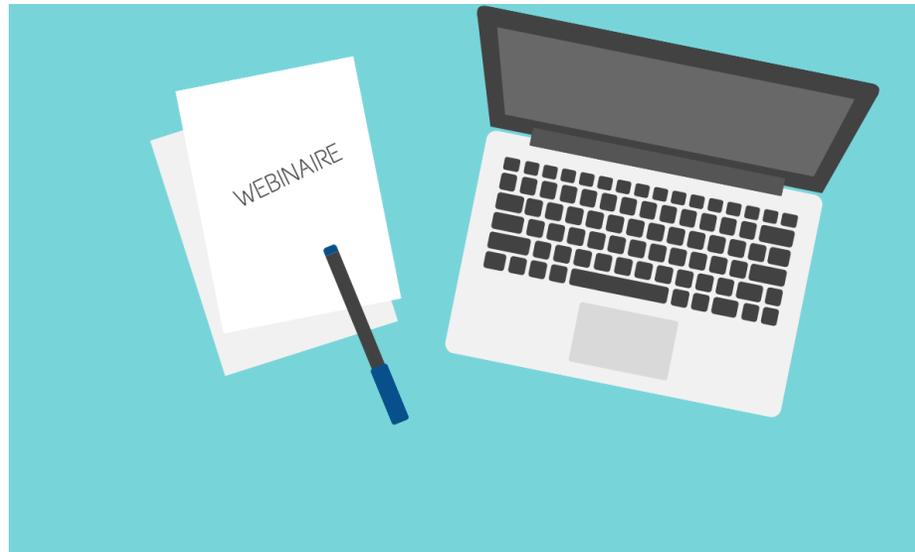


La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Énergies &
Mécanique Théorique et Appliquée

ENGIE

cnrs

SATIÉ

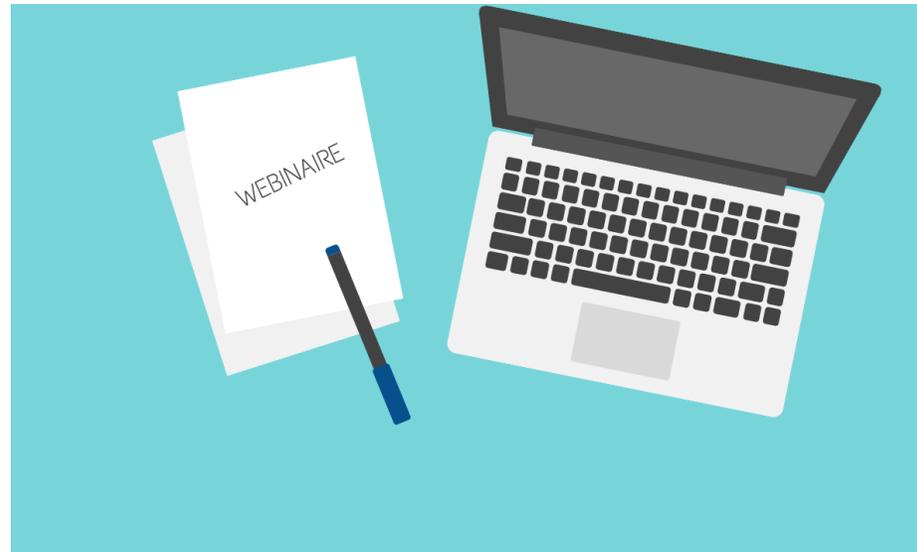
Introduction

Jacques Besnault – Président du Club Cogénération

Etat des lieux de la cogénération raccordée en basse tension en Europe

Alexandra Tudoroiu – COGEN Europe

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Energies &
Mécanique Théorique et Appliquée

ENGIE

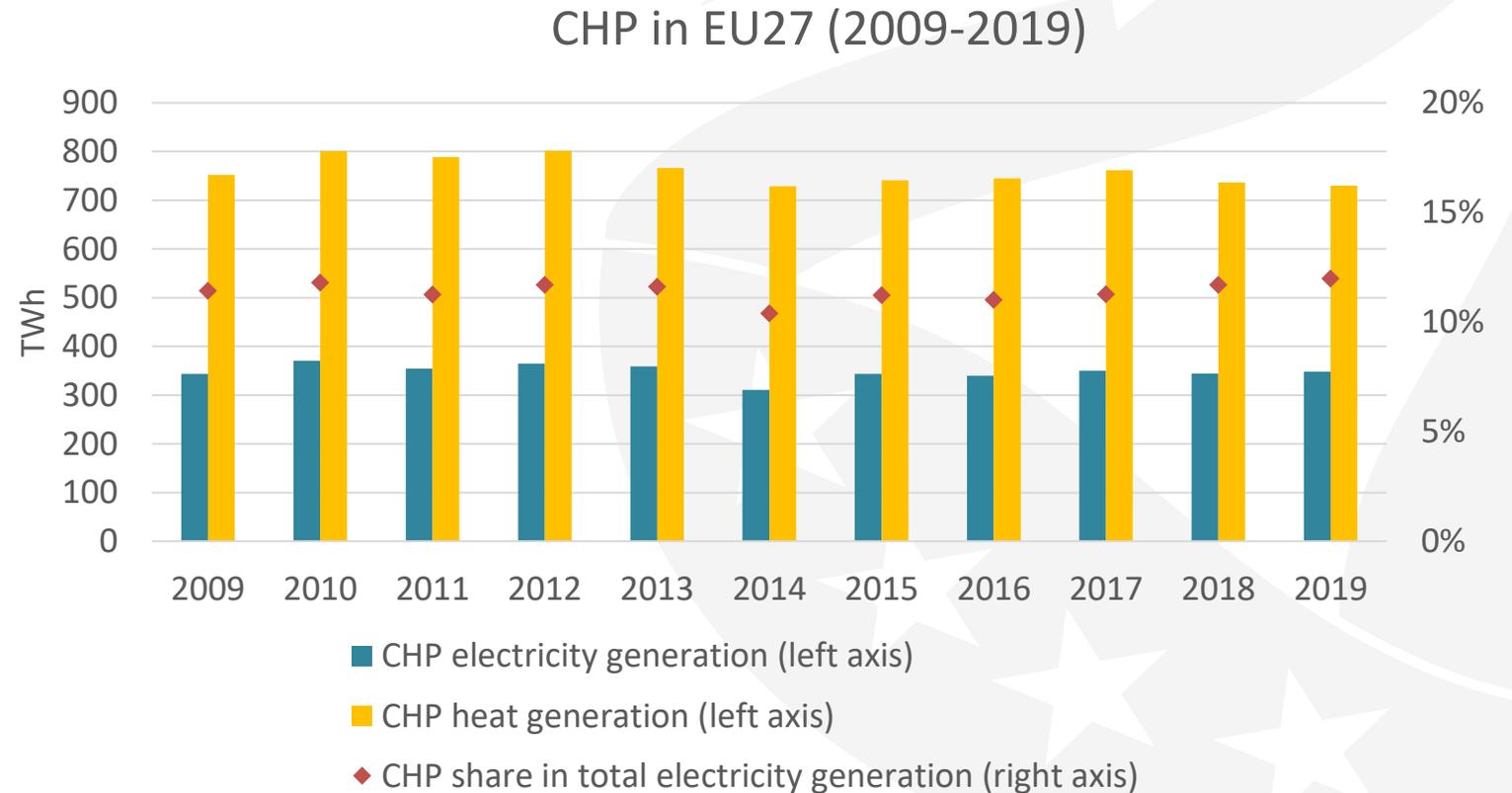
cnrs

SATIÉ

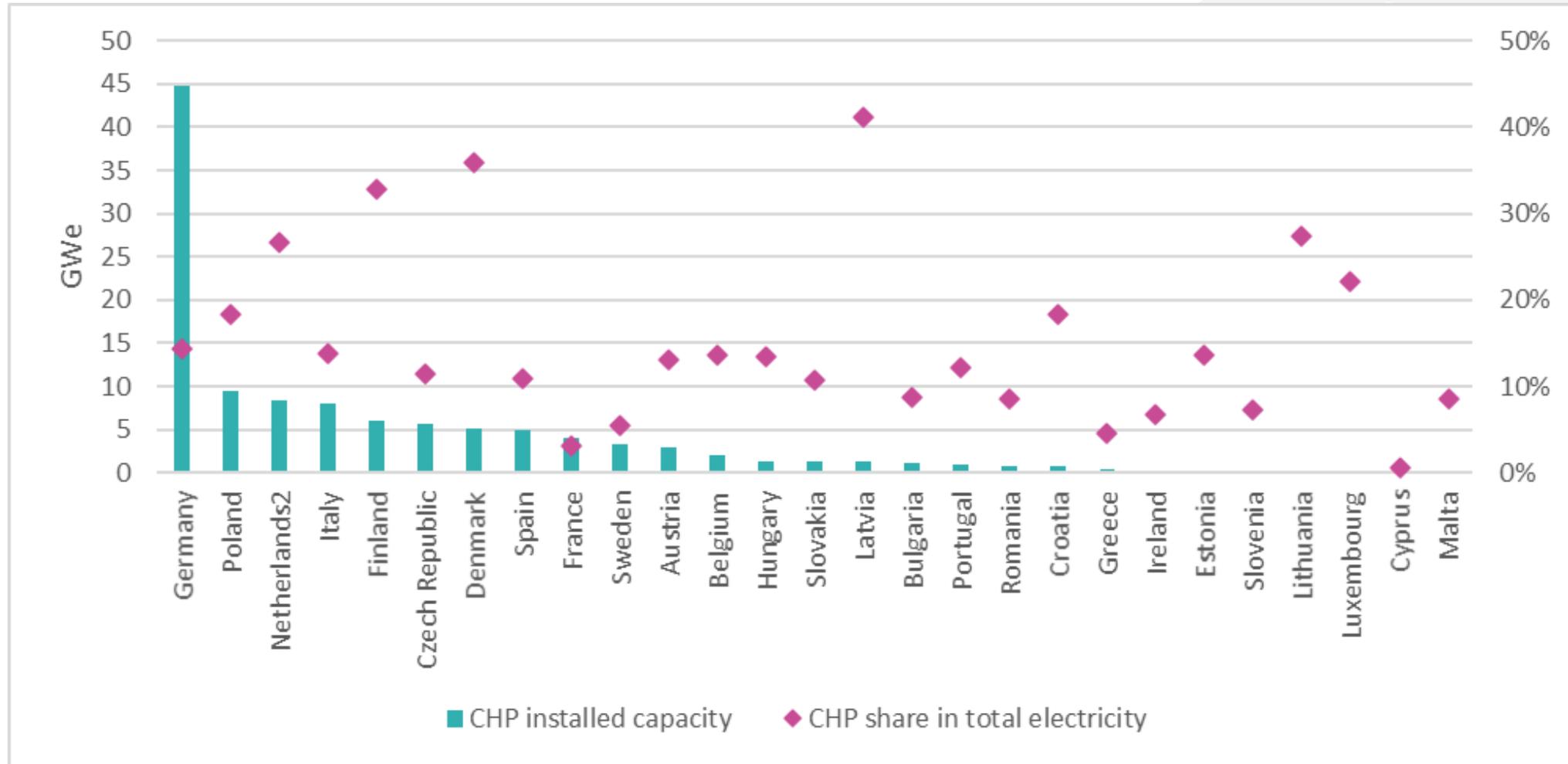
Overview of CHP in Europe

CHP in Europe - Overview

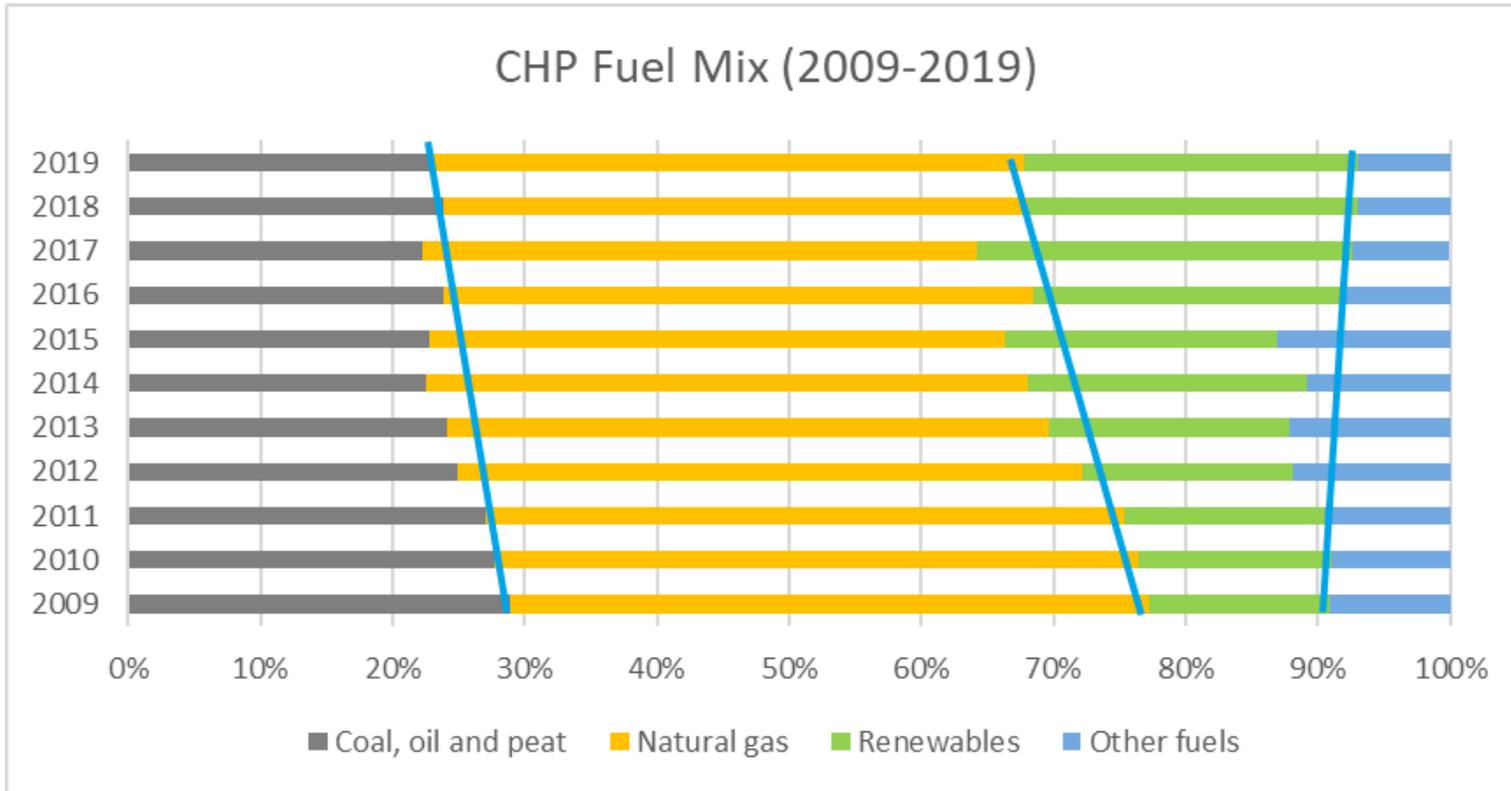
- 113 GWe of high efficiency CHP installed in 2019
- CHP represents 12% of total electricity and ~14% of the heat in EU27, with potential for it to double by 2030
- CHP across the EU reduces up to 150 Mt of CO₂ & ~30 Mtoe of primary energy today (equivalent to the emissions of ~90 million cars)



CHP by country in 2019



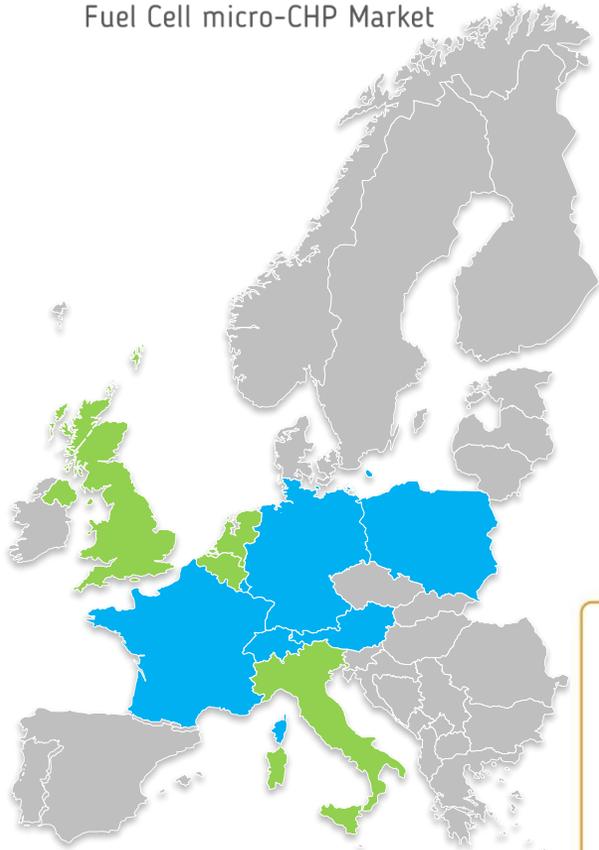
CHP Fuel Mix in the EU (2009-2019)



CHP fuel mix influenced by fuel price dynamics, support schemes and availability of renewable fuels at local level

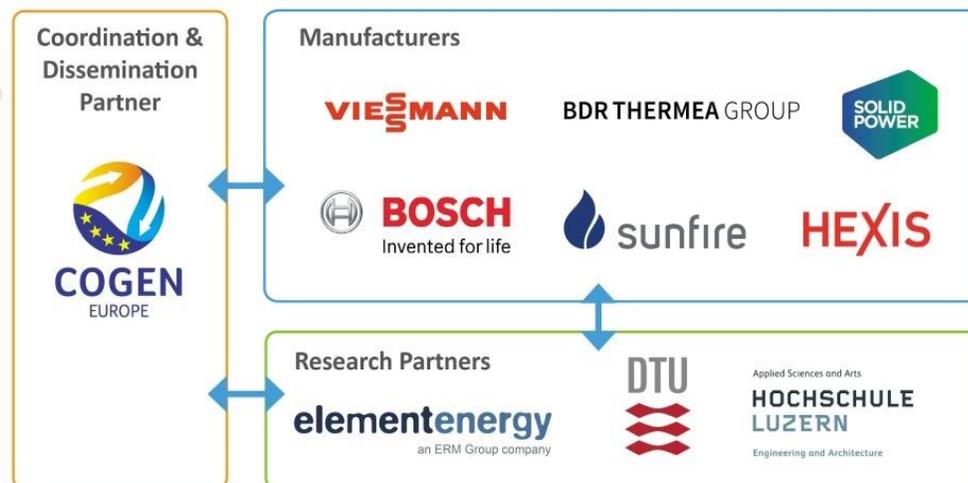
- Stable share of natural gas use in CHP
- Rapid increase of RES, reaching close to 25% in 2019 (from 13% in 2009)
- Steady decline in solid fossil fuels and oil use in CHP

Promoting a successful transition to the large-scale uptake of Fuel Cell micro-Cogeneration across Europe



- Field trial + installer training + targeted market & policy development activities
- Field trial + local installer training

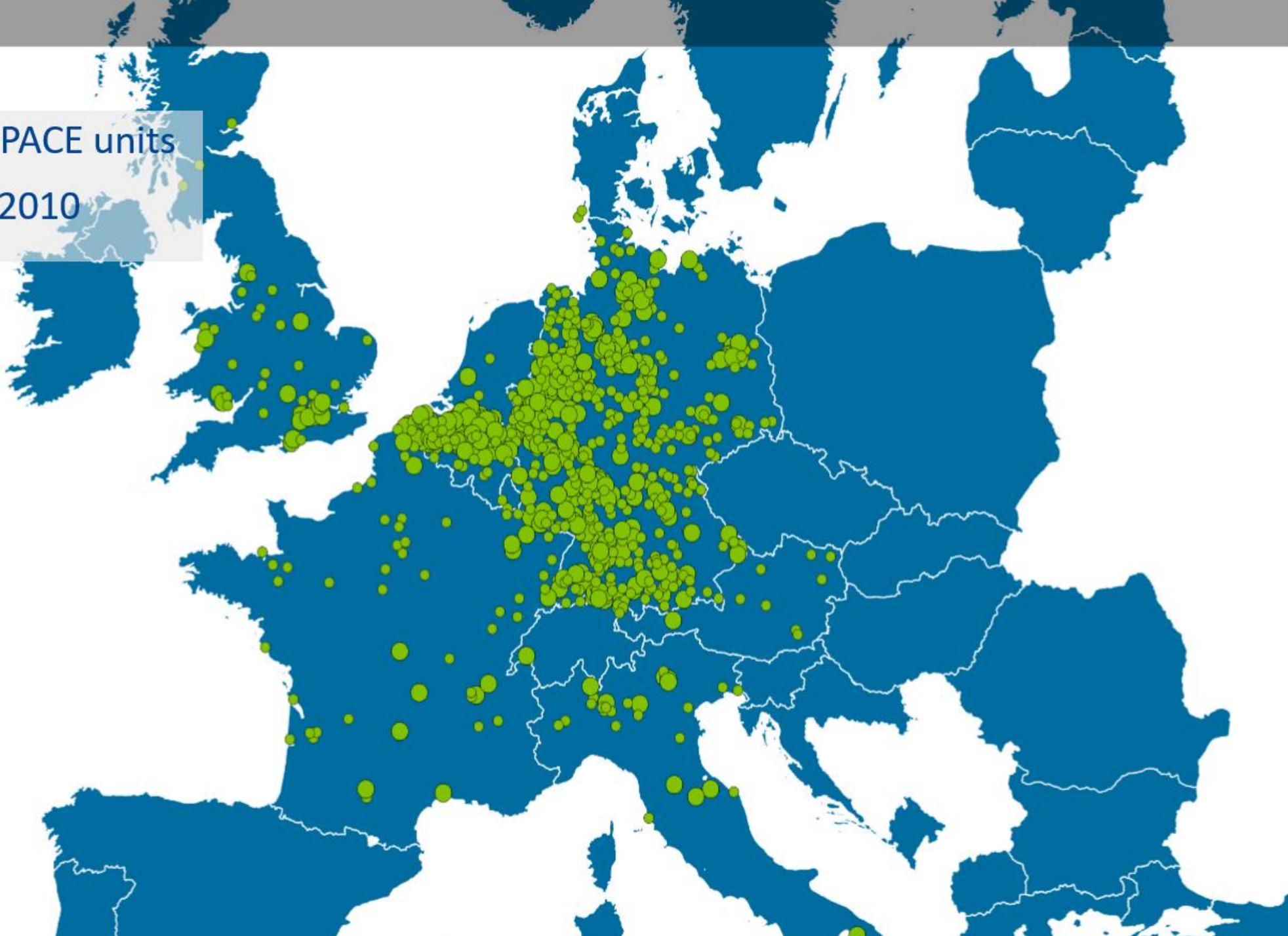
10	> 2,800	>500	10	4	€90m
Partners	Fuel Cell micro-Cogeneration units	Systems per manufacturer	Countries	Countries	Total budget
Representing manufacturers, utilities & research community	To be deployed across Europe between 2016-2022	Established production capacity per manufacturer	Where the units will be installed	Selected for policy & market development (Belgium, Italy, Netherlands and UK)	Including €33.9m Horizon 2020 funding via FCH JU



>10,000
FC micro-cogeneration units/year post 2020

2021-nov

Number of installed PACE units
by November 2021: 2010



Expert contributions from **17** CHP national experts...



