

La méthanisation Haraucourt sur seille

14 février 2020

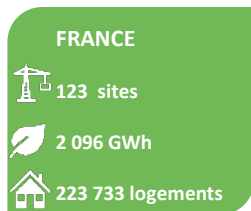


Sommaire

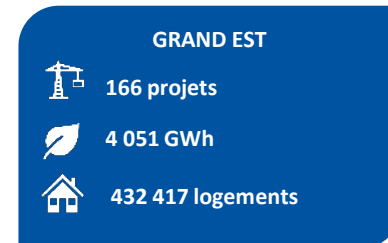
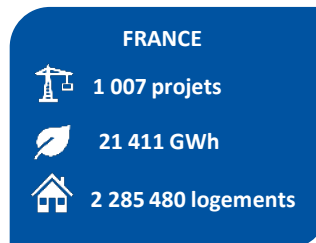
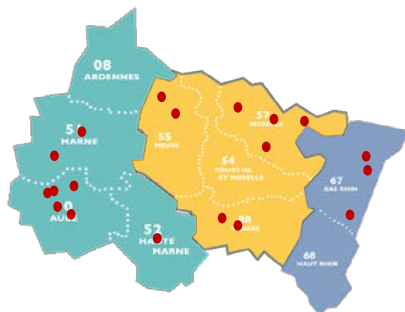
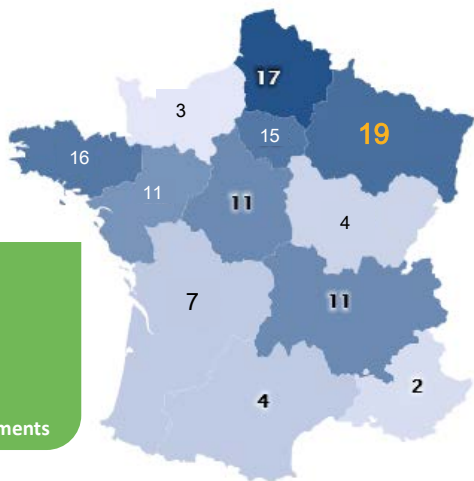
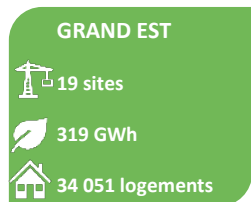
- ↳ Etat des lieux de la filière injection 2019
- ↳ Perspectives en Région
- ↳ Appel à projet de l'Ademe - FEDER
- ↳ Droit à l'injection
- ↳ Evolutions : PPE, grille tarifaire, GO

- Etat des lieux de la filière injection 2019



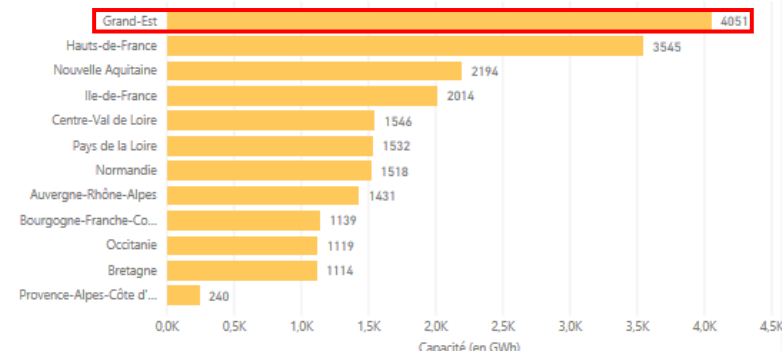


GRAND EST 1^{ère} région



GRAND EST 1^{ère} région

Capacité réservée par région (GWh/an)



Répartition GRDF/GRT => 53/47, une particularité Grand Est

86 agricoles

52 type « autonome »

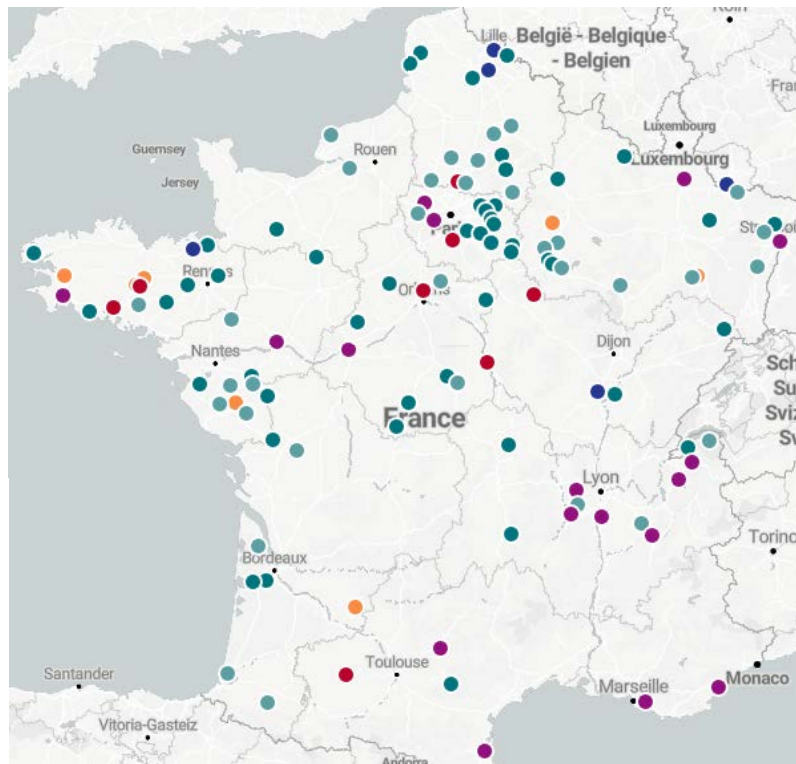
34 type « territorial »

