malgré tout, des stocks surveillés de près à partir de janvier

En janvier, la France a vu ses consommations augmenter et les exportations vers l'Espagne portées à leurs capacités maximales durant 17 jours.

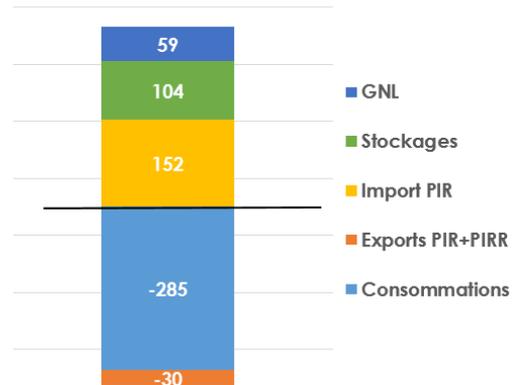
Simultanément à cette hausse du besoin, on a assisté à une baisse significative des arrivées de GNL en France.

La couverture du bilan a alors été assurée à la fois par une hausse des importations par gazoduc, et par une forte sollicitation des stockages, menant les stocks à des niveaux particulièrement bas à la fin du mois.

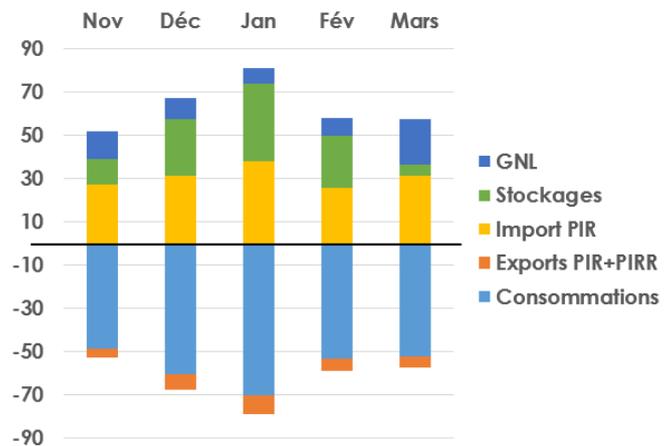
Les transporteurs ont alors mis en place une surveillance accrue des niveaux de stocks à l'aval des limites pour la suite de l'hiver.

La fin de l'hiver s'est déroulée sans alerte, avec des consommations plus faibles et des arrivées massives de GNL.

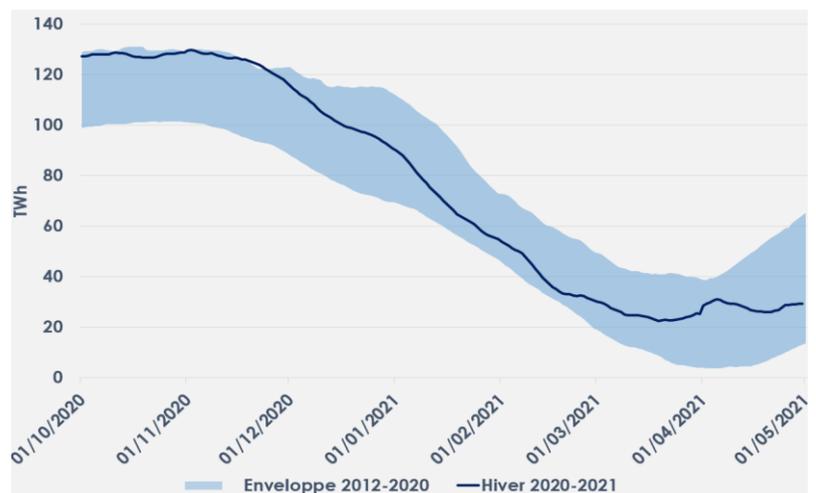
Bilan hiver gazier 2020-21 (TWh)



Bilan hiver 2020-21: détail mensuel (TWh)



Consommations et approvisionnements : un bilan global moyen, mais un bilan mensuel contrasté
Peu de GNL en janvier, entraînant une forte sollicitation des stockages



Gaz en stock : au plus haut en début d'hiver, jusqu'à un niveau historiquement bas fin janvier



Crédits photos : Teréga