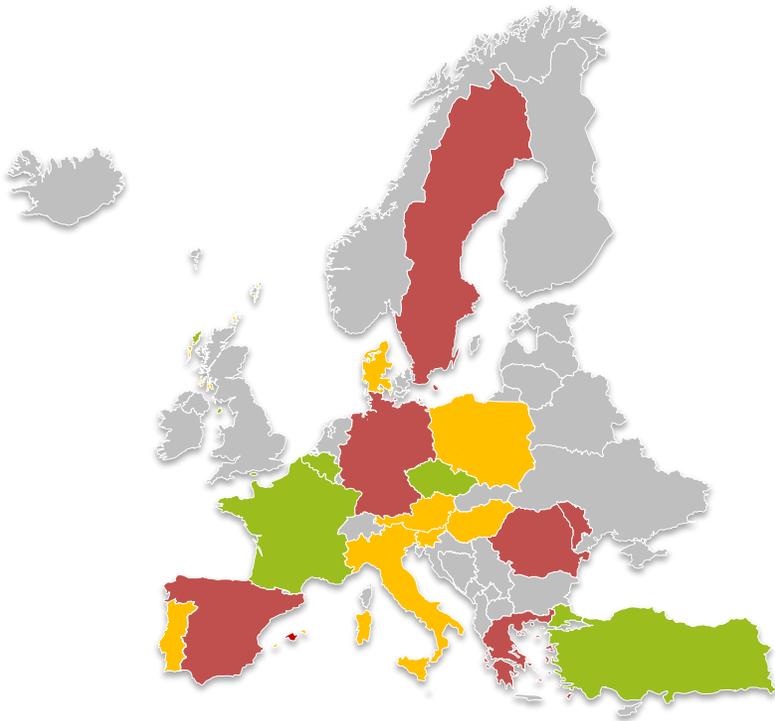
2021 Cogeneration National Snapshot Survey

...representing **85%** of installed capacity in **EU27, Turkey & Moldova**

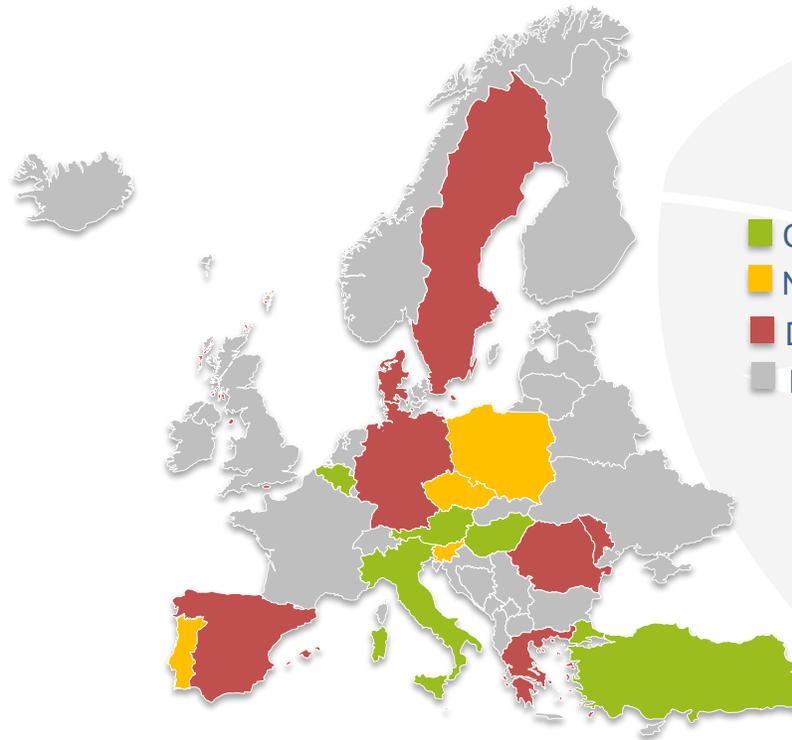
...capturing the **European CHP industry sentiment**

CHP Market Developments in Europe (2018-2021)

CHP Installed Capacity



CHP Generation



- Growth
- No change
- Decline
- No data

CHP installed capacity and generation declining in ~50% of markets*

CHP support available, but insufficient

Favourable policy framework in ~55% of markets

Most common support:
Feed-in Tariffs, Feed-in Premiums & Tenders

Capacity payments are emerging & flexibility
tariffs

Other support includes:
tax incentives, investment aid & certificate
schemes



Level of support insufficient & unpredictable

Not always correlated with fluctuating spark
spreads

Complexity of regulation & administrative
burden

Support schemes not adapted to CHP
particularities

Focus on flexibility services

CHP role in providing flexibility services increasingly recognised

Access of CHP to ancillary services markets (BE,PL,DE), but increasingly extended to smaller generators (e.g. CZ)

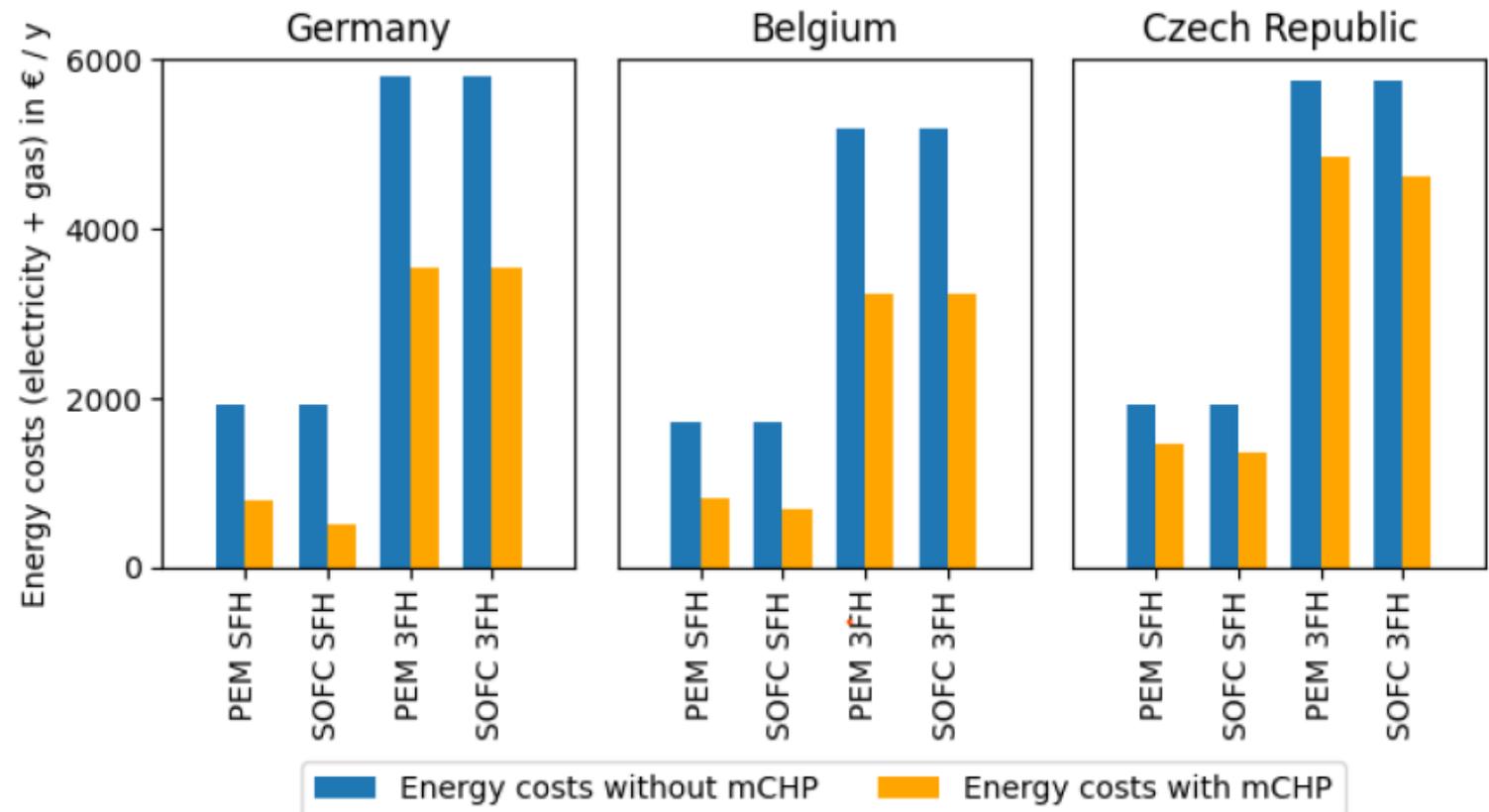
Plans to adapt grid tariff structures to recognise prosumer benefits in Denmark and Poland

Flexible future-proof CHPs formally recognised in RO NECP

- Four different scenarios were simulated for all countries

- 1) Domestic installation in a single family house
- 2) Small industrial consumer, exhibiting an annual consumption of 12 MWh
- 3) and 4) Each of the above for both PEM and SOFC technology

Results of self-consumption policy optimisation

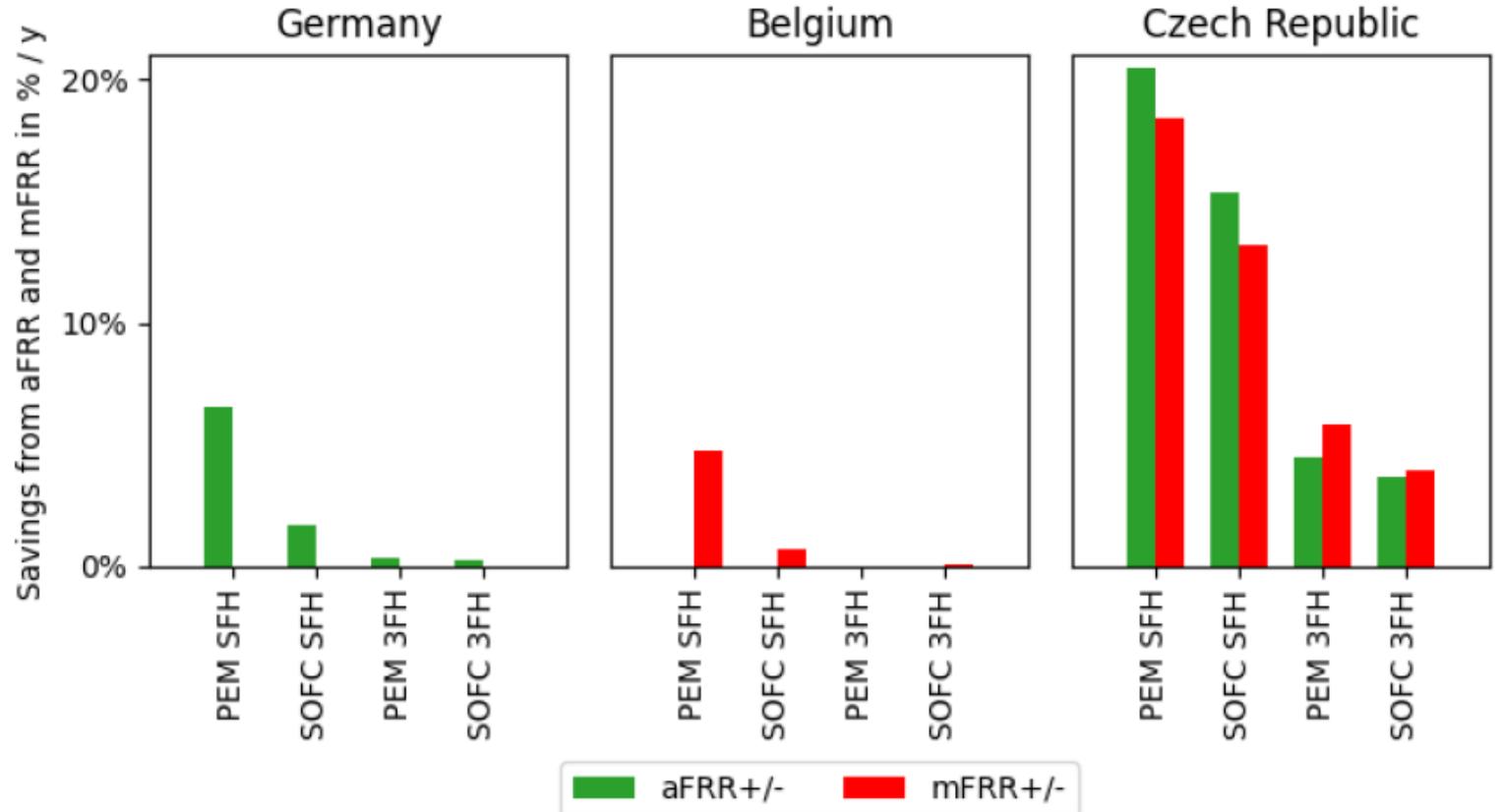


PEM: Proton exchange membrane
SOFC: Solid Oxide fuel cell
SFH: Single family house
3FH: Small-industrial consumer ⁷

Additional revenues streams from TSO grid services

Focus on providing secondary (aFRR) and tertiary (mFRR) reserves

- Two balancing products are investigated:
 - aFRR (secondary control reserves): faster response time
 - mFRR (tertiary control reserves): longer activation time
 - For both of them, positive (+) and negative (-) balancing is analysed
- The balancing income depends on:
 - Availability income results directly from self-consumption optimisation
 - Market prices for each country
 - Activation probability depending on bidding strategy and market behaviour
 - Subsidy schemes

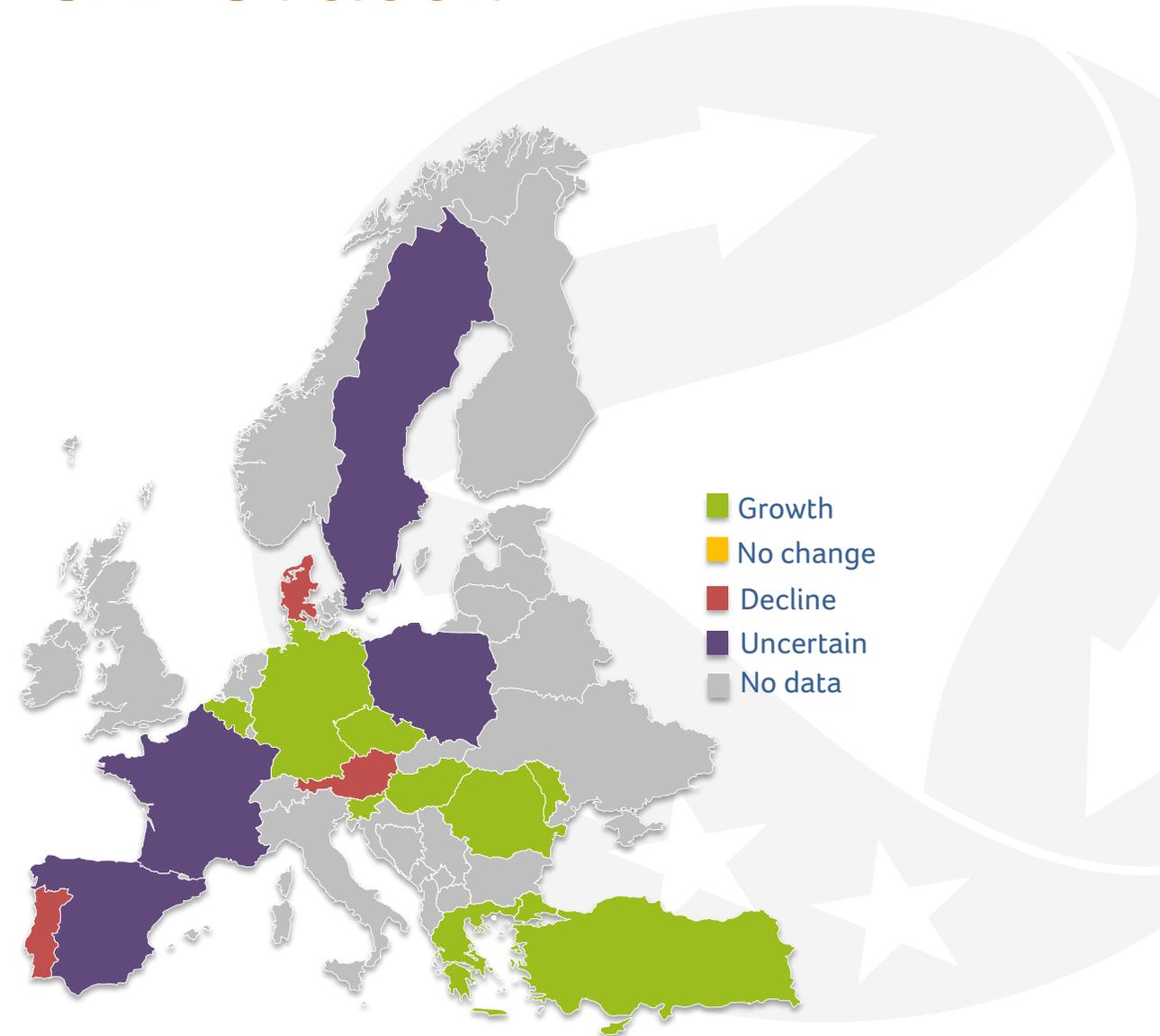


Overview of CHP support schemes

	Feed-in Tariff	Tender schemes	Feed-in Premium	Investment Aid	Certificates Scheme	Tax Incentives	Capacity mechanisms	Other	No support
Belgium				✓	✓		✓		
Czech Republic			✓	✓					
Denmark	✓					✓			
Germany	✓	✓	✓	✓					
Greece			✓						
Spain	✓								
Austria				✓					
Poland		✓					✓		
Portugal	✓							✓	
Romania		✓						✓	
Slovenia	✓	✓							
Sweden					✓				
Turkey								✓	
Moldova	✓	✓							

5-year CHP Outlook

Growth expected in **60% of the CHP markets** in Europe, in the next 5 years.