5 déchets ménagers

8 ISDND

7 industriels

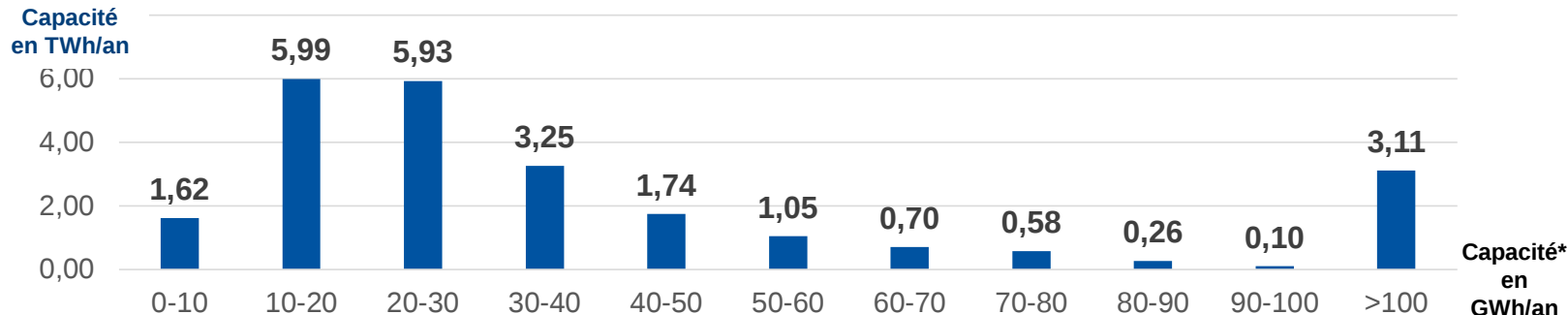
**17 stations
d'épuration**



- Agricole territorial
- Déchets ménagers
- Agricole autonome
- Industriel territorial
- ISDND
- Station d'épuration

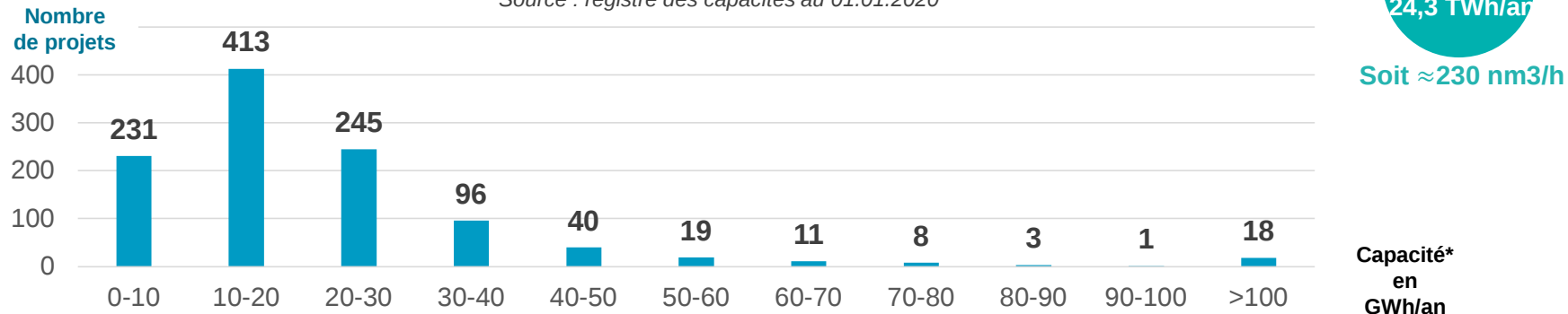
Répartition des capacités d'injection réservées par taille de pro

Source : registre des capacités au 01.01.2020



Répartition du nombre de projets par taille de projet

Source : registre des capacités au 01.01.2020



1085 projets
24,3 TWh/an

Soit $\approx 230 \text{ nm}^3/\text{h}$

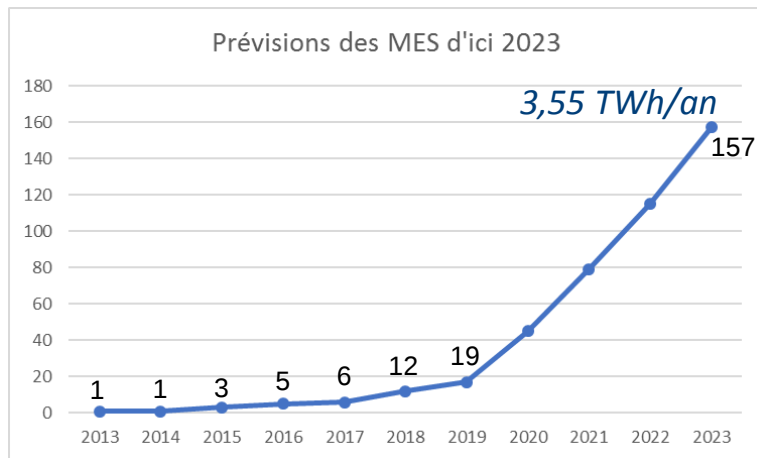
10 GWh/an $\approx 100 \text{ nm}^3/\text{h}$

FRANCE

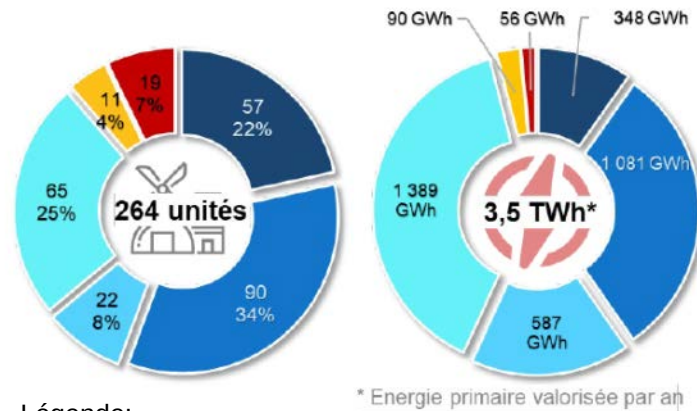
Objectif de la loi TE:

10% de gaz verts en 2030 soit 30 TWH

Grand EST: Prévisions des opérateurs gaziers en 2023



Scénarisation du développement à l'horizon 2030



Légende:

Injection

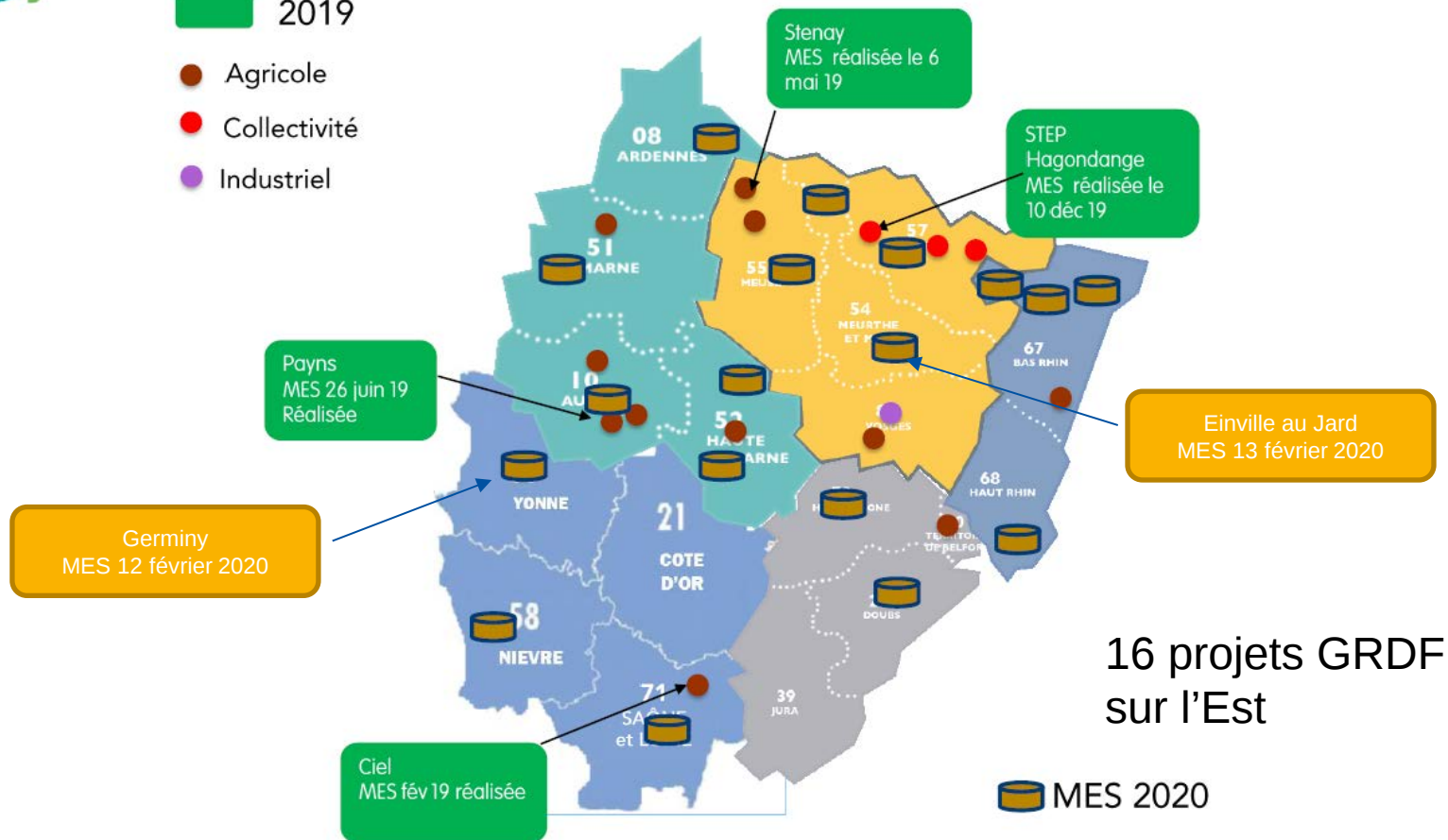
- Individuel
50 – 80 Nm³/h
- Collectif
80 – 200 Nm³/h
- Territorial
> 250 Nm³/h
- Collectif (transport)
> 200 Nm³/h

Cogénération

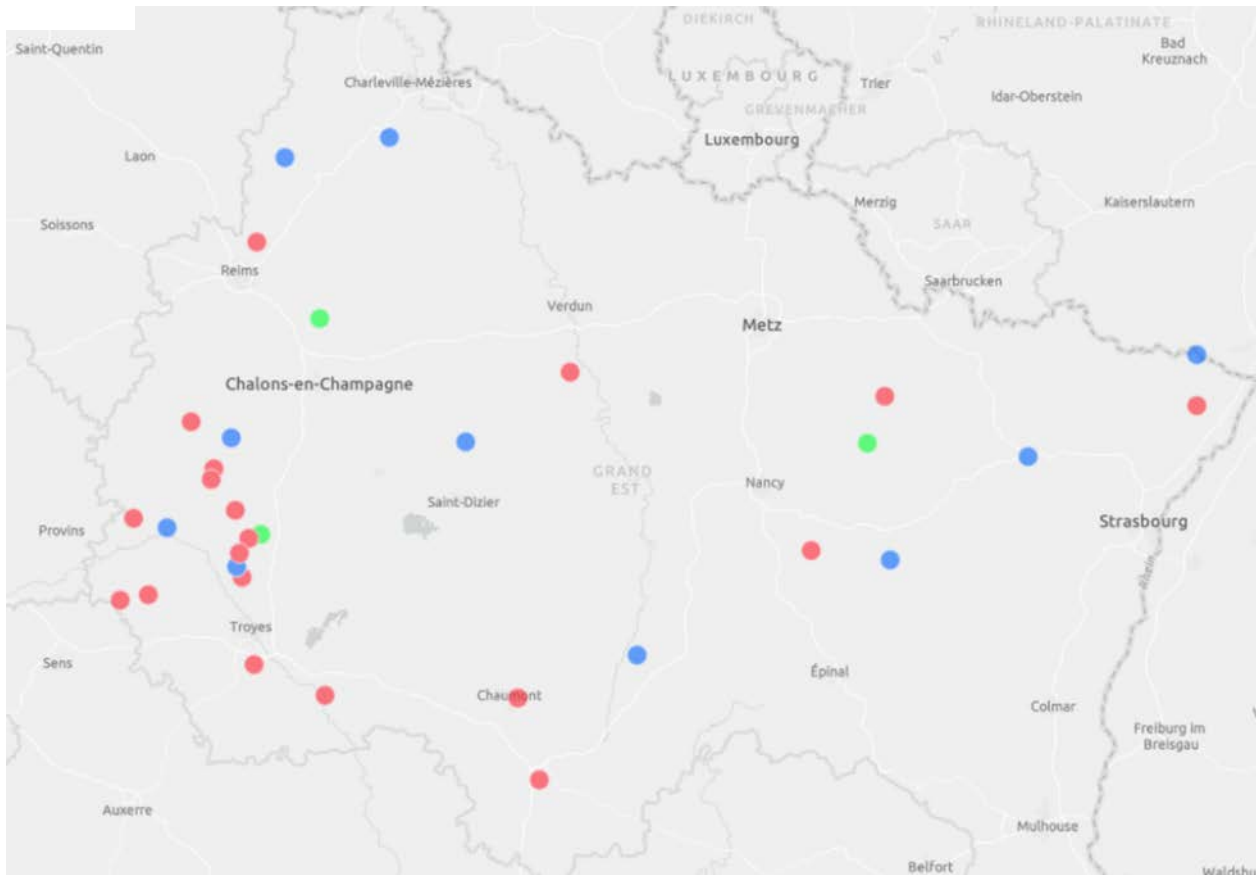
- Individuel
< 250 kW
- Collectif
> 250 kW

2019

- Agricole
- Collectivité
- Industriel



Installations sur réseau GRTgaz



- En service
- 10 Mises en service 2020
- 19 Mises en service 2021

Plan d'approvisionnement

- 👉 30% maximum de cultures (CIVE inclus)
- 👉 100% sécurisé
- 👉 Maxi 100km biodéchet et 50 km les autres

Eligibilité

- 👉 Permis ou ICPE
- 👉 Début travaux avant le 30 juin 2021

Aides à l'investissement

👉 Forfaits de subvention en 2020 en fonction de la de productibilité annuel

- ➡ 50 à 99 Nm³/h = 52 € / MWh
- ➡ 100 à 149 Nm³/h = 46 € /MWh
- ➡ 150 à 249 NM³/h = à 36 €/MWh

Gestion du digestat

- 👉 Capacité de stockage de 8 mois minimum
- 👉 Engagement au respect des bonnes pratiques d'épandage

Possibilité de

- 👉 Bonification de 5% pour les petit collectif (5 porteurs de projets)

20 Avril 2020

Diversification des usages du biométhane

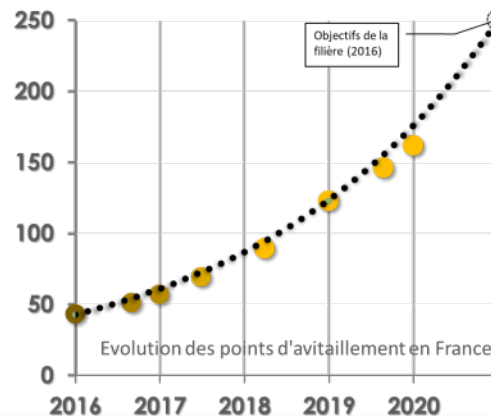
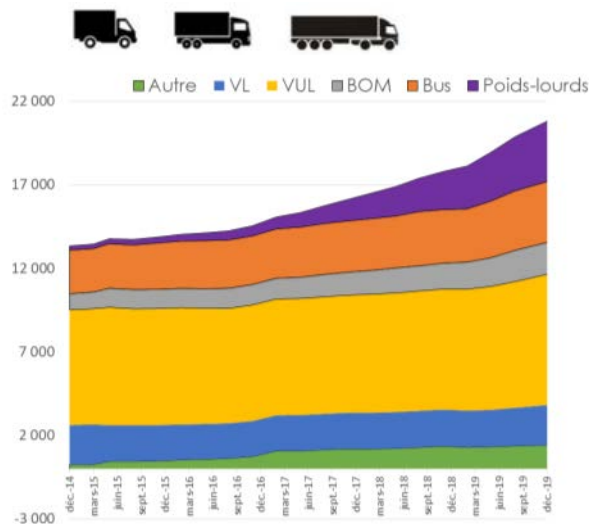
La mobilité GNV: Bilan

Consommation: 2,2 TWh/an (28% GNL)
(+30%*)

Véhicules: 3 558 PL / 3 620 bus&car / 9 148 VUL (+54% de PL*)

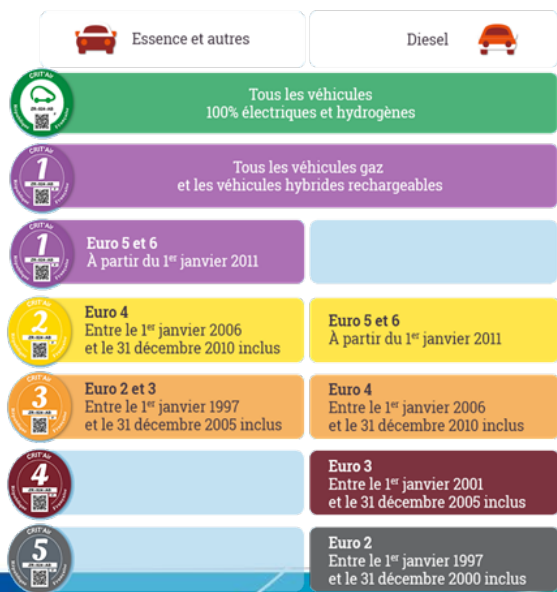
Stations: 162 points d'avitaillement publics (+30%*)
8,4 GWh/j (+1,5 GWh/j*)

*par rapport à 2018



Perspectives 2020 du GNV

Développement des Zones à Faible Émission: En 2019, 23 territoires sont engagés dans une démarche de mise en place d'une ZFE avec des degrés d'avancement variables.