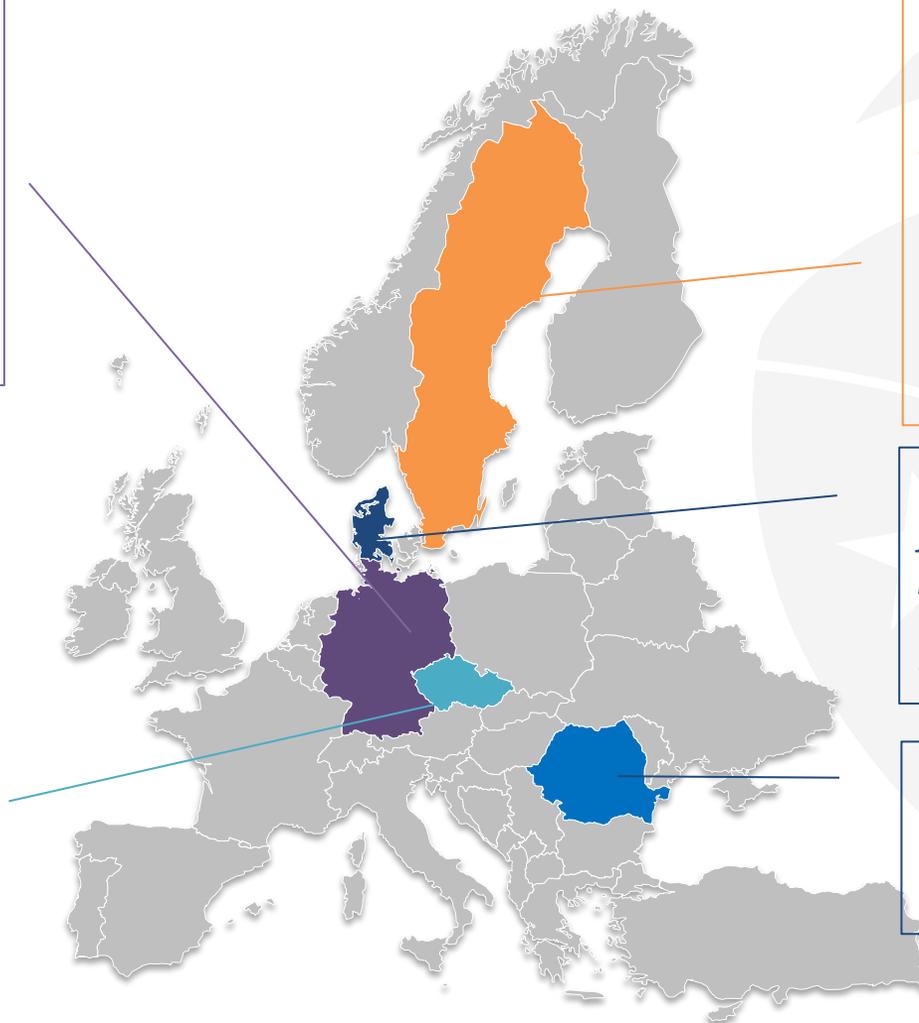


CHP growth trends by segment

Segment	Current trend*	Outlook*	Key markets
RES	62%	65%	Across EU
Natural gas	60%	61%	CZ, DE, ES, HU, PL, SI, TK
DHC	57%	61%	BE, CZ, DE, HU, PL, RO, SI, TK, MD
Industrial	9%	20%	BE, CZ, PL, RO, SI, TK, MD
Commercial	8%	59%	CZ, DE, PL, SI, SE, TK
Domestic	45%	46%	CZ, DE, IT

CHP positively covered in 2020 National Heating & Cooling Assessments/NECPs/RRPs

*“The **smart use of large heating pumps, electric boilers and cogeneration units (with heat storage)** will especially help with integrating renewable electricity production [...], reducing pressure on the grid in times of high residual load as well as reducing grid shortages and the need for grid extensions.”*



*“Although the profitability of new cogeneration will be relatively weak over the next few years, it should be borne in mind that **once the demand for controllable electricity increases significantly in the future, it may be partly too late to count on cogeneration...**For us it is about **safeguarding cogeneration due to benefits in the form of system support services and contributions to a robust energy system with a secure energy supply.**”*

*“Surplus heat and waste cogeneration remain fairly constant throughout the analysis period...**cogeneration based on renewable energy provides the largest amount of district heat generation**”*

*“The remaining heat supply from current coal-fired thermal energy systems, which will not be provided through heat production in cogeneration plants, **will be provided by small heat-only plants and small decentralised cogeneration sources.**”*

*“Promotion of **future proof cogeneration** by ensuring hydrogen-readiness, including H2 blending and flexibility to accept different blends of H2”*

Conclusions

Upcoming opportunities and risks



Factors impacting CHP growth

Political

- Phase out of coal (most MS) & nuclear (DE, BE)
- Transitional role of natural gas, switching from coal (CZ, RO, PL, SI) and to ensure security of supply (SE, DE)
- Push for RES uptake and electrification

Policy

- Support schemes available in most countries
- Uncertain status for gas based CHP for upcoming years
- High administrative burden and complex procedures

Markets

- Uncertainty over volatile and increasing energy prices
- High retail electricity prices supporting the customer case for CHP (BE, CZ, DE)
- Declining wholesale power prices eroding competitiveness of CHP (DK, SE)
- Availability and affordability of green fuels for CHP
- Increasing demand for system adequacy and flexibility services

Upcoming EU legislation

- Energy Efficiency Directive Revision
- Energy Performance of Buildings - Revision
- Energy Labelling of Space Heaters – Revision
- Extension of ETS to buildings
- Green Gas Package
- EU Taxonomy

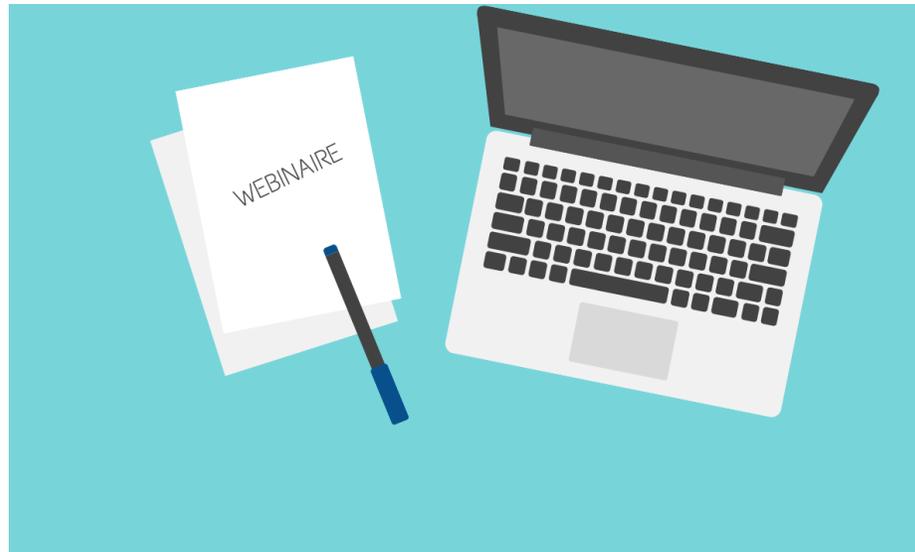
COGEN Europe • The European Association for the Promotion of Cogeneration

Avenue des Arts 3-4-5, 1210 Brussels, Belgium • T +32 (0)2 772 82 90 F +32 (0)2 772 50 44 info@cogeneurope.eu •
www.cogeneurope.eu



La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Énergies &
Mécanique Théorique et Appliquée

ENGIE

cnrs

SATIÉ

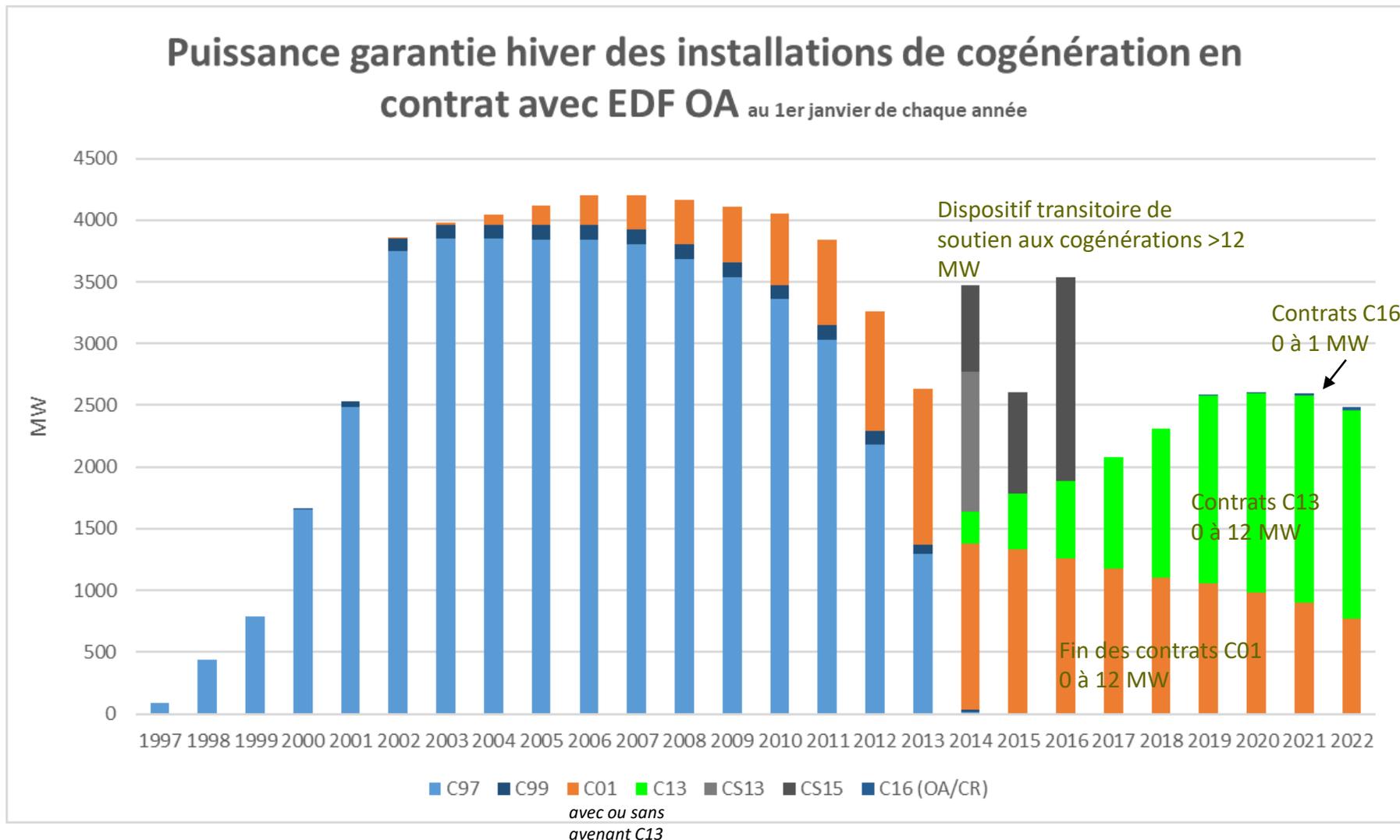
Soutien à la cogénération gaz naturel

EDF - Mission Obligation d'Achat
2 février 2022



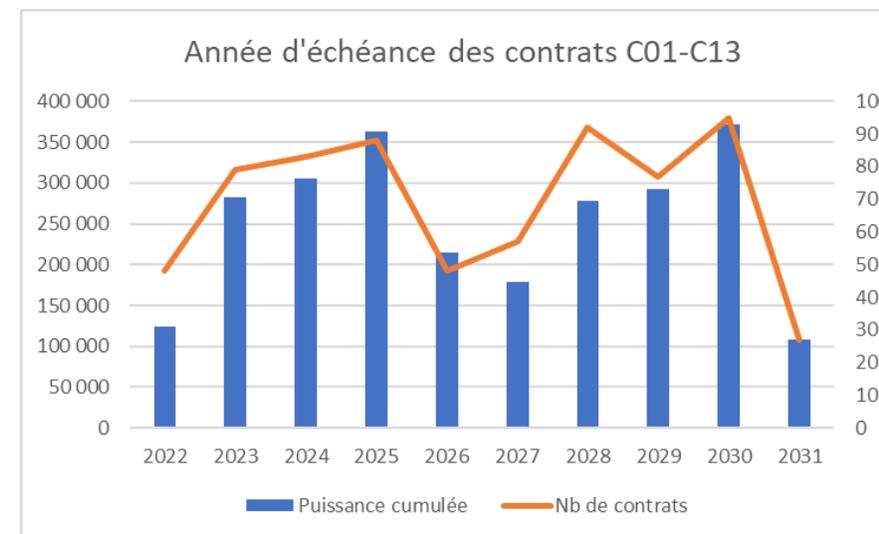
Soutien à la cogénération par EDF OA

Vue d'ensemble historique



- C01 et C13: Contrats en exécution au 31/01/2022

	Nombre	Puissance cumulée (kW)	Puissance moyenne (kW)
Contrats C01 et C13	701	2 542 668	3 630



- C16: Contrats et Demandes de contrats complètes hors projets annulés au 31/01/2022

		Nombre	Puissance cumulée (kW)	Puissance moyenne (kW)
En service	OA	63	8 670	145
	CR	19	14 203	748
	Total	72	22 873	318
Projets	OA	63	13 768	200
	CR	603	573 430	952
	Total	666	587 198	882
TOTAL		738	610 071	

- **Obligation d'achat (OA) :** l'énergie est vendue à un acheteur obligé, à tarif réglementé.

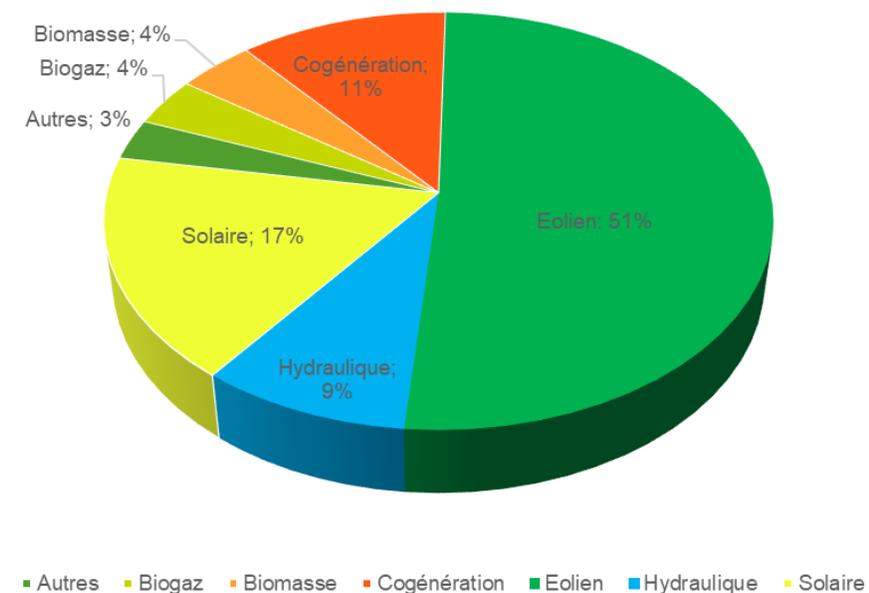


- **Complément de rémunération (CR) :** l'énergie est vendue sur le marché de l'électricité. EDF verse une prime qui s'ajoute à la recette de vente.

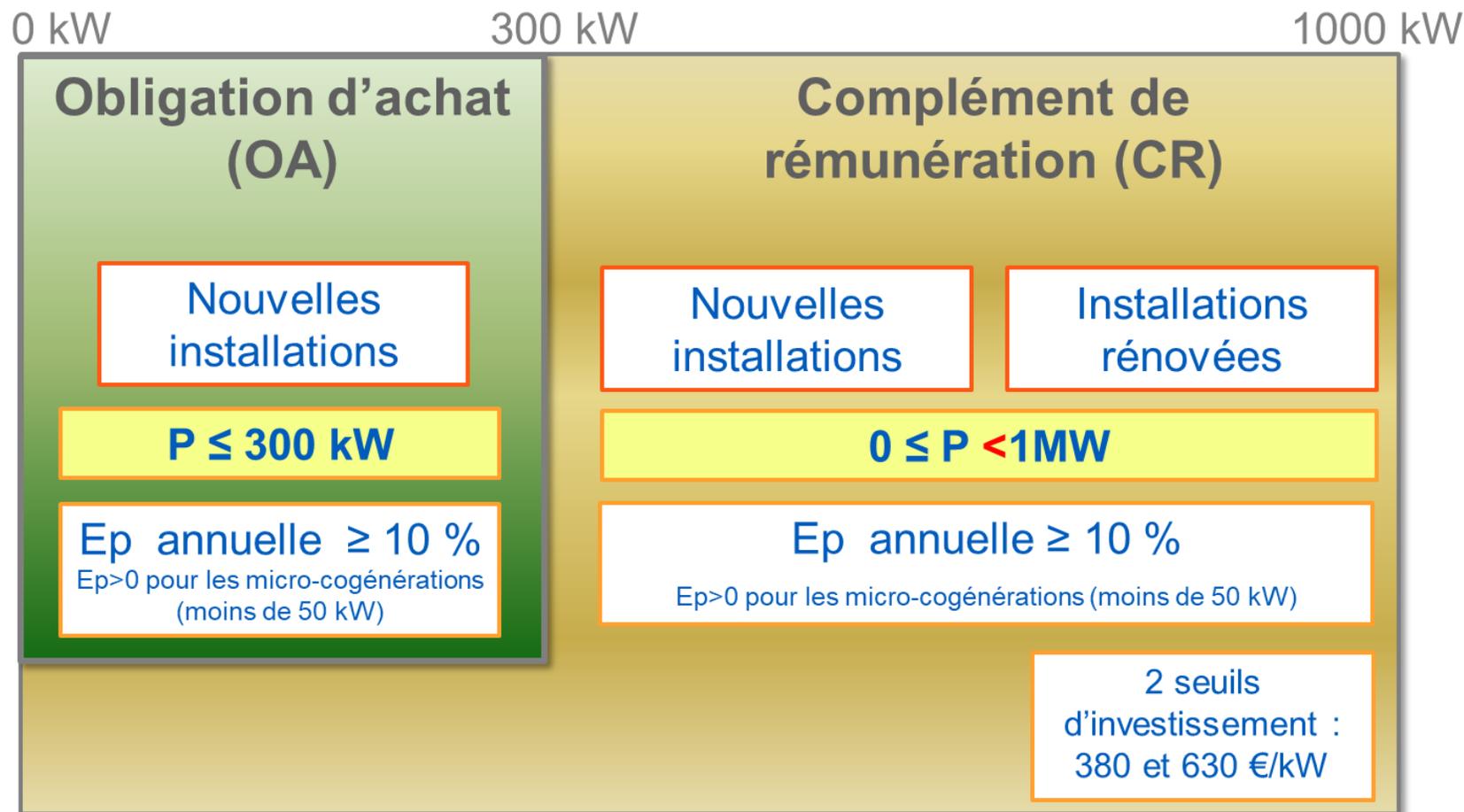


Année 2020	Toutes filières		Cogénération gaz	
	OA	CR	OA	CR
Nombre de contrats	420 000	420	798	8
Puissance installée (GW)	28,5	4	2,8	0,01
Energie achetée/soutenue (TWh)	62	6	7	0,02
Achats / primes versées aux producteurs (M€)	8 215	321	965	1
Montant d'achat / CR moyen (€/MWh)	132	49	138	48
Vente des garanties de capacité (M€)	250	-	87	-
Vente de l'énergie sur le marché (M€)	2 224	-	255	-
Coûts de gestion EDF (M€)	50			

Répartition par filière de l'énergie soutenue (OA et CR)



Le contrat C16 (arrêté du 3 novembre 2016)



Le Contrat C16

Principales caractéristiques

- Signature du contrat par anticipation
 - Prise d’effet:
 - Préavis de notification
 - Date de constat de l’attestation de conformité d’un bureau de contrôle
 - Microcogénération (< 50 kW): Attestation sur l’honneur
 - OA: demande de rattachement au périmètre d’équilibre
 - CR: obligatoirement un 1^{er} du mois
- Durée du contrat: 15 ans

	Obligation d’achat	Complément de rémunération
Actualisation du tarif	Actualisation du coefficient K à la date de demande de contrat Actualisation annuelle du coefficient L	
Rémunération	Réfaction TICGN (cf. décret n°2020-1301 du 27 oct 2020)	
Tarifification Hiver	Hiver: 1/11 au 31/03 <ul style="list-style-type: none"> • Te * Energie écrêtée à Pmax • Prime à l’efficacité énergétique 	Hiver: 1/10 au 30/04 <ul style="list-style-type: none"> • Te * Energie • Prime à l’efficacité énergétique • Prime de gestion • Déduction du prix de marché • Prime de non production • Déduction des capacités
Tarifification Eté	Prix des écarts positifs * Energie écrêtée à Pmax	∅

- Soutien aux cogénérations gaz naturel et arrêté tarifaire de 2016 abrogés depuis le 23.02.2021
- Parution du décret n°2021-1691 et de l'arrêté du 17 décembre 2021 modifiant l'arrêté du 2 novembre 2017 relatif aux modalités de contrôles des installations de production d'électricité (cogénérations supérieures ou égales à 50 kW)
 - Transmission de l'attestation de conformité initiale à l'acheteur obligé avant le 19 juin 2022 (si cela n'a pas déjà été fait)
 - En cas de remplacement à l'identique d'un dispositif de comptage servant au calcul d'Ep, possibilité de limiter le contrôle au dispositif remplacé
 - Suppression du plafonnement des avoirs CR des contrats en « guichet ouvert »