Clermont Auvergne Métropole (*)
Communauté d'agglomération du Grand Annecy
Communauté d'agglomération de La Rochelle
Communauté urbaine d'Arras
Eurométropole de Strasbourg
Fort-de-France (*)
Grand Lyon (*)
Grand Reims (*)
Grenoble-Alpes Métropole (*)
Métropole Aix-Marseille-Provence (*)
Métropole du Grand Nancy
Métropole européenne de Lille
Métropole Nice Côte d'Azur (*)
Métropole Rouen Normandie (*)
Métropole Toulon Provence Méditerranée (*)
Montpellier Méditerranée Métropole (*)
Paris (*)
Paris et Métropole du Grand Paris (*) (uniquement les 79 communes concernées)
Plaine Commune
Saint-Etienne Métropole (*)
Toulouse Métropole (*)
Valence Romans Agglo
Vallée de l'Arve

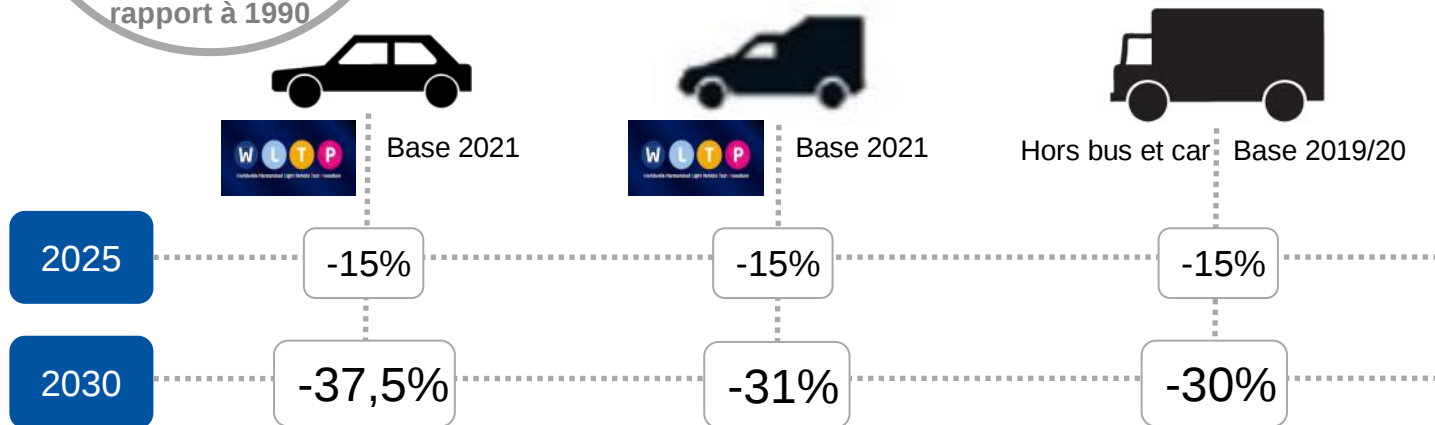
Perspectives 2020 du GNV

Des contraintes sur les émissions européennes de CO₂ qui vont en grandissant

-60%

Baisse des émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports en 2050 par rapport à 1990

Paquets mobilité II & Règlements sur les standards d'émissions



**Objectif PPE :
776 stations BioGNV
pour 2023**

Légende

Stations_en_réflexion



Stations_Publiques_GNC_Existantes



Stations_Publiques_GNC_Projet



Stations_Publiques_GNL_Existantes



Stations_Publiques_GNLC_Existantes



Stations_Publiques_GNLC_Projet



- Le droit à l'injection



Un droit à l'injection favorisant le développement d'une méthanisation durable et raisonnée

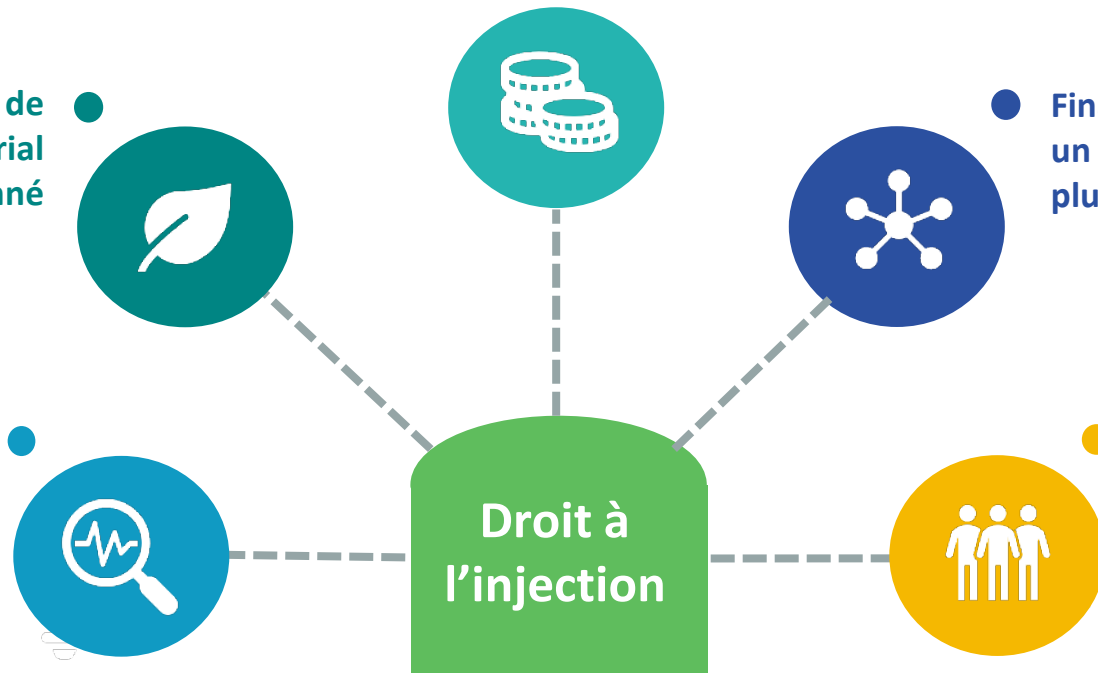
- Investissements réseaux pris en charge largement par GRTgaz et GRDF