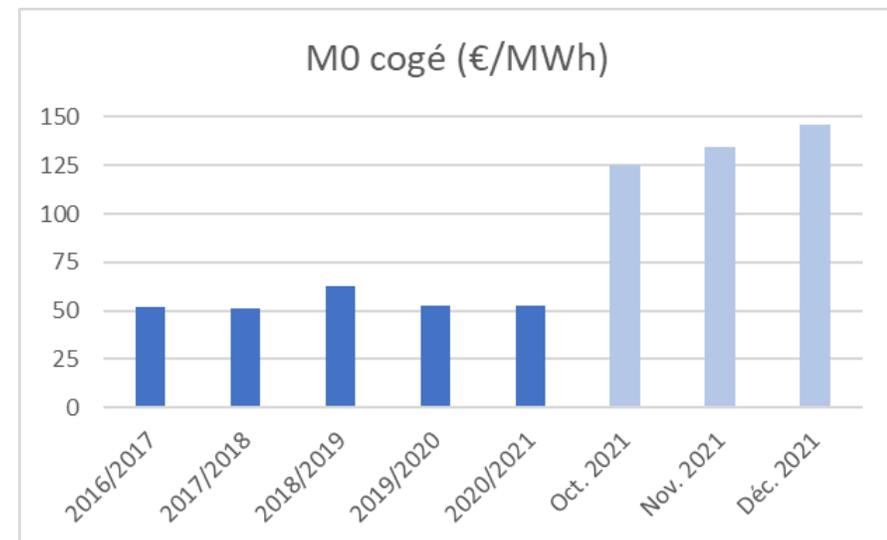
- Prix de marché élevés

- C13

- Appels plus nombreux des installations en mode MDSE : 31 appels C13, 20 appels C01 entre novembre 2021 et janvier 2022
- Plafonnement de la composante gaz de la rémunération les 21, 22, 23 décembre 2021

- C16:

- OA et CR: La DGEC a confirmé la prise en compte du tarif TRVG non gelé dans la composante de rémunération fonction prix du gaz
- CR: Émission d'avoirs lorsque le tarif du contrat est inférieur au M0. [Article](#) sur le site EDF OA



Focus sur la facturation C16OA des microcogénérations

- Facturation annuelle

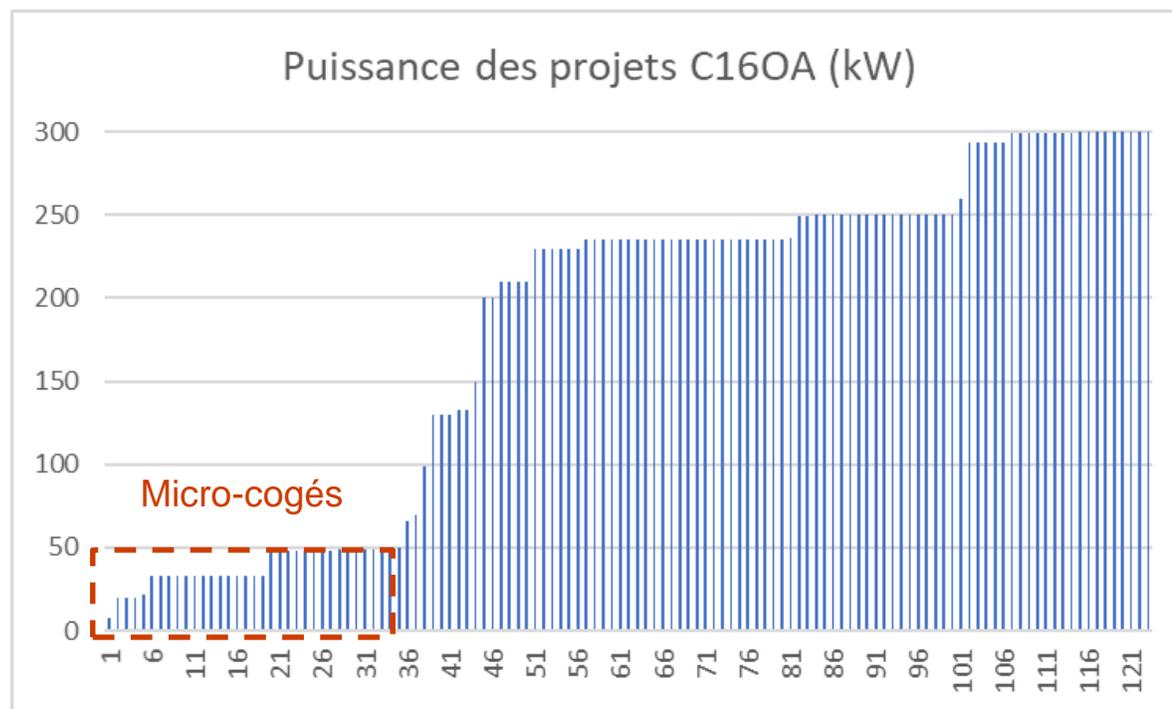
<!-- Rappel le numéro de contrat sur la facture et intégrer la réfaction liée à l'exonération de taxe TICGN

- En cas de compteur élec à index



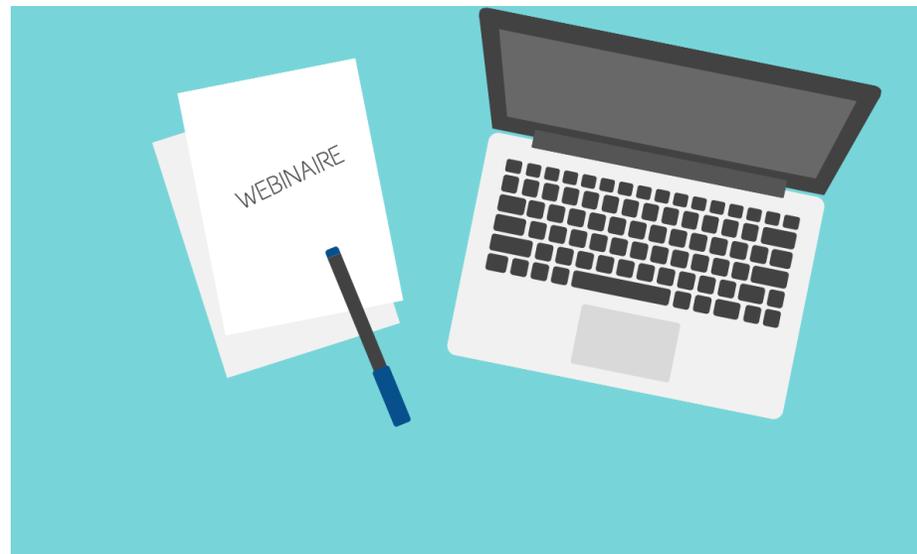
- La première et la dernière relève effectuée entre le 15 octobre et le 15 avril déterminent la production hivernale. Sans ces relèves, toute la production est considérée en été
- Fournir les relevés mensuels (effectués par le producteur)
 - Nécessaires au contrôle des factures par EDF OA (Te varie mensuellement)
 - Sans ces relevés, la production mensuelle considérée est la moyenne arithmétique de la production hivernale ramenée au mois

Demandes complètes de contrats et contrats signés



La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Energies &
Mécanique Théorique et Appliquée

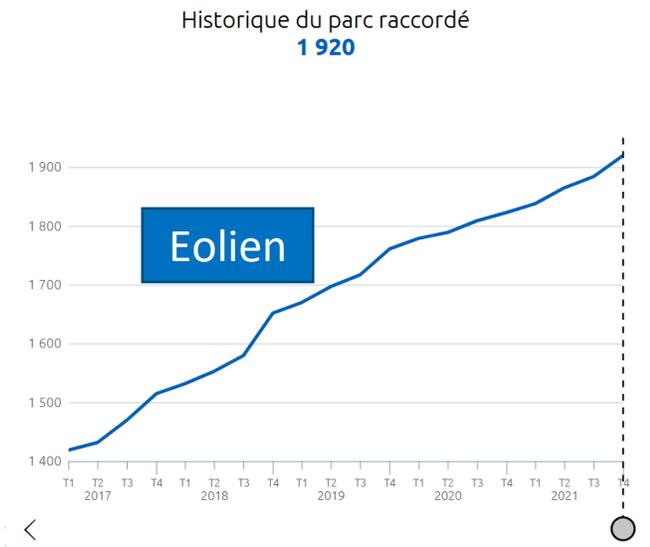
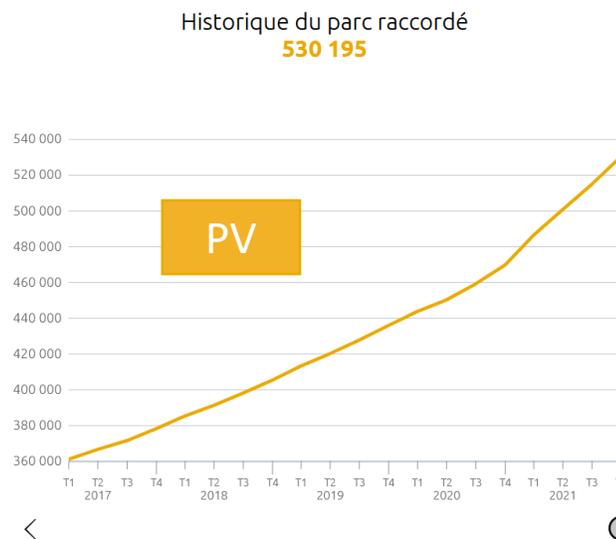
ENGIE

cnrs

SATIÉ
1

Un T4 exceptionnel concernant le photovoltaïque (PV) et le Stockage

| Type de prod | Nombre | Puissance (MW) |
|-----------------|----------------|-----------------|
| Total | 536 640 | 33 901,8 |
| PV | 530 195 | 11 673,2 |
| Eolien | 1 920 | 16 093,8 |
| Stockage pur | 116 | 100,4 |
| Autres filières | 4409 | 5 985,8 |



Nouveaux Records



T4 VS T3

Pour l'ensemble des installations

- + 1146 MW
- + 15 591 installations

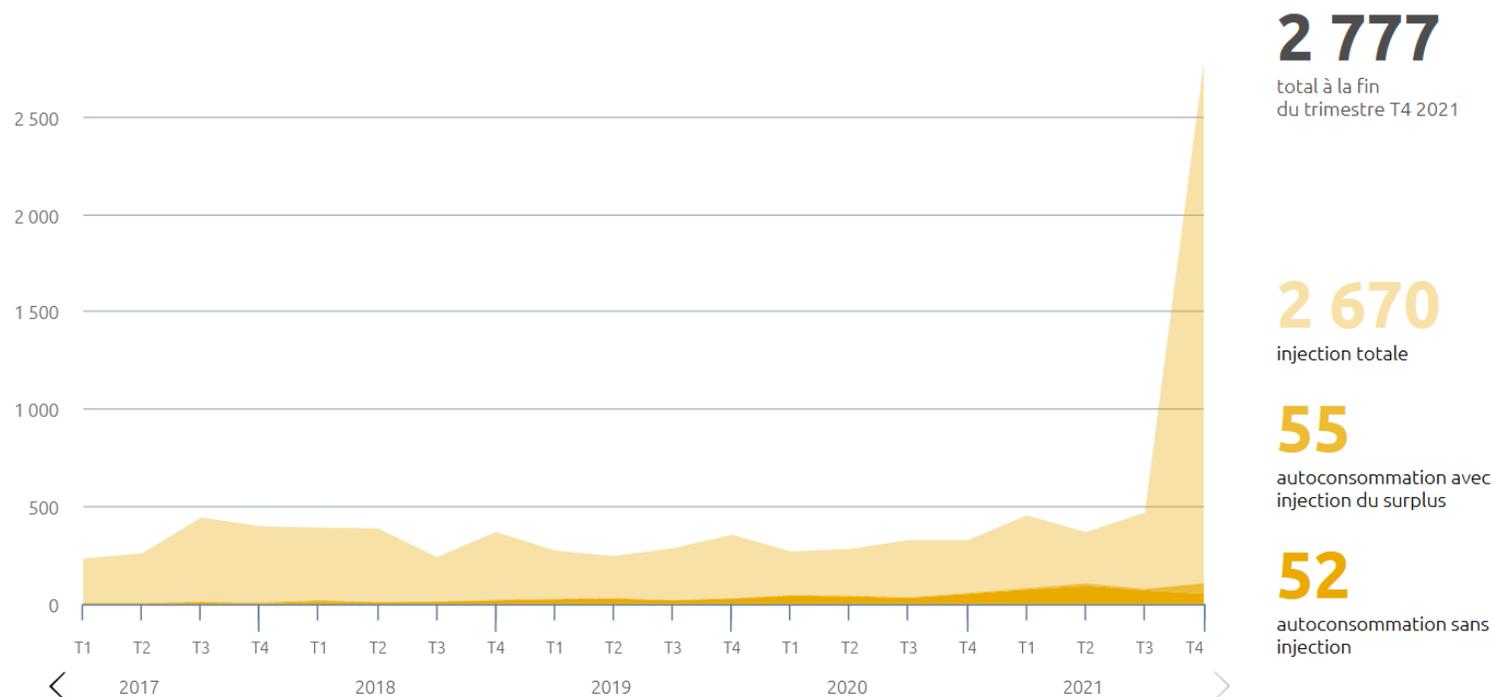
Dont pour le PV:

- + 750 MW
- + 15 473 installations

Dont pour l'éolien:

- + 337 MW
- + 36 installations

Un effet « Boom » du nouveau tarif S21 sur les projets PV de puissance]100,250 kVA]



2 777

total à la fin
du trimestre T4 2021

2 670

injection totale

55

autoconsommation avec
injection du surplus

52

autoconsommation sans
injection

Une année sous le signe du PV

Bilan des filières Enr

Nouveaux raccordements

+ 60 899

Soit + 180% par rapport à 2020

Et + 197% par rapport à 2019

Nouvelle puissance raccordée

+ 3,6 GW

Soit + 205% par rapport à 2020

Et + 166% par rapport à 2019

Fait marquants de l'année 2021



PV – Une année d'exception

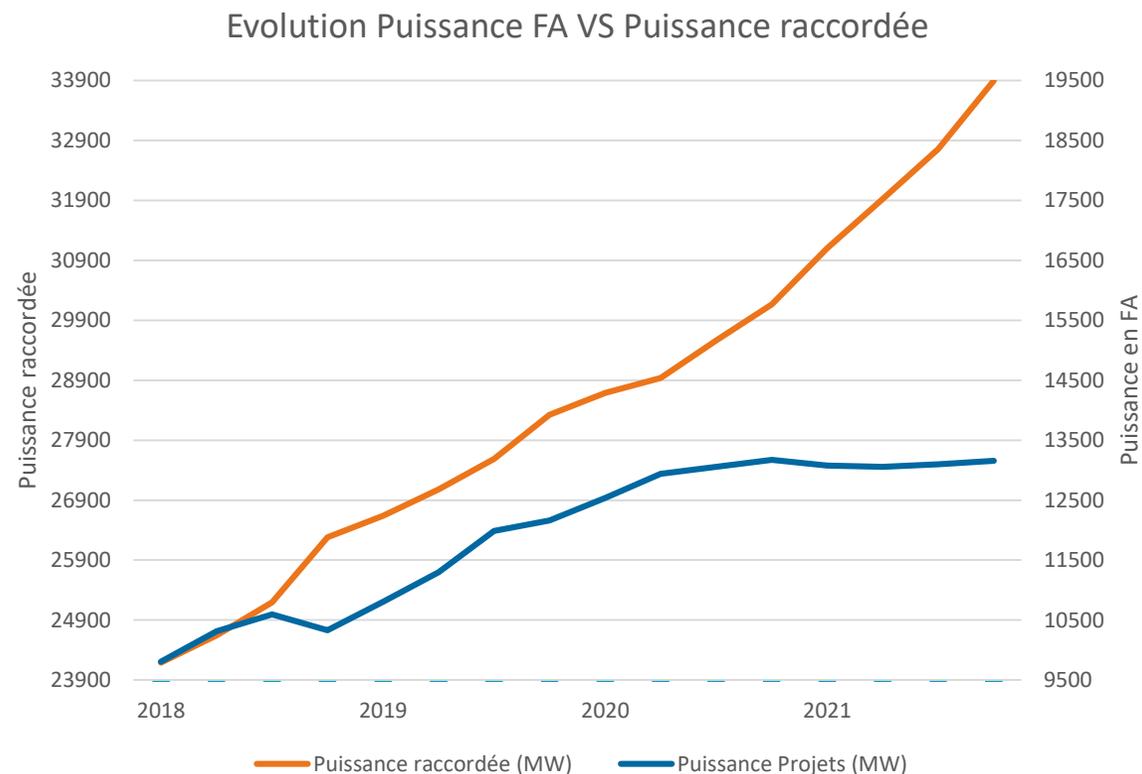
- En nombre: + **60 676** (Soit **99,6%** des raccordements d'EnR)
- En puissance: + **2,54 GW** (Soit **71%** de la puissance totale des Enr)
- Par rapport a 2020: **2 fois plus** de raccordements PV en nombre et en puissance



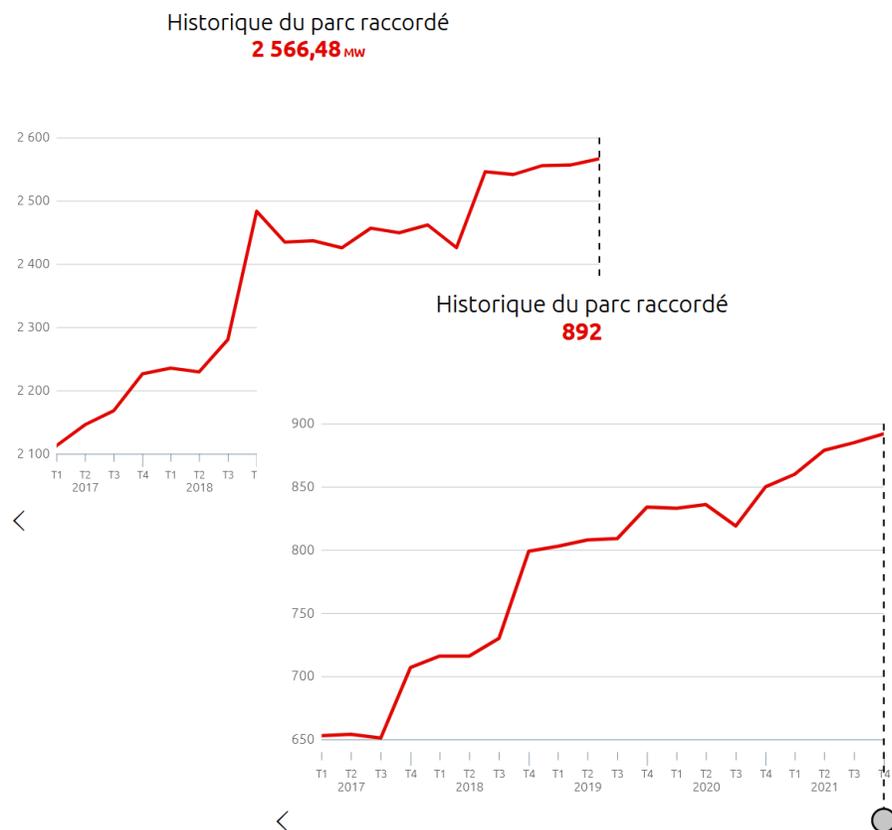
Eolien – Une reprise timide

- En nombre: + **97**
- En puissance: + **1GW** (Soit **28,2%** de la puissance totale des Enr)
- **50 % de raccordement en plus** (nombre et puissance) par rapport a 2020 mais toujours **20 % de moins** que les années précédentes

Une stabilisation de la file d’attente des raccordements malgré une très forte demande



Un développement mesuré



Par rapport au T3 2021

- + 7 installations
- + 9,8 MW

Bilan sur l'année 2021

- En nombre: + 42 (presque 3 fois plus qu'en 2020 mais 2 fois moins qu'en 2018)
- En puissance: + 20,4 MW (4 fois moins qu'en 2020 et 10 fois moins qu'en 2018)
- Davantage de cogénération avec des petites puissances sur 2021

Raccordement des producteurs au réseau BT

Nouvelle consigne d'absorption d'énergie réactive

Objectif : augmenter les capacités d'accueil pour les producteurs

- Enedis souhaite généraliser l'absorption de réactif des producteurs BT pour favoriser leur accueil sur les réseaux de distribution
- L'absorption de réactif par les producteurs :
 - Diminue l'augmentation de tension engendrée par l'injection d'actif
 - Mais génère une augmentation des pertes sur le réseau basse tension



L'absorption de puissance réactive réduit les contraintes sur le RPD

Et accroît la capacité d'accueil

Raccordement des producteurs au réseau BT

Nouvelle consigne d'absorption d'énergie réactive

- Evolution des dispositions réglementaires

- Règles jusqu'au 1^{er} août 2021

- Fixées par le TURPE 5 et le contrat d'accès CARD-I BT
 - Consigne en BT : $\text{tg } \varphi = 0$ ou $\text{cos } \varphi = 1$
 - L'énergie réactive injectée ou absorbée est facturée (Composante énergie réactive BT)

- Depuis le 1^{er} août 2021

- TURPE 6 → Composante énergie réactive BT = 0
 - Evolution de la DTR Enedis
 - » Enedis-NOI-CF_113E : nouvelles règles de facturation
 - » Enedis-FOR-CF_14E et 17E : CARD-I BT mis à jour



Suppression de la facturation
de l'énergie réactive en BT

Avant mise en application
d'une nouvelle consigne
d'absorption

Raccordement des producteurs au réseau BT

Nouvelle consigne d'absorption d'énergie réactive

Consigne en absorption :

$\text{tg } \varphi = - 0,35$ équivalent à $\text{cos } \varphi = 0,94$ sous excité

Evolution de la DTR Enedis prévue au T1 2022

- Offres de raccordement (PTF, PDR)
- Convention de raccordement
- Contrats d'Accès et d'Exploitation
- Contrôle de conformité (Enedis-PRO-RES_64E)

Pour mise en application envisagée en 2022

Calendrier de transition en cours de mise au point



**30% de capacité d'accueil
supplémentaire pour une
même élévation de tension**

Pas de règlement des écarts à 15 minutes Mise en application au 1^{er} janvier 2025

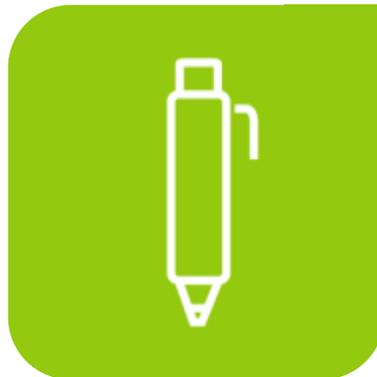
Mise en oeuvre du Règlement Européen 2017 / 2195 « Guideline on Electricity Balancing (EGBL) » entré en vigueur le 18 décembre 2017

Application en France à partir du 1er janvier 2025 (Suite à dérogation accordée par la CRE dans sa délibération du 14/11/2018)

- Adaptation des pas de mesure des productions et consommations de chaque utilisateur du réseau pour la reconstitution des flux assurée par Enedis et RTE
- Tous les acteurs de marché sont concernés par ces évolutions et en premier lieu RTE, Enedis, les ELDs et les Responsables d'Equilibre
- En pratique pour Enedis, ceci implique le changement des pas de comptage, sans changement de matériel, afin de collecter 3 ans d'historique de données à 15' tel que requis par les R.E.

Calendrier de déploiement :

- **En 2022**, reprogrammation des compteurs aux pas :
 - 15 mn : sites ≤ 36 kVA . Seuls les points relevés en courbe pour la reconstitution des flux sont concernés (soit 2% du parc). Les points profilés ou relevés en courbe pour d'autres usages ne sont pas touchés.
 - 5 mn : sites > 36 kVA , reprogrammation sur la période avril à septembre 2022 (Tous les points du parc sont concernés)
 - Durant la phase de reprogrammation, les données collectées étant hétérogènes seront toutes converties au pas 10' pour avoir des flux homogènes
 - Une fois tous les compteurs reprogrammés, les flux seront basculés au pas 5' (date en cours de concertations)
- **En 2024** : phase à blanc (bilans de consommation/production calculés au pas 15')
- **A partir du 1er janvier 2025** : Facturation des écarts au pas 15'



Pierre ROSSI

Direction Clients et Territoires
Pôle Transition Energétique
Tél : 07 64 57 67 42
pierre.rossi@enedis.fr

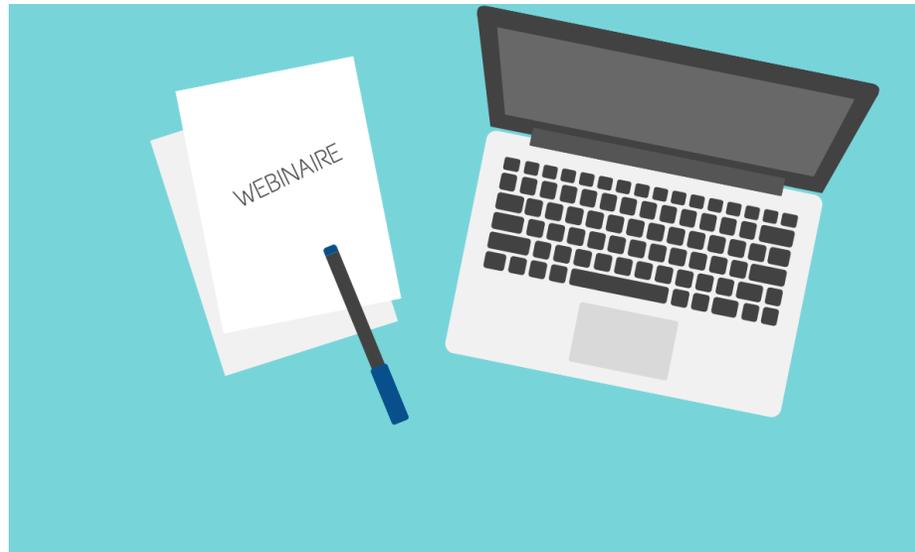
Alain GROUD

Direction Clients et Territoires
Pôle Transition Energétique
Tél : 06 63 48 03 88
alain.groud@enedis.fr



La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Énergies &
Mécanique Théorique et Appliquée

ENGIE

cnrs

SATIÉ



Michel FRUCHART

Parc de production Cogénération GAZ

Moteurs

- 200 unités
- 350 MW
- P unitaire de 20 à 9000 kW
- 10 constructeurs

Turbines

- 45 unités
- 700 MW
- P de 5 à 125 MW
- 4 constructeurs



245 unités

> 1 GW

Parc de production Cogénération GAZ

Micro et Mini cogénération

- 26 unités de 200 à 250 kW
- 14 unités de 48 kW
- 20 unités de 33 kW
- 2 unités de 20 kW
- 4 constructeurs

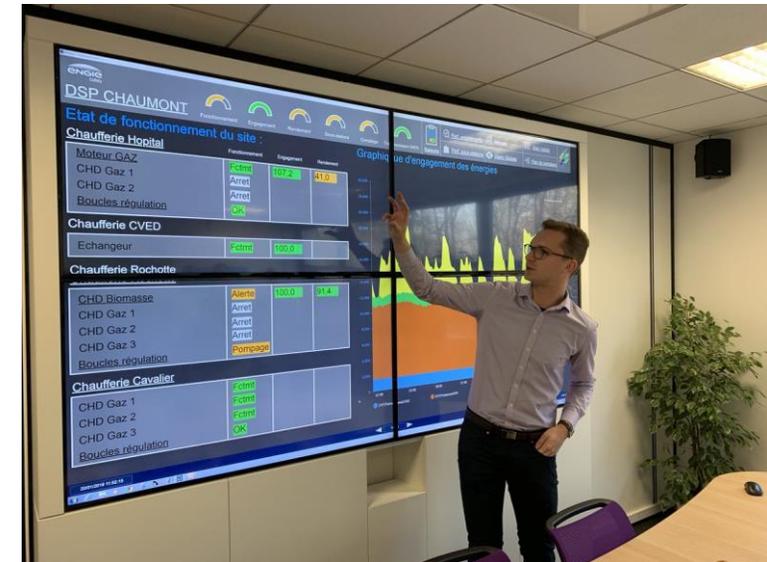


62 unités

7,2 MW

Outils de suivi du Parc de Cogénération

- ✓ Données contractuelles
- ✓ Tableau de bord
- ✓ Alerting et mesures en temps réelles
- ✓ Télé surveillances, progiciels constructeurs



Prix du gaz

- Conditions d'achats
- Conditions de facturation à EDF OA.

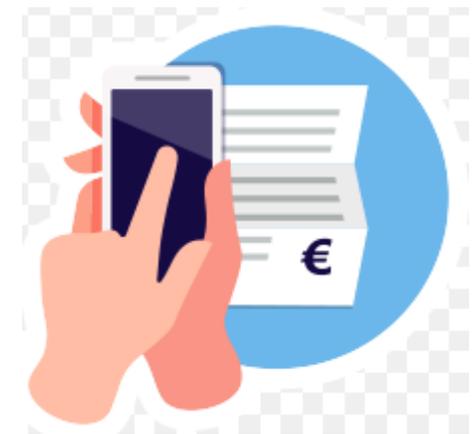


Contrôles réglementaires

- Echéance à respecter
- Informer les exploitants
- Traiter les anomalies

Facturation

- Récupérer les index et courbes de charges
- Facturer en évitant les rejets
- Réfaction TICGN



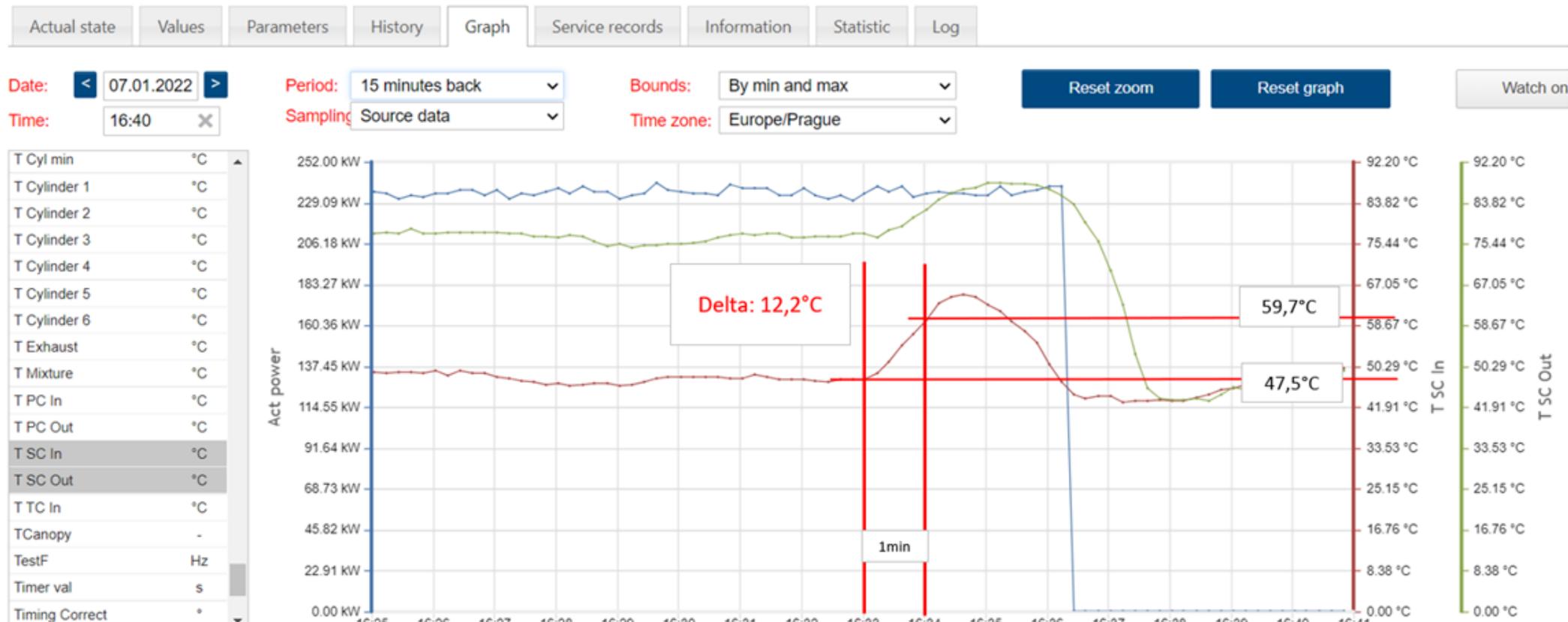
Exploitation

- Dépannage
- Maintenance programmée
- Mise en place d'un stock de pièces de rechange

Points d'attention de l'exploitation

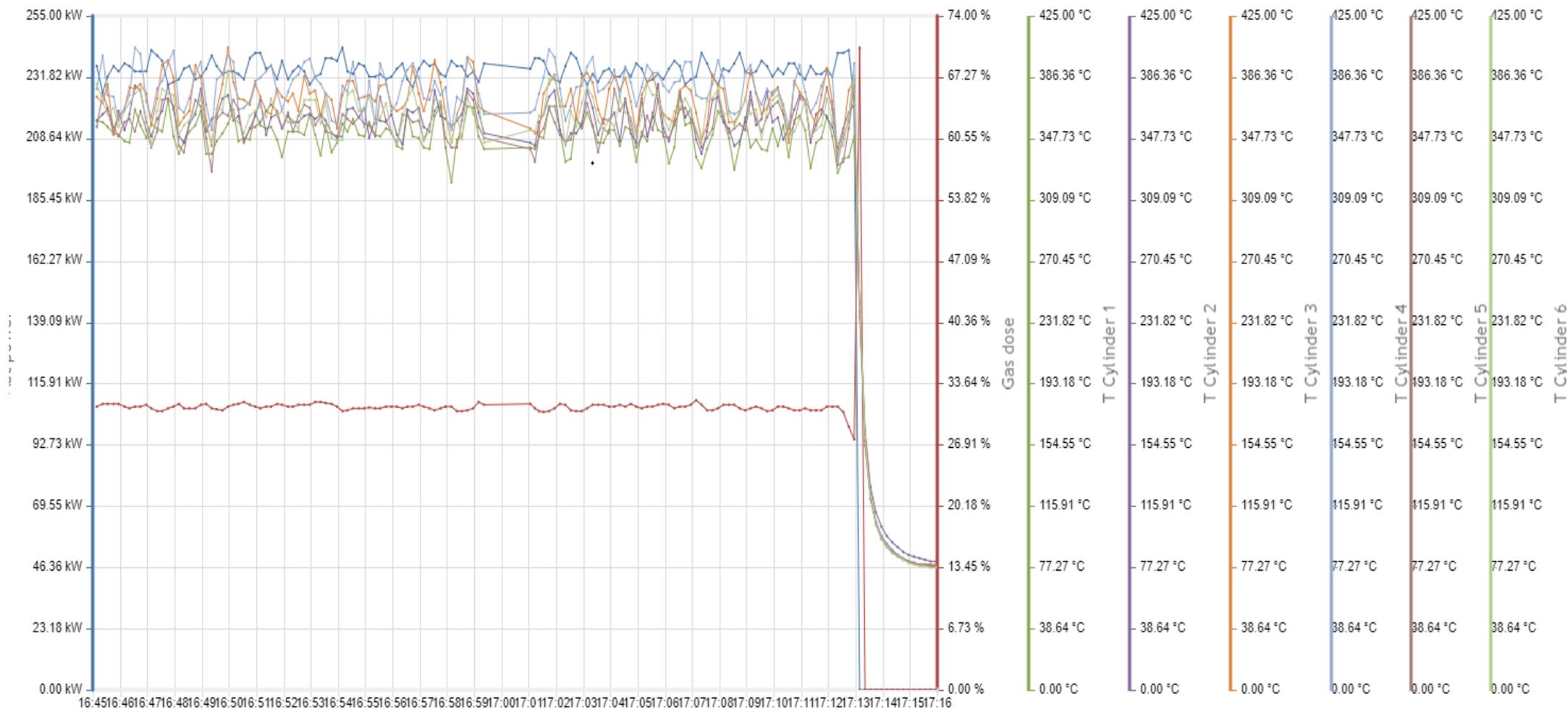
- Connectivité des machines et alerting
- Diagnostic à distance
- Redémarrage automatique et à distance
- Accompagnement et formation des exploitants
- Analyse d'huile
- Respect des programmes de maintenance

Incident 1



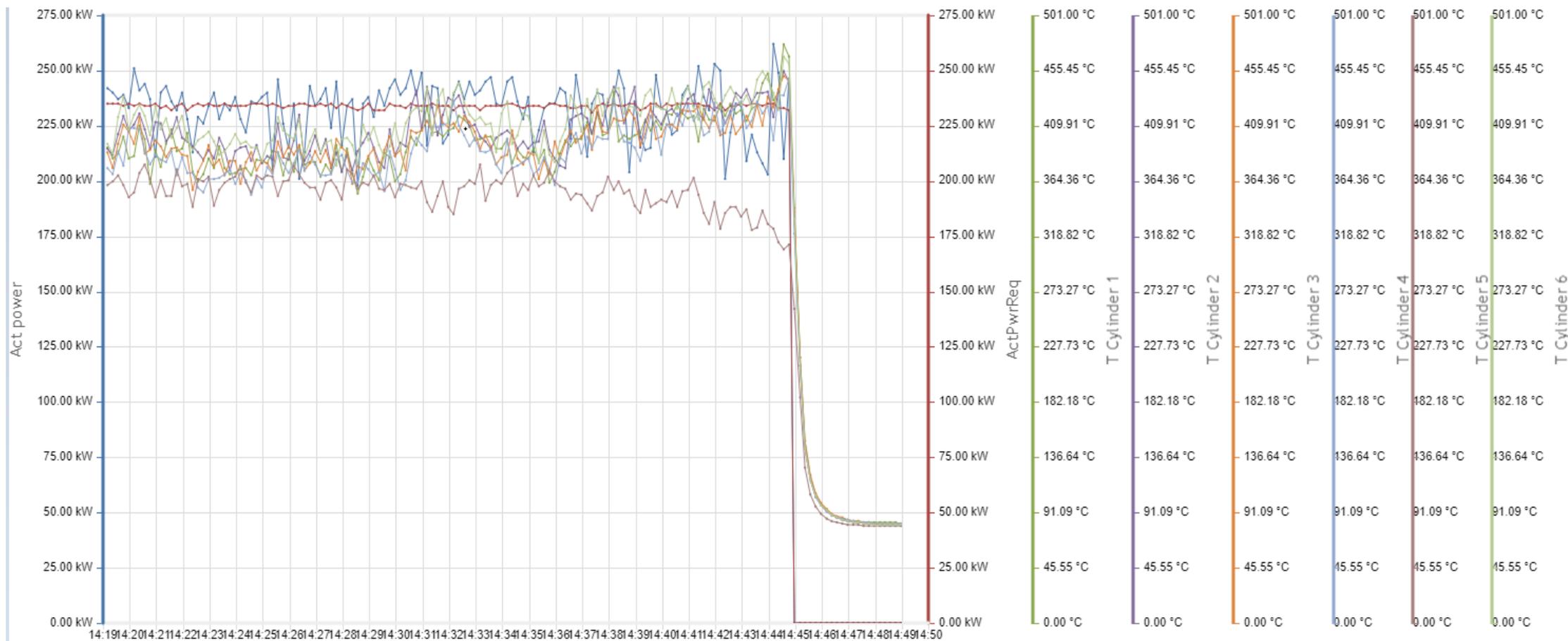
Montée de température trop rapide : limite 40 à 70 ° avec un max de 1 ° par minute