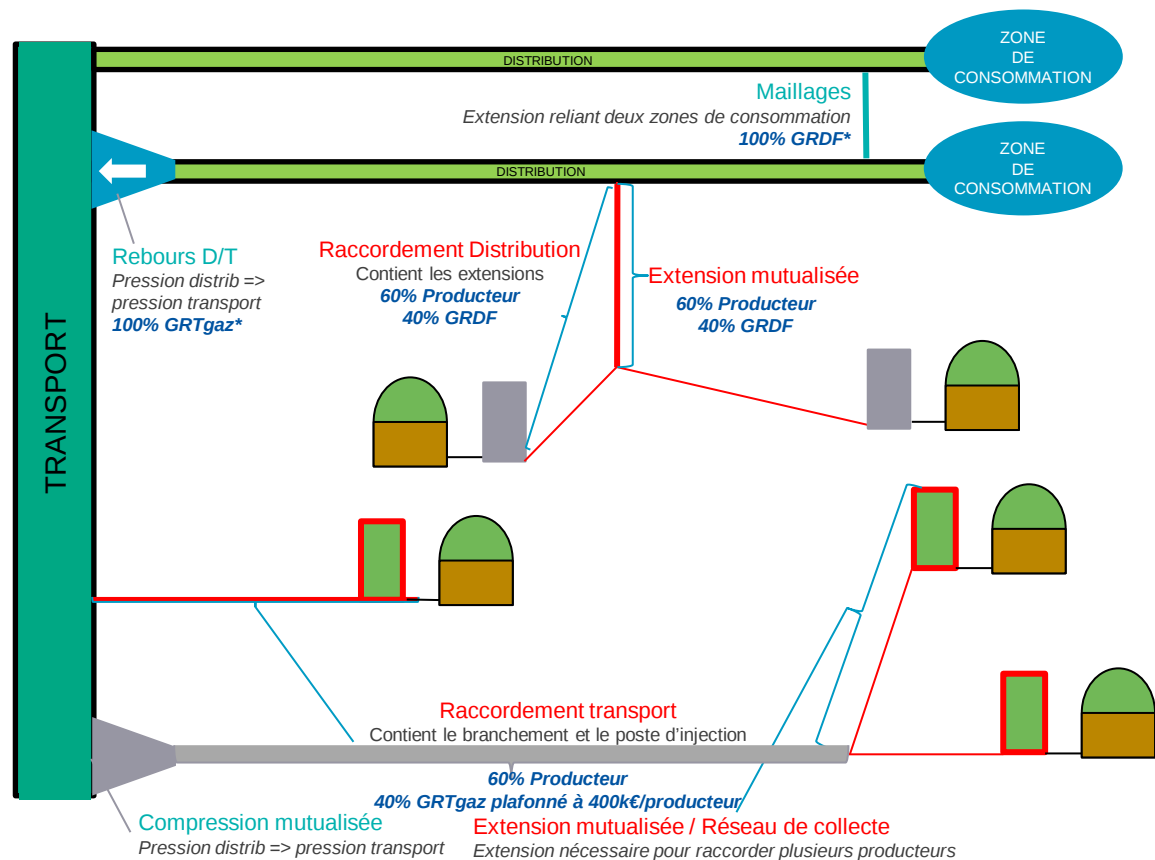
● Une volonté de développement territorial maîtrisé et coordonné

- Financement partagé pour un ouvrage bénéficiant à plusieurs projets

● Clarification du contexte réglementaire et financier

- Possibilité de participation de tiers aux investissements





Critère I/V

Lorsqu'un projet nécessite l'augmentation de la capacité d'accueil du réseau grâce à un ouvrage de renforcement, on calcule le critère I/V.

$$\frac{I}{V} = \frac{\text{Coût des investissements de renforcement}}{\text{Capacités de production de biométhane de la zone}}$$

Les investissements considérés correspondent aux investissements de renforcement nécessaires pour permettre l'injection de ces volumes.

Les capacités de production de la zone sont les capacités probabilisées des projets existants dans le registre de capacité, auxquels est ajouté le diffus, soit le potentiel méthanisable restant (déterminé par défaut à partir de l'étude Solagro de 2017)

Coefficient de pondération des capacités des projets :

- Projet déjà en injection (D8) : 0%
- Projet dont le contrat de raccordement a été signé (D7) : 90%
- Projet inscrit dans le registre, ICPE validé (D6) : 70%
- Projet ayant reçu son étude détaillée (D2) : 40%
- Potentiel méthanisable à 6km du réseau (diffus) : 20%

Calculatrice
I/V



Évaluation du critère I/V

$$\text{Si } \frac{I}{V} \leq 4\,700 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

La valeur seuil maximale retenue pour valider un

Lorsque $I/V < 4\,700$, les ouvrages de renforcement sont pris en charge par l'ATRD ou l'ATRT.

st 4 700 Nm³/h.

$$\text{Si } \frac{I}{V} > 4\,700 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

PARTICIPATION TIERS

Lorsque le critère I/V est défavorable, il est possible de l'améliorer grâce à une participation financière d'un ou plusieurs tiers.