• Incident N° 2



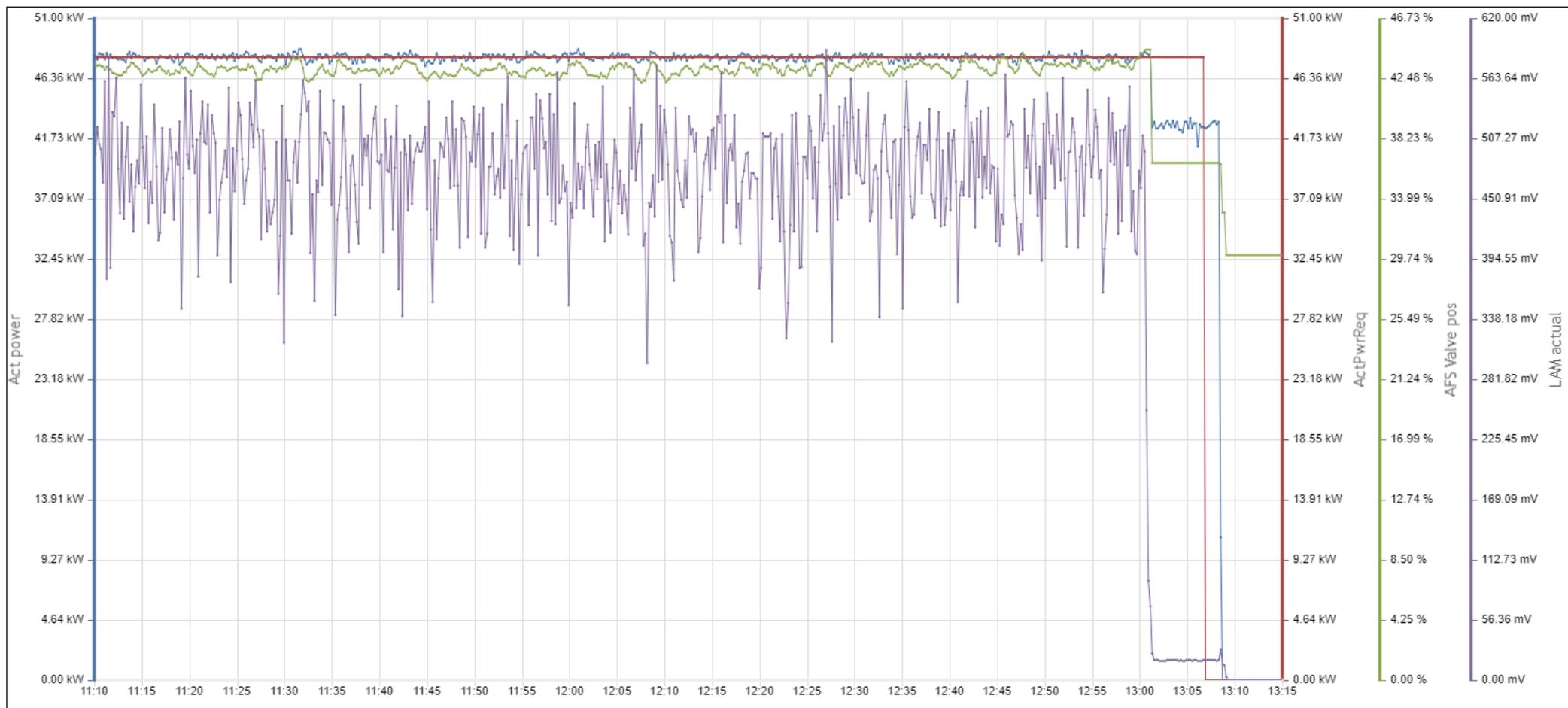
Température instable des cylindres

Incident N° 3



Température basse d'un cylindre

Incident n° 4



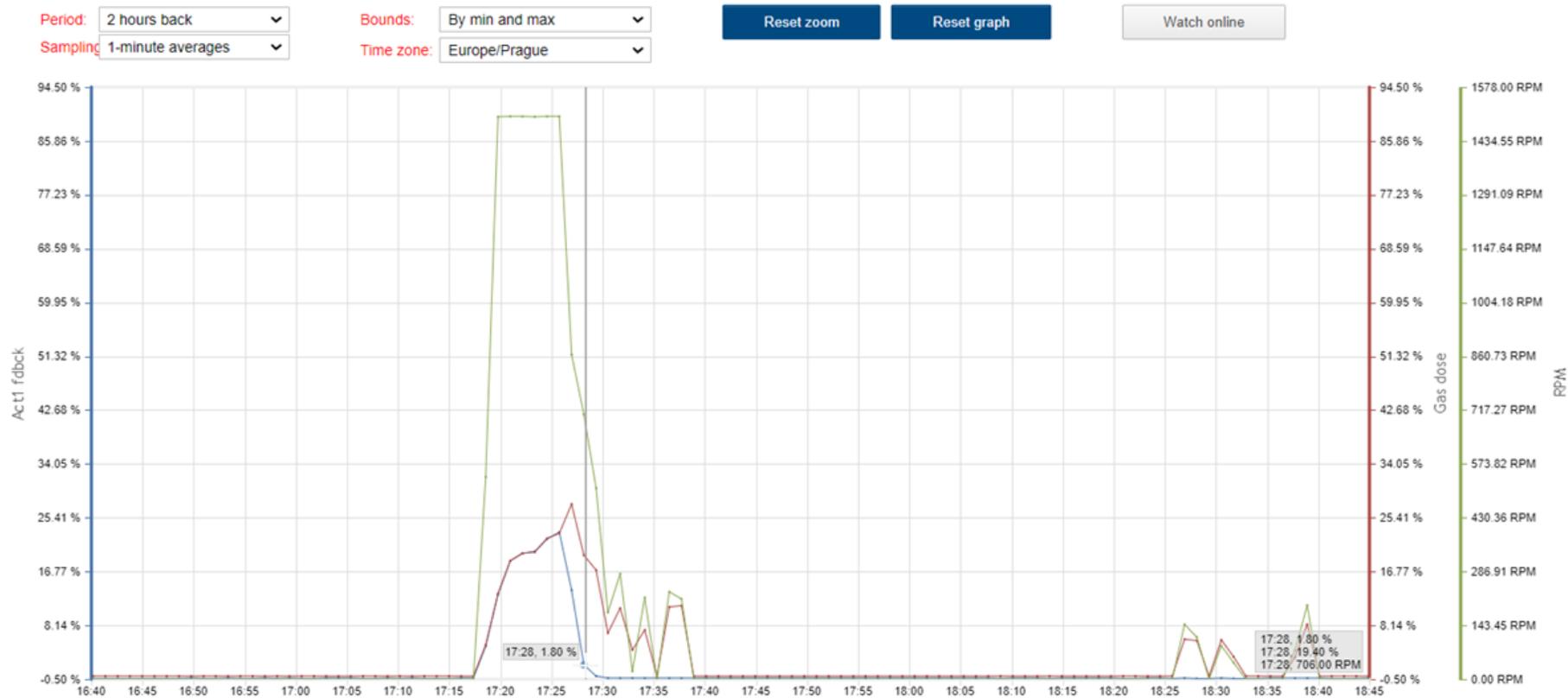
Sonde Lamba défectueuse

Incident n°5

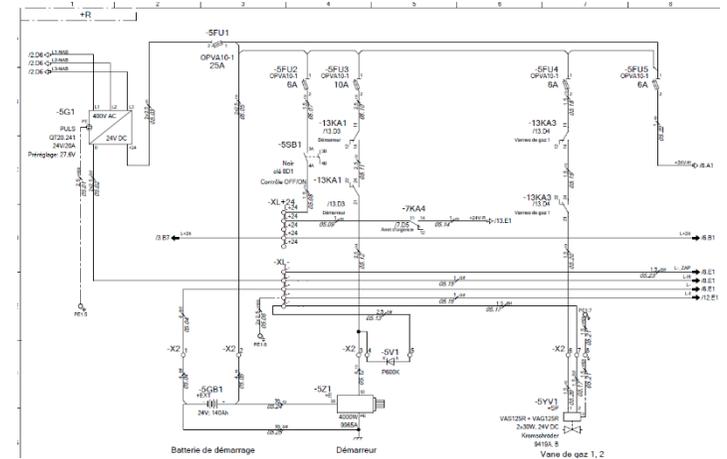
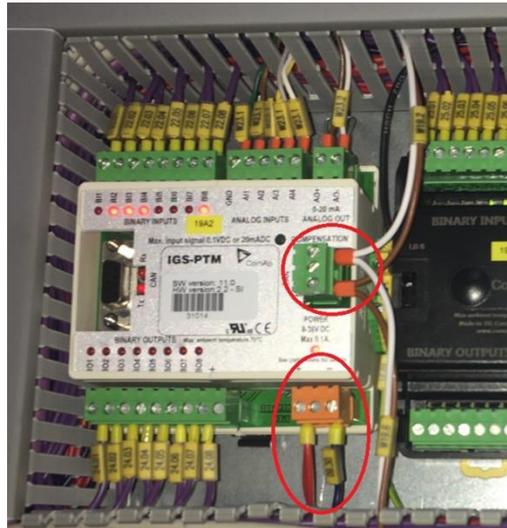
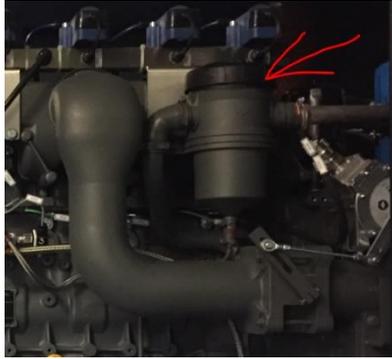


Echange du filtre déshuileur et des bougies / réglage gaz

Incident n°6



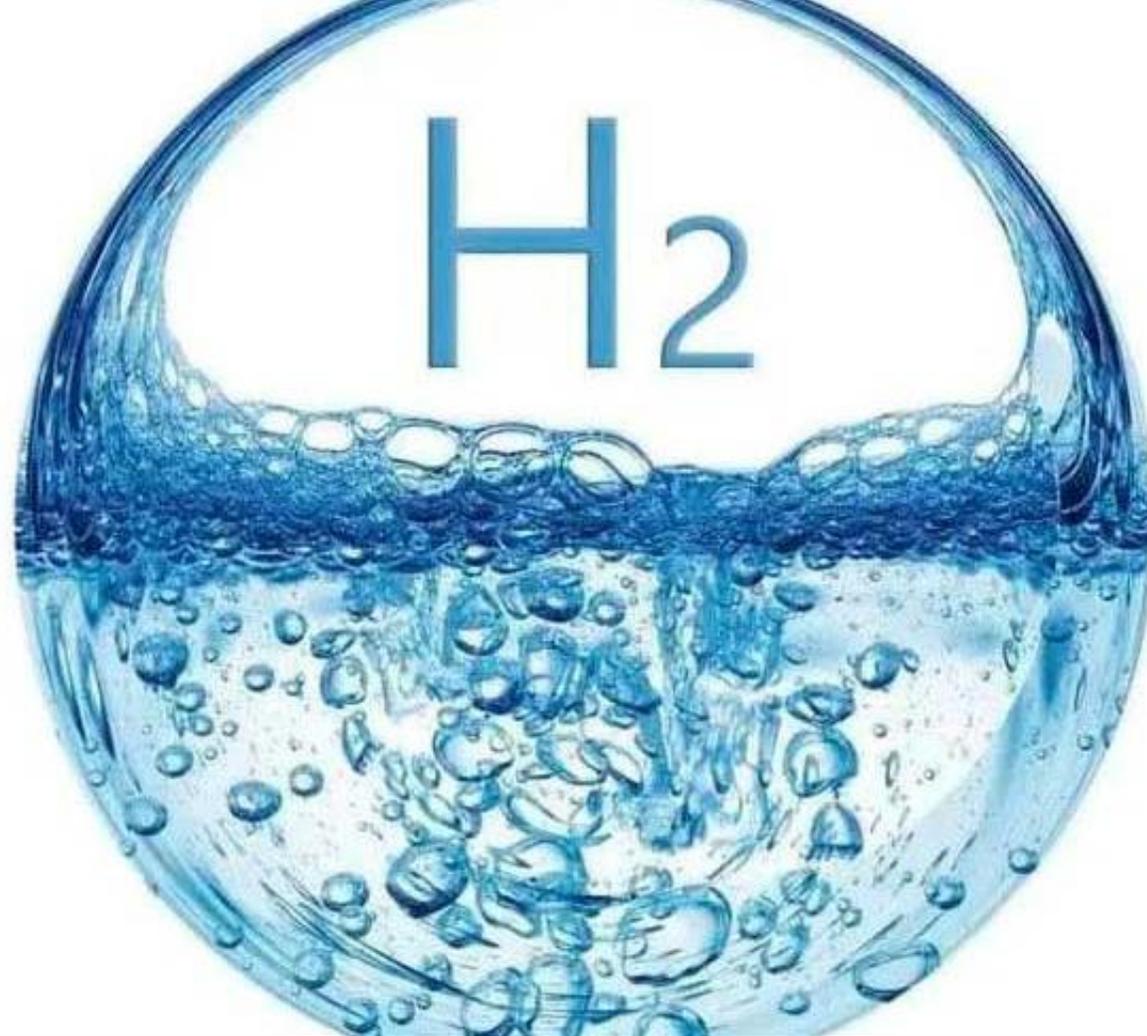
Papillon gaz défaillant





la cogé





H2, réseau gaz et Cogénération

Où en est-on ?

Webinar Club cogé ATEE – 02/02/2022
Youness HSSAINI – Responsable efficacité énergétique

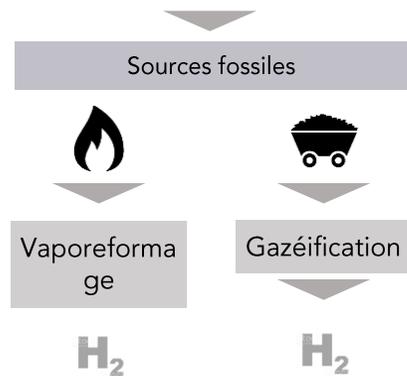


H₂ Vert - H₂ Bleu - H₂ Gris : Les différents types d'hydrogène

L'avènement de l'hydrogène comme vecteur énergétique pour décarboner l'économie s'est accompagné d'une définition de différentes typologies d'H₂

H₂ « gris »
= carboné

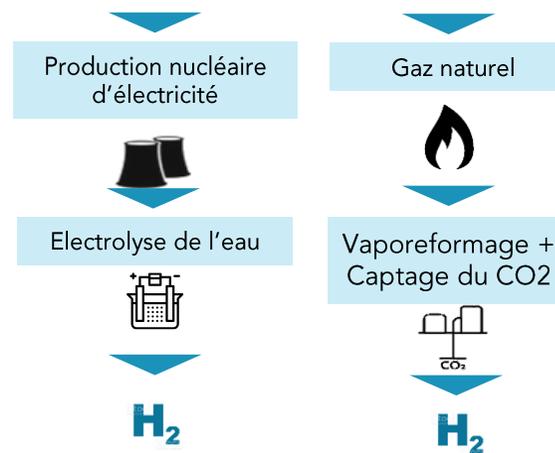
H₂ produit à partir de sources fossiles (vaporeformage de gaz naturel ou gazéification du charbon)



H₂ « bleu »
= bas carbone

Concept pour désigner l'H₂ produit :

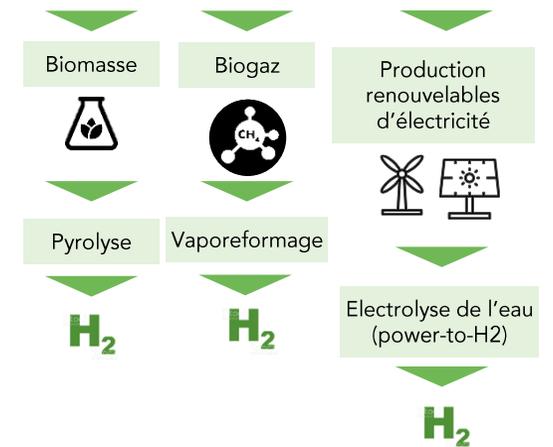
- Par électrolyse à partir d'électricité nucléaire, ayant un contenu carbone faible
- Par vaporeformage de gaz naturel avec capture et stockage du CO₂



H₂ « vert »
= renouvelable

H₂ produit à partir de sources renouvelables :

- Électricité renouvelable (électrolyse)
- Biomasse (pyrolyse)
- Biogaz (vaporeformage)



GRDF explore via des programmes de R&D 3 voies de valorisations distinctes de l'hydrogène dans les réseaux

Faisabilité technique court terme



Méthane de synthèse

5 lauréats de l'AAP GRDF

- Démonstration de projets industriels en cours de structuration
- Travaux sur l'intégration biométhane et H₂ pour optimiser les modèles économiques
- ACV en cours pour attester de la valeur environnementale du méthane de synthèse

Voie à moyen terme pour des zones particulières



Mélange



2014-2020

- Injection 20%_{vol.} techniquement réalisable sur réseau de distribution neuf alimentant des bâtiments neufs (résidentiel, tertiaire)
- Travaux R&D en cours sur les taux max acceptables pour le réseau existant, les équipements clients existants
- Recherche sur les membranes

Perspectives 2035-2040



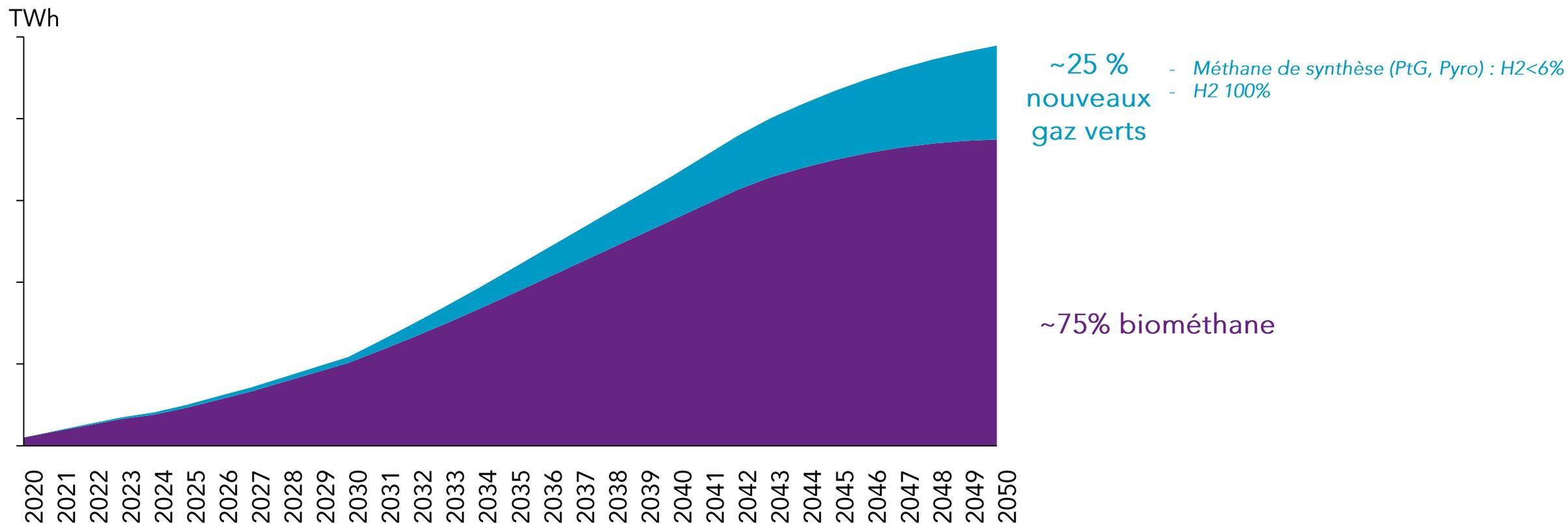
Réseaux H₂

Expérimentation à structurer

- Un référentiel technique et réglementaire à construire en distribution publique
- Plateforme de formation ciblée pour 2024 (démonstration de la faisabilité, travaux sur les normes et standard, formation filière, y.c. aval compteur)
- Emergence en priorité dans les écosystèmes industrialo-portuaires ; cible : expérimentation terrain pour 2025

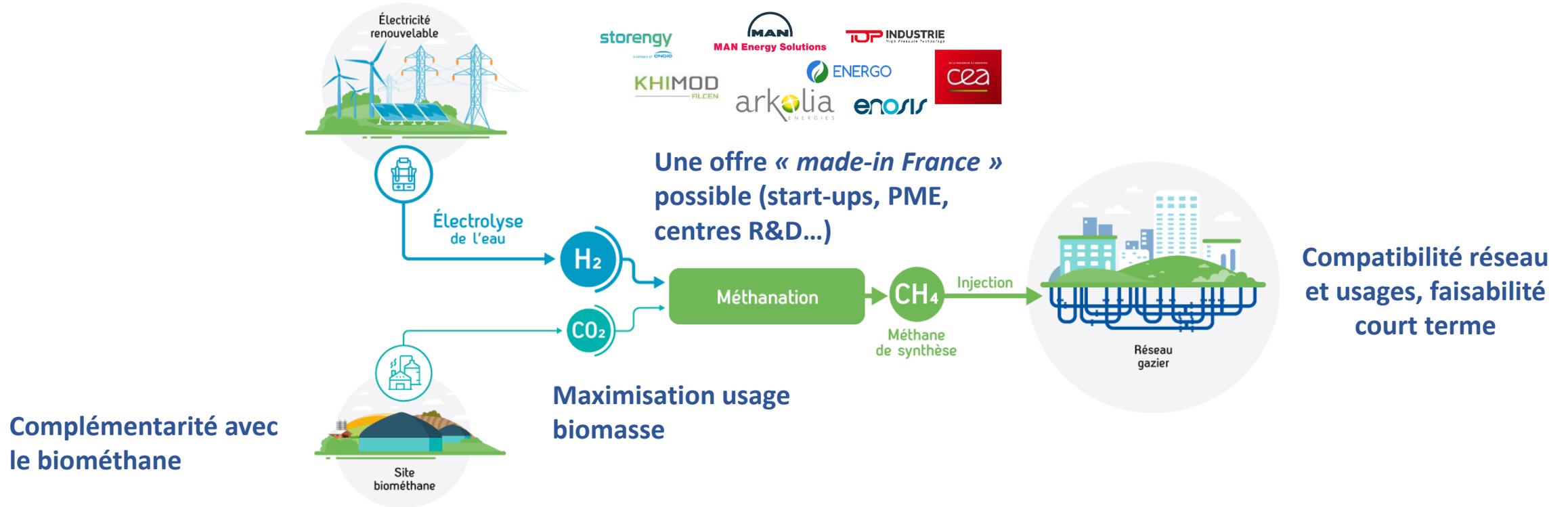
Les nouveaux gaz vert sont un relais indispensable du biométhane pour accompagner la décarbonation des usages raccordés au réseau de distribution