Le montant de cette participation est le montant tel que, le coût des investissements de renforcement (I) déduit de cette participation est égal au seuil multiplié par les volumes de biométhane considérés (V) :

$$\frac{I - \text{participation}}{V} = 4\,700$$

Calcul d'un I/V sur une zone, lorsque la future réalisation de nouveaux projets nécessite l'augmentation de la capacité d'accueil en gaz avec :

- **I** qui est le **coût des investissements** de renforcement total nécessaire sur la zone,
- **V** les **capacités de production** de biométhane sur la zone probabilisées comme suit :

 Projet déjà en injection (D8) : 0%

 Projet dont le contrat de raccordement a été signé (D7) : 90%

 Projet inscrit dans le registre, ICPE validé (D6) : 70%

 Projet ayant reçu son étude détaillée (D2) : 40%

 Potentiel méthanisable (diffus) : 20%

→ Si I/V est $< 4700\text{€}/\text{Nm}^3/\text{h}$, les coûts de renforcement sont pris en charge par les opérateurs gaziers

Exemple de l'étude de renforcement de la zone de Troyes Nord:



4,52 M€
Coût du
renforcement



1 Rebours

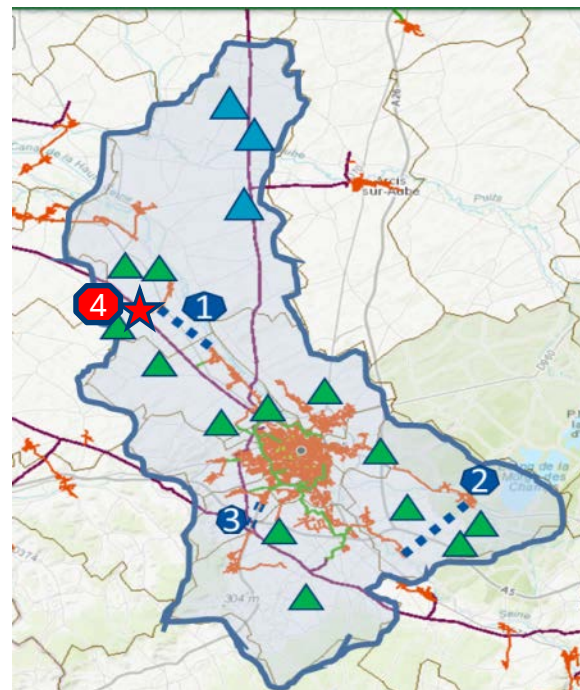


23 Km
de maillage

I/V

4172€/Nm³/h

→ Prise en charge
par les opérateurs
gaziers



- 1 2 3 Maillage
- 4 Rebours
- ▲ Projet distributeur
- ▲ Projet transport

Timbre d'injection

POURQUOI UN TIMBRE D'INJECTION ?

Le timbre d'injection a pour vocation de partager avec les producteurs de biométhane (à l'instar des consommateurs de gaz) une partie des coûts d'exploitation liés à l'utilisation des réseaux.

QUEL EST LE NIVEAU DU TIMBRE D'INJECTION ?

Niveau du timbre	Zones d'application	ATRD/ATRT (€/MWh)
Niveau 3	Zones avec rebours ou compression mutualisée	0,7
Niveau 2	Zones avec maillage ou extension mutualisée	0,4
Niveau 1	Autres zones	0

POUR QUI ET À PARTIR DE QUAND S'APPLIQUE-T-IL ?

- Tout projet entrant dans le **registre depuis le 25/11/2019*** doit faire l'objet, à la **remise de son étude détaillée** (jalon D2), d'un zonage de raccordement avec détermination du niveau du timbre.
- Les projets inscrits dans le registre ayant passé le jalon D2 et dont le contrat de raccordement est signé **avec le GRD après le 01/07/2020 ou avec le GRT après le 01/04/2020** se verront affecter **un niveau de timbre 1 à 3 à la signature du contrat de raccordement**.
- Si un projet est sur une zone avec rebours et que le rebours n'a pas été réalisé dans les 5 ans, **le niveau du timbre pourra être réexaminé**.

***25/11/2019** : date d'application délibération CRE biométhane

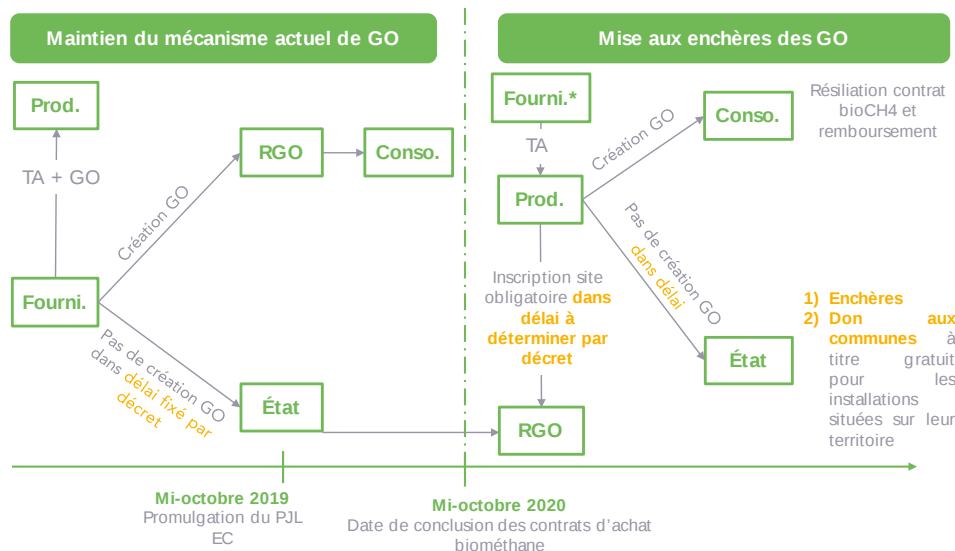
- Evolutions : GO, la PPE, les tarifs d'achats



Mise aux enchères des GO

préparation du décret d'application

- Dispositions sur les garanties d'origine biométhane contenues dans le projet de loi relatif à l'énergie et au climat afin de ne pas être préjudiciable au développement de la filière biométhane française
 - ENJEU N°1 : MISE AUX ENCHÈRES D'UNE PARTIE DES GO
 - ENJEU N°2 : RÉDUCTION DE LA DURÉE DE VIE DES GO
 - ENJEU N°3 : OUVERTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS AUX GO EUROPÉENNES
 - ENJEU N°4 : NOMINATION D'UN ORGANISME EN CHARGE DE LA GESTION DES GO



- **PPE en consultation publique du 20/01 jusqu'au 19/02/2020.** <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

« Pour le biogaz, la priorité doit être donnée à l'injection de biométhane. La cogénération ne doit être réalisée que dans des cas spécifiques »

Accompagnement de la filière biométhane via une enveloppe budgétaire de 9,7 milliards d'euros sur la période soit environ 1,5 Md€/an.