SCÉNARIO OFFRE GAZ VERTS – 2050 [PÉRIMÈTRE GRDF] – MARS 2021

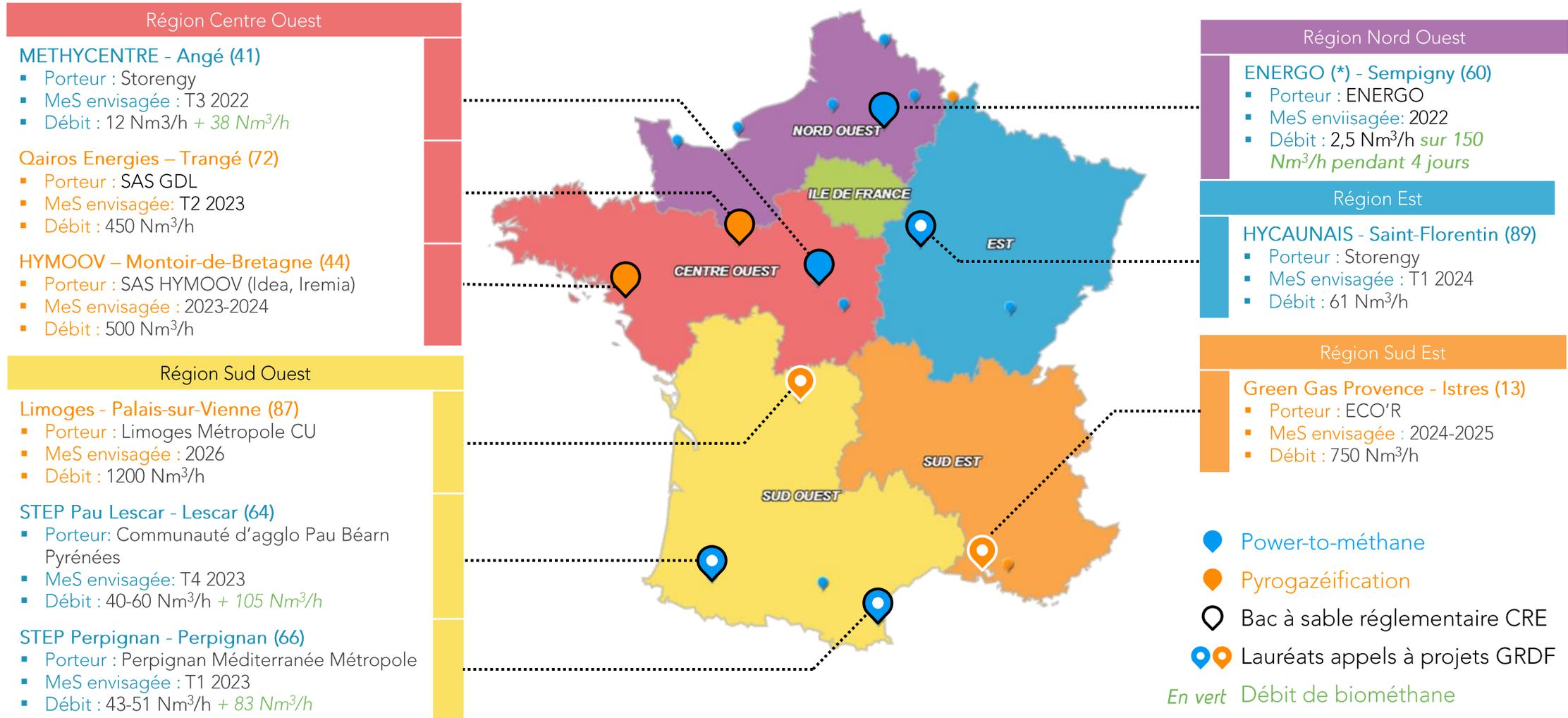


A la maille distribution, le méthane de synthèse issu du Power-to-gas devrait représenter l'essentiel des volumes

LES ATOUTS DU POWER-TO-METHANE



GRDF accompagne 9 projets de méthane de synthèse (bac à sable CRE et projets issu de l'AAP R&D GRDF)



(*) : Energo : démonstrateur technologique - étude en cours pour regarder les conditions d'injection dans le réseau pendant 4 jours - au regard des échanges avec la DGPR

Des réseaux de distribution H₂ alimentant des clients industriels, mobilité voire résidentiels pourraient émerger à proximité du « backbone transport » d'ici 2040

CIBLES DE DÉVELOPPEMENT DE POTENTIELLES DISTRIBUTIONS PUBLIQUES D'H₂

Consommateurs H₂
existants



H₂ comme matière première
(production de plastique, verrerie,
métallurgie, H₂O₂...)



Mobilité
(en particulier la mobilité lourde)

› Cibles prioritaires à
l'horizon 2030



› Développement de
l'H₂ dans les bâtiments
« par capillarité »
avec les autres
secteurs

› Développement de la
chaleur industrielle H₂
– moyennant une
faisabilité technique

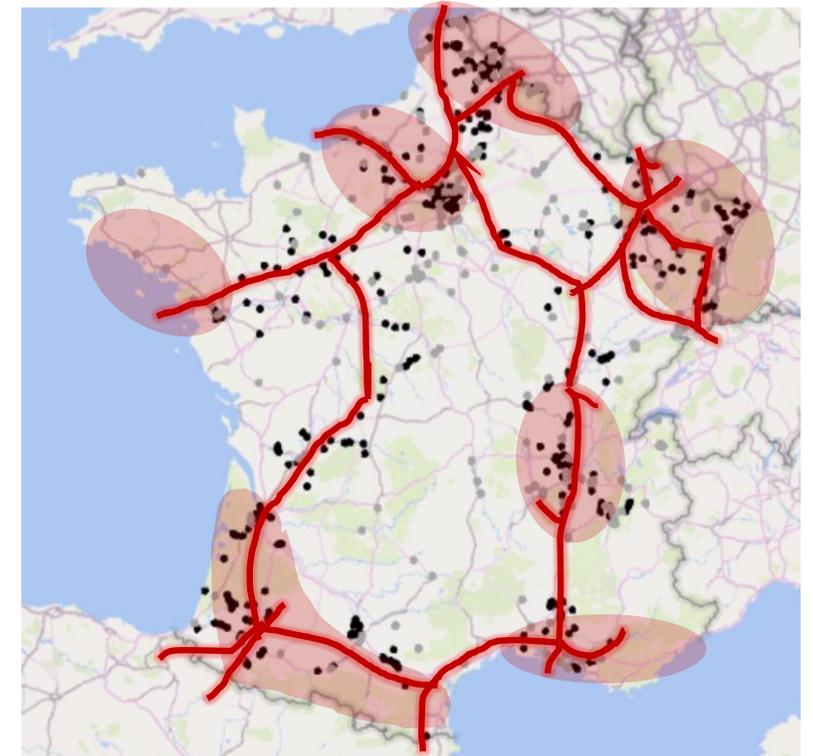
Consommateurs
gaz Naturel



Bâtiments résidentiels et
tertiaires



Chaleur industrielle
(moyenne et haute température)



— Tracé du Backbone H₂ en 2040

● Zones de consommation et production d'H₂ identifiées lors
de la consultation menée par GRTgaz et Terega

La trajectoire d'intégration de l'H2 dans les réseaux bénéficiera au développement des cogénérations

- Le club cogénération de l'ATEE recommande, pour les cogénération et les turbines existantes de ne pas dépasser une concentration de 5% d'H₂
- Les constructeurs travaillent déjà au développement de produits adaptés à du 100% H₂
- Les cogénérations gardent leurs forces : productions locales, commandables, pilotables et alimentées en gaz verts (Biométhane & H₂)



Contexte qui milite en faveur des cogénérations, et renforce l'avenir de la filière

En conclusion, le développement de la cogénération bénéficiera du verdissement du gaz, basé sur le biométhane et sur l'H₂

- L'hydrogène est au cœur de la **stratégie 100% gaz vert de GRDF**, notamment grâce aux gaz de synthèse
- L'hydrogène, comme le biométhane, joueront un rôle clé dans le développement futur de la **cogénération bas carbone** : production commandable, pilotable et alimentée en gaz vert vert
- Les cogénérations et turbines existantes **sont déjà compatibles avec l'H₂**, dans une concentration maximale de 5% (Cf positionnement Club Cogé ATEE)



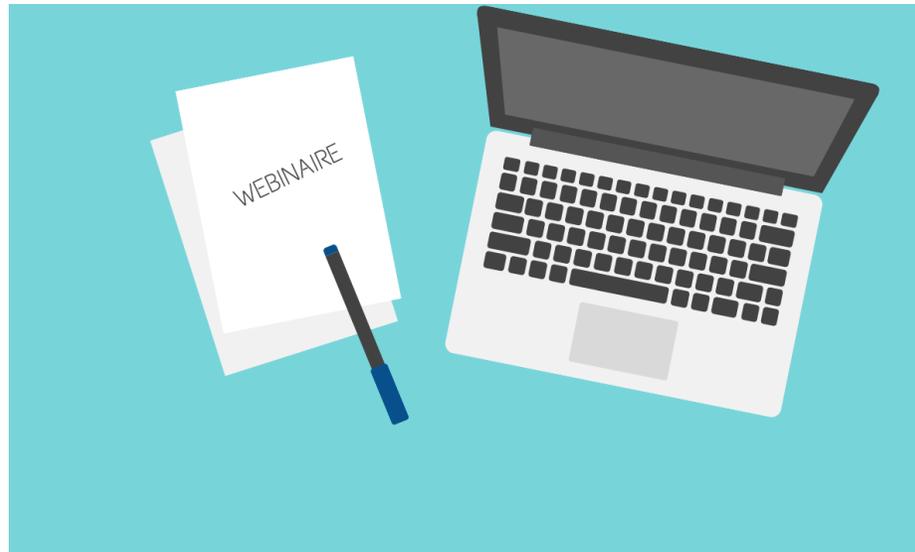
Merci pour votre attention

Des questions ? Contactez-nous !

- **Youness Hssaini**, Responsable efficacité énergétique | CEGIBAT : youness.hssaini@grdf.fr
- **Régis Contreau**, Chef de produit | GRDF : regis.contreau@grdf.fr

La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Energies &
Mécanique Théorique et Appliquée

ENGIE

cnrs

SATIÉ

Alpiq Energie France le meilleur partenaire de votre stratégie énergétique.

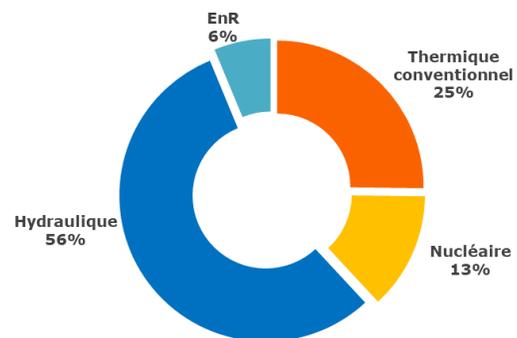
Valorisation Cogénérations Marchés



Le Groupe Alpiq

- *Présence et chiffres clefs*
- Acteur incontournable de la fourniture de l'électricité et du gaz en Europe
- Présent en Europe avec 1 250 collaborateurs
- CA 2020: 4 milliards €
- Siège de la holding à Lausanne (CH)
- 5 229 MW de puissance installée
- 75% de la production d'électricité neutre de CO2

Capacité installée 2021



■ Négoce, vente & services énergétiques

💧 Centrales hydroélectriques

☢ Centrales nucléaires

🔥 Centrales à gaz à cycle combiné

☀️ Parcs éoliens & Installations photovoltaïques

- *Chiffres Clefs*
- + de 2500 sites livrés



Mais aussi



N°1 des fournisseurs d'électricité depuis 2017
Le fournisseur « *favori des clients industriels,*
pour sa capacité à allier rigueur et proximité »
Baromètre CLEEE-FNCCR



Alpiq participe chaque année à l'évaluation
Ecovadis, évaluation réalisée par des experts
internationaux de la RSE

Valorisation de Cogénérations sous CR16

1 Une Offre 100% Flexible

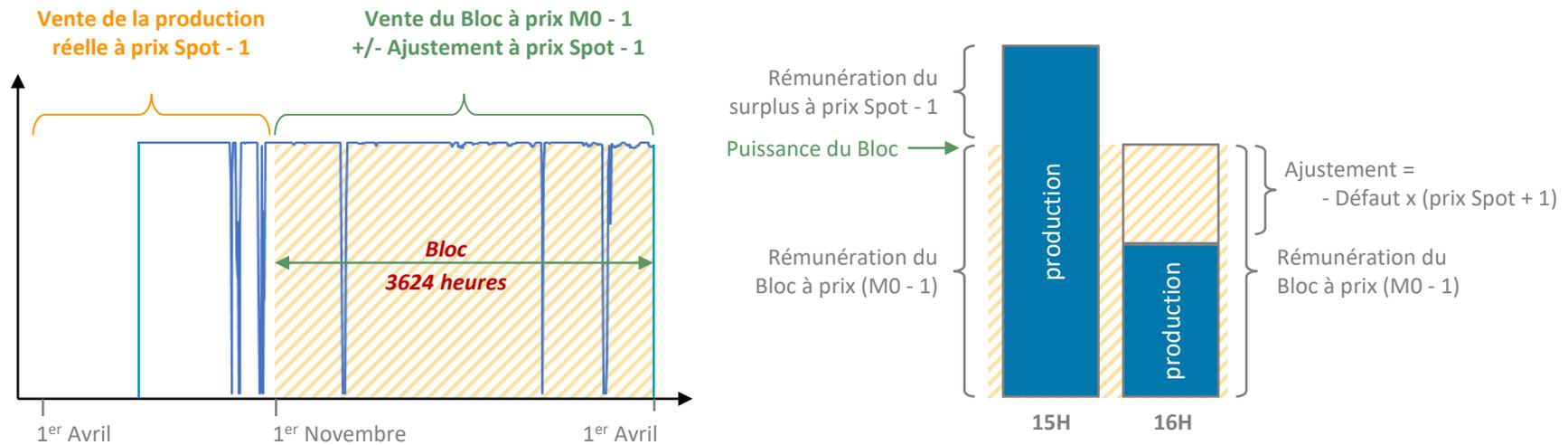
- Programme de fonctionnement (jours & heures) au choix du producteur
- Durée du Contrat au choix du producteur
- Puissance de la cogénération au choix du producteur

2 Une Offre Compétitive

- Prix d'achat de l'électricité produite :
 - En Hiver** [nov - mars] : Alpiq achète un Bloc de puissance à Prix ($M0 +/- X$) en fonction du programme choisi et ajuste l'écart entre le Bloc et la production horaire réelle au **Prix Spot**
 - En Été** [avril - octobre] : Bloc à **Prix Fixe** (ajustement Spot) ou 100% au **Prix Spot**
- Valorisation des Garanties de Capacité : $95\% \times P_{\text{RefCapa}} \times \text{Puissance moyenne injectée en Heures PP2}$

1. **En Hiver : Alpiq achète un Bloc de 1 MW et ajuste l'écart avec la production réelle aux prix EPEX Spot**
 - ❑ Si la production horaire est supérieure au Bloc, Alpiq achète le surplus horaire au [prix Spot - 1]
 - ❑ Si la production horaire est inférieure au Bloc, Alpiq rémunère la totalité du Bloc et déduit le [prix du Spot + 1] pour la quantité en défaut

2. **En Eté : Alpiq achète la production réelle au prix Spot ou bien un Bloc (au choix du producteur)**
 - ❑ Alpiq n'impose aucune contrainte sur les heures de production si aucun programme n'est défini.



1 Exemple CR16 raccordé à un réseau de chaleur

| Mois | Nb de Jour | Nb de Jours Ouvrés | Nb d'Heures | Durée de fonctionnement de la cogénération par jour | Durée de fonctionnement de la cogénération par mois | Nb de jours (Xj) |
|--------------|------------|--------------------|-------------|---|---|------------------|
| Janvier | 31 | 21 | 744 | 24 | 744 | 7j |
| Février | 28 | 20 | 672 | 24 | 672 | 7j |
| Mars | 31 | 23 | 743 | 24 | 744 | 7j |
| Avril | 30 | 21 | 720 | | 0 | 7j |
| Mai | 31 | 20 | 744 | | 0 | |
| Juin | 30 | 20 | 720 | | 0 | |
| Juillet | 31 | 20 | 744 | | 0 | |
| Août | 31 | 20 | 744 | | 0 | |
| Septembre | 30 | 20 | 720 | | 0 | 7j |
| Octobre | 31 | 21 | 745 | | 0 | 7j |
| Novembre | 30 | 23 | 720 | 24 | 720 | 7j |
| Décembre | 31 | 22 | 744 | 24 | 744 | 7j |
| Total | 365 | 251 | 8760 | | 3624 | |
| | | | | Hiver M0 | 3624 | |
| | | | | Hiver Complet | 3624 | |
| | | | | Heures Eté | 0 | |
| | | | | Total Heures 15 ans | 54360 | |

2 Exemple CR16 raccordé chez un maraîcher

| Mois | Nb de Jour | Nb de Jours Ouvrés | Nb d'Heures | Durée de fonctionnement de la cogénération par jour | Durée de fonctionnement de la cogénération par mois | Nb de jours (Xj) | Jour de production (exemple : du lundi au vendredi) | Plage horaire (Exemple : [8h-20h]) | Commentaires |
|--------------|------------|--------------------|-------------|---|---|------------------|---|------------------------------------|----------------|
| Janvier | 31 | 21 | 744 | 20 | 620 | 7j | Lundi au Samedi | [6h - 2h] | |
| Février | 28 | 20 | 672 | 20 | 560 | 7j | Lundi au Samedi | [6h - 2h] | |
| Mars | 31 | 23 | 743 | 20 | 620 | 7j | Lundi au Samedi | [6h - 2h] | |
| Avril | 30 | 21 | 720 | 12 | 312 | 6j | Lundi au Samedi | [8h - 20h] | |
| Mai | 31 | 20 | 744 | 12 | 312 | 6j | Lundi au Samedi | [8h - 20h] | |
| Juin | 30 | 20 | 720 | 12 | 312 | 6j | Lundi au Samedi | [8h - 20h] | |
| Juillet | 31 | 20 | 744 | 12 | 312 | 6j | Lundi au Samedi | [8h - 20h] | |
| Août | 31 | 20 | 744 | 12 | 312 | 6j | Lundi au Samedi | [8h - 20h] | |
| Septembre | 30 | 20 | 720 | 12 | 312 | 6j | Lundi au Samedi | [8h - 20h] | |
| Octobre | 31 | 21 | 745 | 20 | 620 | 7j | Lundi au Samedi | [6h - 2h] | |
| Novembre | 30 | 23 | 720 | 20 | 300 | 7j | Lundi au Samedi | [6h - 2h] | Vide sanitaire |
| Décembre | 31 | 22 | 744 | 20 | 620 | 7j | Lundi au Samedi | [6h - 2h] | |
| Total | 365 | 251 | 8760 | | 5212 | | | | |

Hiver M0 2720
Hiver Complet 3652
Heures Eté 1560
Total Heures 15 ans **78180**

Tri-génération : Electricité + Chaleur + CO2

Intérêts – Difficultés du Contrat CR16

□ Intérêts

- Investissement cogénération neuve soutenu par le contrat d'EDF OA d'une durée de **15 ans**
- Moteurs à hauts rendements électriques et thermiques (**Re > 40%** et **Rth > 50%**)
=> Exemple puissance moteurs : **999 kW**, 800 kW et pour la micro-cogénération 49 kW
- Plusieurs fournisseurs expérimentés de solutions techniques pour répondre au besoin.
- Economie du **TURPE** dans le cas des serres éclairées.
- Fonctionnement possible toute l'année en **Tri-génération** pour les maraîchers.

□ Difficultés

- **Durée maximum de 2 ans** pour mettre en service le CR16 après l'obtention du DCC (Demande Complète du Contrat) par EDF OA, délai au-delà duquel le contrat d'OA est réduit.
=> **Crise Sanitaire, Crise des Prix du Gaz, Crise de l'approvisionnement des matériels électrotechniques** (cellules, transformateurs) font que ce délai va empêcher de nombreux projets de se réaliser.
- Rémunération de la Part Transport d'acheminement du Gaz selon un NTR de référence égal à **3,27**
=> Incohérent avec des **NTR de 9** pour la plupart des maraîchers bretons.
- Annulation de l'exonération part électrique de la **TICGN** pour la période [Mai – Septembre]
=> anormal puisqu'il s'agit d'un fonctionnement sur le marché libre.

Valorisation des Cogénérations C13 sortant d'Obligation d'Achat

- ❑ ALPIQ et le Producteur définissent ensemble le **Coût Variable de Production d'électricité** ainsi que le **cadre de contraintes opérationnelles**.
- ❑ Pour chaque heure où un fonctionnement est demandé par ALPIQ, **ALPIQ paye au Producteur le Coût Variable de Production d'électricité**.
- ❑ En complément, ALPIQ paye mensuellement au Producteur une **Prime Fixe Garantie** correspondant à la valeur estimée de la cogénération sur les marchés (zones en vert sur le graphe précédent).
- ❑ Cette Prime Fixe Garantie est à destination du Producteur pour :
 - Payer ses charges fixes (part fixe du contrat d'O&M, part fixe du contrat gaz, ...)
 - Réaliser sa maintenance curative
 - Effectuer ses investissements

Coût Variable de Production (CVP) d'Electricité d'une cogénération non soumise aux quotas CO2 et en raccordement direct

Exemple : Pour produire **1 MWh** d'énergie électrique, la cogénération (Re=41,32%/ Rth=52,27%)

- Consomme **X MWh** de gaz naturel

Hypothèse : rendement électrique = 41,32% et ratio PCS/PCI = 0.9 donc **X = 1/41,32%/0.9 = 2.689 MWhPCS** de gaz naturel

- Et Produit **Y MWh** de chaleur

Hypothèse : rendement thermique = 52,27% donc **Y = 1*52,27%/41,32% = 1.265 MWh** thermique de chaleur

- **En même temps, cela évite la consommation de Z MWh** de gaz naturel au niveau de la chaudière gaz naturel.