Objectif: biométhane = 7 % de la consommation gaz en 2030
si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont réalisées et 10 % en cas de baisse de coûts supérieure soit **6 TWh en 2023 et entre 14 et 22 TWh en 2028.**



**STRATÉGIE FRANÇAISE POUR
L'ÉNERGIE ET LE CLIMAT**

**PROGRAMMATION
PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE**

2019-2023

2024-2028



PROJET POUR CONSULTATION

- Pour les « **gros** » **projets**, remplacement des tarifs de rachat actuels par un système d'appel d'offre: 2 par an pour un objectif de production de 350 GWh chacun;
- Les AO cibleront un tarif d'achat de référence de 75 €/MWh en 2023 et 60 €/MWh en 2028. Si ce prix moyen n'est pas atteint, les volumes alloués seront réduits afin de ne pas dépasser le niveau de dépense publique visé.
- Une trajectoire de tarif d'achat maximal atteignant 90 €/MWh PCS pour le biométhane injecté en 2023 et 80 €/MWh PCS en 2028 sera également mise en place.
- Le volume de l'AO sera augmenté si les tarifs moyens demandés dans le cadre des offres sont inférieurs à la trajectoire de tarif d'achat de référence.
- Seuil de l'AO : non encore défini.

Pour les projets en dessous du seuil de l'AO: nouveau tarif d'achat en guichet ouvert.

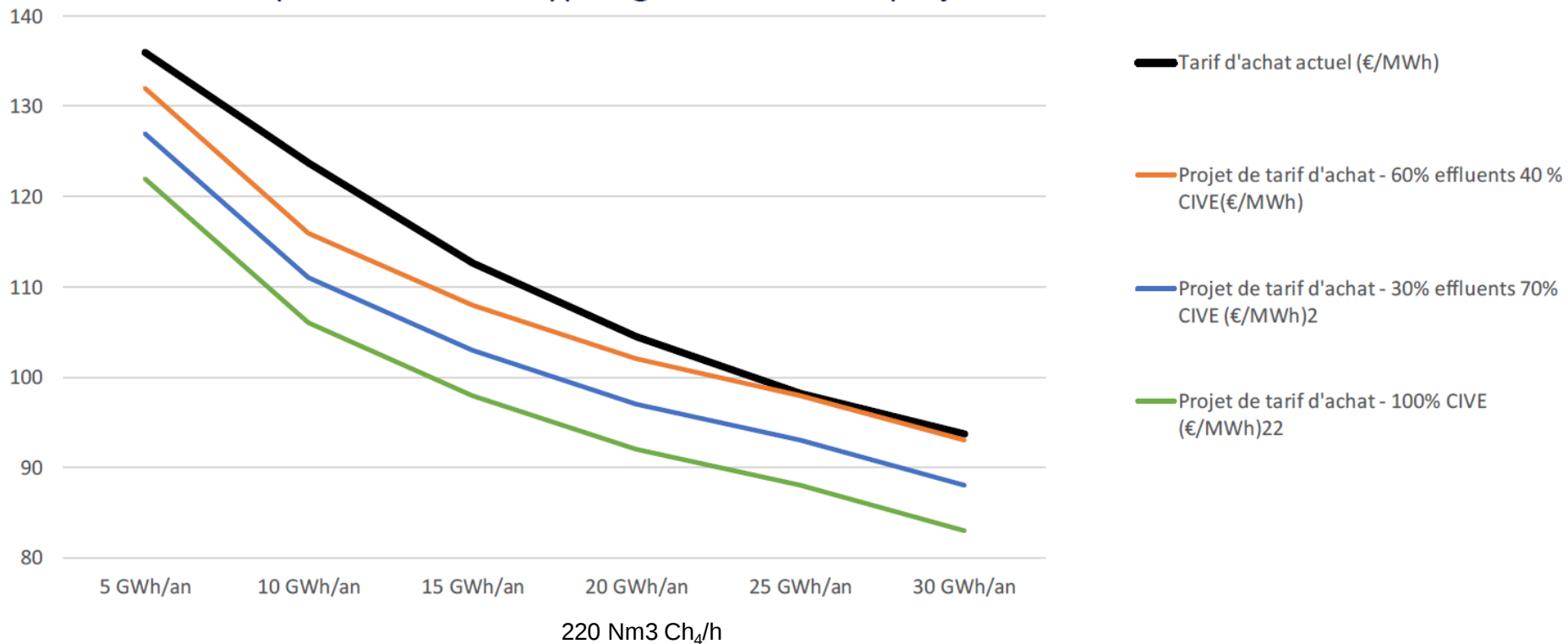
- **Structure du futur tarif :**

Tarif = Tbase + Prime effluents d'élevage (Pef) + Prime réfaction
raccordement (Pre)

- Pef : si 0 % effluents = 0 €/MWh; entre 0 et 60 % linéarité entre 0 et 10 €/MWh ; supérieur à 60 % = 10 €/MWh.
 - Pre = Décroissant en fonction du débit d'injection et applicable aux sites à raccorder sur des réseaux de distribution non éligibles à la réfaction.
- Suppression de la prime P2 existante traitant des CIVE.
 - Tarif annualisé.

Evolution possible du TA

■ Simulations pour différentes typologies et tailles de projets



Notification des nouveaux tarifs : La DGEC souhaite engager les discussions avec la Commission européenne dès que possible (pouvant durer jusqu'à 12 mois).

Articulation mise en œuvre / notification du nouveau tarif : La DGEC a confirmé qu'elle attendrait la validation de la Commission avant de mettre en œuvre le nouveau tarif, mais souhaite engager les consultations obligatoires en parallèle (CSE, etc.). Un premier projet d'arrêté tarifaire pourrait être transmis pour un passage en CSE en mars.

Notification des futurs AO : Pour l'instant, pas d'élément de calendrier précis pour la notification et la mise en œuvre.

Des questions ?