Hypothèse : rendement chaudière = 90% donc **Z = 1,265/90%/0.9 = 1.562 MWhPCS** de gaz naturel

CVP = Coût sous cogénération – Coût sous chaudière

A.N : Cas d'une valorisation de la chaleur ; additif PEG de 0.3 ; Tarif Gaz T4

$$\mathbf{CVP = 2.689 \times [(PEG + 0.3) + 0,83 + 55\% \times 8.43] - 1,562 \times [(PEG + 0.3) + 0,83 + 0,54] + 6 = 1.127 \times PEG + 18,9}$$

Le CVP est le paramètre décisionnel de court terme : faire fonctionner une centrale est rentable si le Prix de vente du MWh électrique additionnel est supérieur au CVP.

Cadre de contraintes opérationnelles & Valorisation

Exemple Cadre de contraintes opérationnelles.

- Nombre de démarrages maximum par jour ? – **2**
- Nombre d'heures minimum de fonctionnement après un démarrage ? – **1h**
- Nombre d'heures minimum d'arrêt avant un nouveau démarrage ? – **2h**
- Préavis avant démarrage/arrêt ? La Semaine précédente ? en J-1 ? en H-2 ? **30'**
- Contrôle à distance de l'installation par ALPIQ (boitier fourni par ALPIQ) ? **OUI**

Exemple Programme de fonctionnement :

| Janv | Fév | Mars | Avril | Mai | Juin | Juillet | Août | Sept | Oct | Nov | Déc | Commentaires |
|--------------------------|-----|------|-------|-----|------|---------|------|------|-----|-----|-----|---|
| 12 | 12 | 12 | 18 | 12 | 12 | 12 | 12 | 18 | 18 | 6 | 12 | Nombre h/jour Max prévisionnel en Mode valorisation chaleur |
| T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | T4 | Tarif Gaz utilisable sur le site |
| 1,127.PEG + 18,9 | | | | | | | | | | | | CVP appliqué en mode valorisation de chaleur |
| 2,689.PEG + 21,36 | | | | | | | | | | | | CVP appliqué en mode sans valorisation chaleur |

Cadre de contraintes opérationnelles & Valorisation

- ❑ **Exemple Cadre de contraintes opérationnelles.**
 - Nombre de démarrages maximum par jour ? **2 démarrages**
 - Nombre d'heures minimum de fonctionnement après un démarrage ? **1 heure**
 - Nombre d'heures minimum d'arrêt avant un nouveau démarrage ? **2 heures**
 - Contrôle à distance de l'installation par ALPIQ (boitier fourni par ALPIQ) ? **Oui**
 - Préavis avant démarrage/arrêt ? La Semaine précédente ? **30'**

Prime Fixe Garantie cumulée de X XXX k€ (*) du xx/xx/22 au xx/x/2X

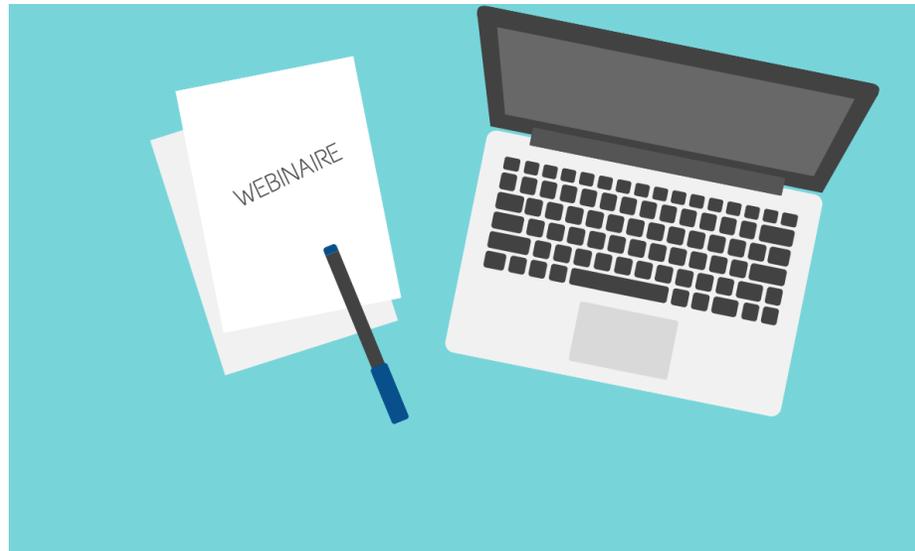
auquel s'ajoute la valeur du Mécanisme de Capacité.

(*) valeur basée sur les conditions de marché du .././2022.

MERCI DE VOTRE ATTENTION

La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de



Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

Systems performance :

| | Vitovalor PT-2 (PEMFC + gas boiler) | Bluegen (SOFC) |
|---|---|-------------------------------------|
| Heating output | 0,9 - 30.8 kWth (boiler only) <u>but 8 – 30.8 kWth (with FC + boiler)</u> | / |
| Electrical output FC | 750 W | 0,5 – 1,5 kW (2 kW can be achieved) |
| Thermal output FC | Up to 1.1 kW | Up to 1 kW (@ 1,5 kWel & 20°C RT) |
| Yearly electrical production | Up to 6200 kWhel | 13140 kWhel (@ 1,5 kWel) |
| FC LHV electrical efficiency | 37% | 60% (@ 1,5 kW) |
| Extra investments compared to (Viessman) boiler | ±9 k€ TVAC | ±20 k€ TVAC |



Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

Field-test sites & Household profiles :



- Oostmalle :
 - active couple with 1 child
 - detached house
 - fully renovated (**floor heating** in main living rooms)
- Huy
 - active couple with 3 children
 - semi-attached house
 - partially renovated (only **high temperature terminal units**)
- Riemst
 - active couple with 1 child
 - recent detached house
 - **electric car** & pool (thermal recovery of the FC to the pool in summer)
- Duffel
 - active couple with 2 grown-ups children (not often in the house)
 - attached house
 - partially renovated (**heat pumps**)
 - **electric car & solar panels** (3,5 MWc)

Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

Economic & ecological indicators assumptions :

- Cost assumptions TTC : June to December 2021
 - 0,333 €/kWh_{el} & 0,093 €/kW_{gaz} (BE) | 0,195 €/kWh_{el} & 0,093 €/kW_{gaz} (FR) www.CREG.be
 - Selling price = Purchasing price - Distributions and transports costs (of 0,15 €/kWh in BE - | 0,053 €/kWh in FR) www.CWAPE.be [Ministère de la Transition Ecologique](http://Ministère.de.la.Transition.Ecologique)
- CO2 emissions assumptions :

| Organization | Emission factor of natural gas combustion (LHV) | Emission factor for electricity production from natural gas power plant (LHV) | Emission factor for Belgian electricity consumption | Emission factor for Belgian electricity production |
|--|---|---|---|--|
| Internal Energy Agency (combustion only) [30] [31] | 202 gCO ₂ /kWh B
(2013 but relevant) | 400 gCO ₂ /kWh (2013) | Not established | 160 gCO ₂ /kWh B
(2020) |
| IPCC 2014 (combustion only) [18] | 202 gCO _{2eq} /kWh | 370 gCO _{2eq} /kWh | Not established | Not established ^{50 gCO₂/kWh (FR)} |
| European Commission CoM [29] | 240 gCO _{2eq} /kWh (LCA) - (2008-2015) C | Not established | 239 gCO _{2eq} /kWh (LCA) - (2013) C | Not established |
| Walloon regulator (CWAPE) – still used [17] | 251 gCO _{2eq} /kWh (LCA) | 456 gCO _{2eq} /kWh (LCA) A | 93 gCO _{2eq} /kWh (FR)
Not established | Not established |

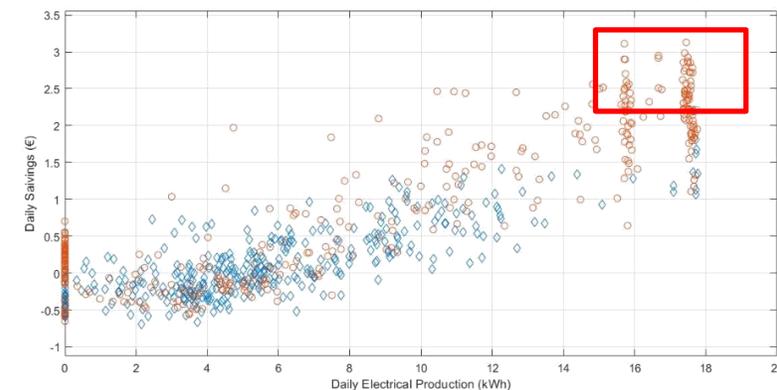
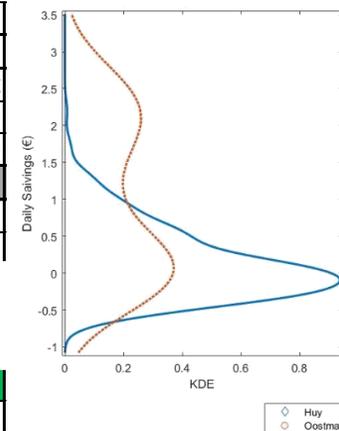
- Method : comparison with reference machines (gas condensing boiler of 90 % LHV efficiency and, for assumptions A, combined cycle gas turbine of 55% LHV efficiency)

Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

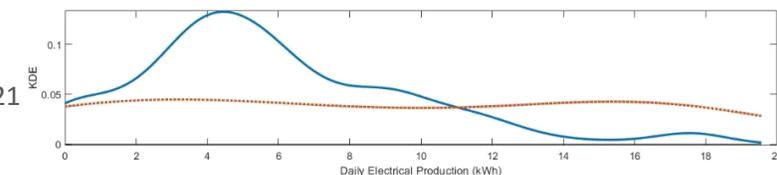
Field-test results:

| | Huy | | Oostmalle | | Riemst | Duffel |
|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|--------|
| | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2021 | 2021 |
| € Savings | 52 € | 18 € | 359 € | 456 € | 1435 € | 1311 € |
| Total electricity produced | 2175 kWh | 2011 kWh | 3213 kWh | 3222 kWh | 11843 | 12922 |
| Total electricity consumed | 270 kWh | 298 kWh | 254 kWh | 258 kWh | 11 | 2 |
| Total DHW consumed | 1599 kWh | 1627 kWh | 1998 kWh | 2095 kWh | | |
| Total SPH consumed | 10779 kWh | 10941 kWh | 21481 kWh | 27061 kWh | 3569 | 2549 |
| Total HHV gas consumed | 19183 kWh | 19403 kWh | 32352 kWh | 38181 kWh | 24962 | 24239 |

| | | | | | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| LHV electrical efficiency | 12,6% | 11,5% | 11,0% | 9,4% | 52,6% | 59,1% |
| LHV thermal efficiency | 71,5% | 71,8% | 80,4% | 84,6% | 15,8% | 11,7% |
| LHV total efficiency | 84,1% | 83,3% | 91,5% | 94,0% | 68,4% | 70,8% |
| Demand Cover Factor | 25,0% | 25,0% | 33,5% | 34,5% | 71,2% | 82,9% |
| Supply Cover Factor | 33,5% | 37,6% | 36,3% | 34,1% | 66,7% | 58,6% |



Duffel → 3,5 MWh of PV in 2021



- PEMFC yearly electrical production far from the 6,2 MWh → the FC shuts down if return temperature >50°C (more relevant in winter and with floor heating)
- ROI > 18 years for PEMFC's | ROI = ± 15 years for SOFC's (maintenance costs and public grants not considered)
 - strongly affected by supply cover factors and for PEMFC, the achievable daily electrical production → 1k€ yearly savings achievable → ROI = ± 9 years
- Tremendous electrical efficiency for SOFC's (Riemst a little lower partly due to partial load for vacation days)
- Min 2549 kWh of thermal production in Duffel → should be enough for typical household yearly DHW alone

Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

Field-test CO₂ balances :

| | Huy | | Oostmalle | | Riemst | Duffel |
|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2021 | 2021 |
| € Savings | 52 € | 18 € | 359 € | 456 € | 1435 € | 1311 € |
| Total electricity produced | 2175 kWh | 2011 kWh | 3213 kWh | 3222 kWh | 11843 | 12922 |
| Total electricity consumed | 270 kWh | 298 kWh | 254 kWh | 258 kWh | 11 | 2 |
| Total DHW consumed | 1599 kWh | 1627 kWh | 1998 kWh | 2095 kWh | | |
| Total SPH consumed | 10779 kWh | 10941 kWh | 21481 kWh | 27061 kWh | 3569 | 2549 |
| Total HHV gas consumed | 19183 kWh | 19403 kWh | 32352 kWh | 38181 kWh | 24962 | 24239 |
| CO ₂ savings hyp A | -22 kgCO _{2eq} | -106 kgCO _{2eq} | 574 kgCO _{2eq} | 841 kgCO _{2eq} | 739 kgCO _{2eq} | 1115 kgCO _{2eq} |
| CO ₂ savings hyp B | -413 kgCO ₂ | -440 kgCO ₂ | -152 kgCO ₂ | 60 kgCO ₂ | -1854 kgCO ₂ | -1777 kgCO ₂ |
| CO ₂ savings hyp C | -397 kgCO _{2eq} | -440 kgCO _{2eq} | -36 kgCO _{2eq} | 217 kgCO _{2eq} | -1625 kgCO _{2eq} | -1480 kgCO _{2eq} |
| LHV electrical efficiency | 12,6% | 11,5% | 11,0% | 9,4% | 52,6% | 59,1% |
| LHV thermal efficiency | 71,5% | 71,8% | 80,4% | 84,6% | 15,8% | 11,7% |
| LHV total efficiency | 84,1% | 83,3% | 91,5% | 94,0% | 68,4% | 70,8% |
| Demand Cover Factor | 25,0% | 25,0% | 33,5% | 34,5% | 71,2% | 82,9% |
| Supply Cover Factor | 33,5% | 37,6% | 36,3% | 34,1% | 66,7% | 58,6% |

CO₂ savings if indicator >0

- CO₂ balance – “Cogen friendly” assumptions A : PEMFC is positive only in Oostmalle – SOFC’s show good performance
 - CO₂ balance with real electricity mix assumptions : PMFC only slightly positive in Oostmalle and in 2021 – SOFC’s show poor performance
- Set of assumptions have tremendous impacts on CO₂ balances. As of today, gas is still a fossil fuel and cannot compete with low carboned energies.

Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

What happens to the indicators for France :

| | Huy - BE | | Oostmalle - BE | | Riemst - BE | Duffel - BE |
|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2021 | 2021 |
| € Savings | 52 € | 18 € | 359 € | 456 € | 1435 € | 1311 € |
| CO ₂ savings hyp A | -22 kgCO _{2eq} | -106 kgCO _{2eq} | 574 kgCO _{2eq} | 841 kgCO _{2eq} | 739 kgCO _{2eq} | 1115 kgCO _{2eq} |
| CO ₂ savings hyp B | -413 kgCO ₂ | -440 kgCO ₂ | -152 kgCO ₂ | 60 kgCO ₂ | -1854 kgCO ₂ | -1777 kgCO ₂ |
| CO ₂ savings hyp C | -397 kgCO _{2eq} | -440 kgCO _{2eq} | -36 kgCO _{2eq} | 217 kgCO _{2eq} | -1625 kgCO _{2eq} | -1480 kgCO _{2eq} |
| | FRANCE | | | | | |
| | Huy - FR | | Oostmalle - FR | | Riemst - FR | Duffel - FR |
| | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2021 | 2021 |
| € Savings | -71 € | -97 € | 149 € | 254 € | 185 € | 194 € |
| CO ₂ savings hyp A | -22 kgCO _{2eq} | -106 kgCO _{2eq} | 574 kgCO _{2eq} | 841 kgCO _{2eq} | 739 kgCO _{2eq} | 1115 kgCO _{2eq} |
| CO ₂ savings hyp B | -622 kgCO ₂ | -629 kgCO ₂ | -478 kgCO ₂ | -266 kgCO ₂ | -3156 kgCO ₂ | -3199 kgCO ₂ |
| CO ₂ savings hyp C | -675 kgCO _{2eq} | -690 kgCO _{2eq} | -468 kgCO _{2eq} | -216 kgCO _{2eq} | -3352 kgCO _{2eq} | -3367 kgCO _{2eq} |

- Ratio electrical / gas price in France less favorable leads to poorer economic performance → not profitable without (public) grants
- CO₂ balances with electrical mix are even worsen “because” of France low carboned electrical mix
 - gas shall be “defossilized” and/or
 - the system shall provide flexibility services to the grid (by preventing gas turbines to be fired up) → possible with the SOFC

Performances field-test de deux modèles de piles à combustible résidentielles commercialisées en Belgique (PEMFC et SOFC)

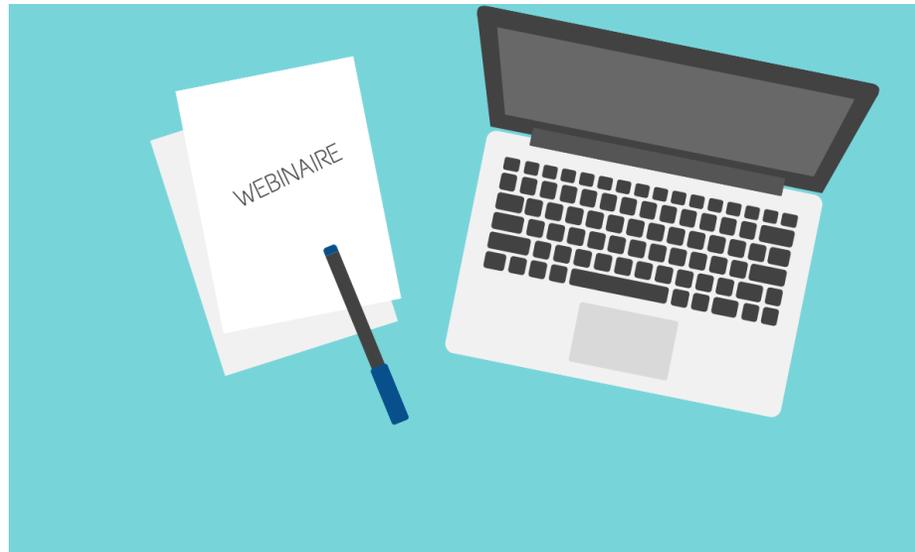
Conclusions :

- *SOFC shows expected performance. PEMFC load factor is unfortunately about or below 50%.*
- *Biogas and/or flexibility services shall be implemented to inverse CO₂ balance → possible with SOFC*
- *Based on average energy bills and fixed contract, both systems are not economically profitable (especially in France) → dynamic day ahead 15-min contract achievable with smart meters (ex : Linky) can increase tremendously the earnings (especially with SOFC's as they are electrically driven)*

ULiege thermodynamics lab has also tested both systems in lab conditions and is studying field-test performance of other systems (heat pumps, hybridized heat pumps, gas condensing boilers, absorption heat pumps)

La cogénération, un outil performant du mix énergétique

02 février 2022



Avec le soutien et la participation de

le **cnam**

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

femto-st
SCIENCES &
TECHNOLOGIES

SFT
Société Française
de Thermique

lemta
Laboratoire Énergies &
Mécanique Théorique et Appliquée

ENGIE

cnrs

SATIÉ

Journée micro-cogénération 02/02/2022

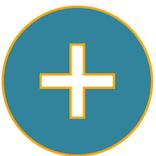
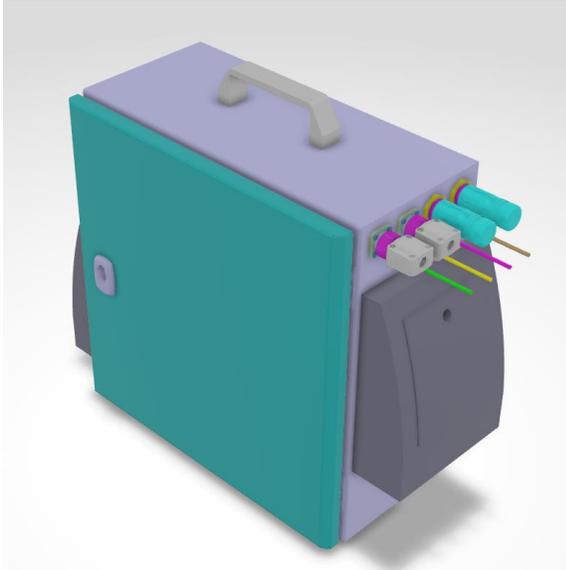


Installation chez un industriel du module KEOS

L'EQUIPE ANANKE

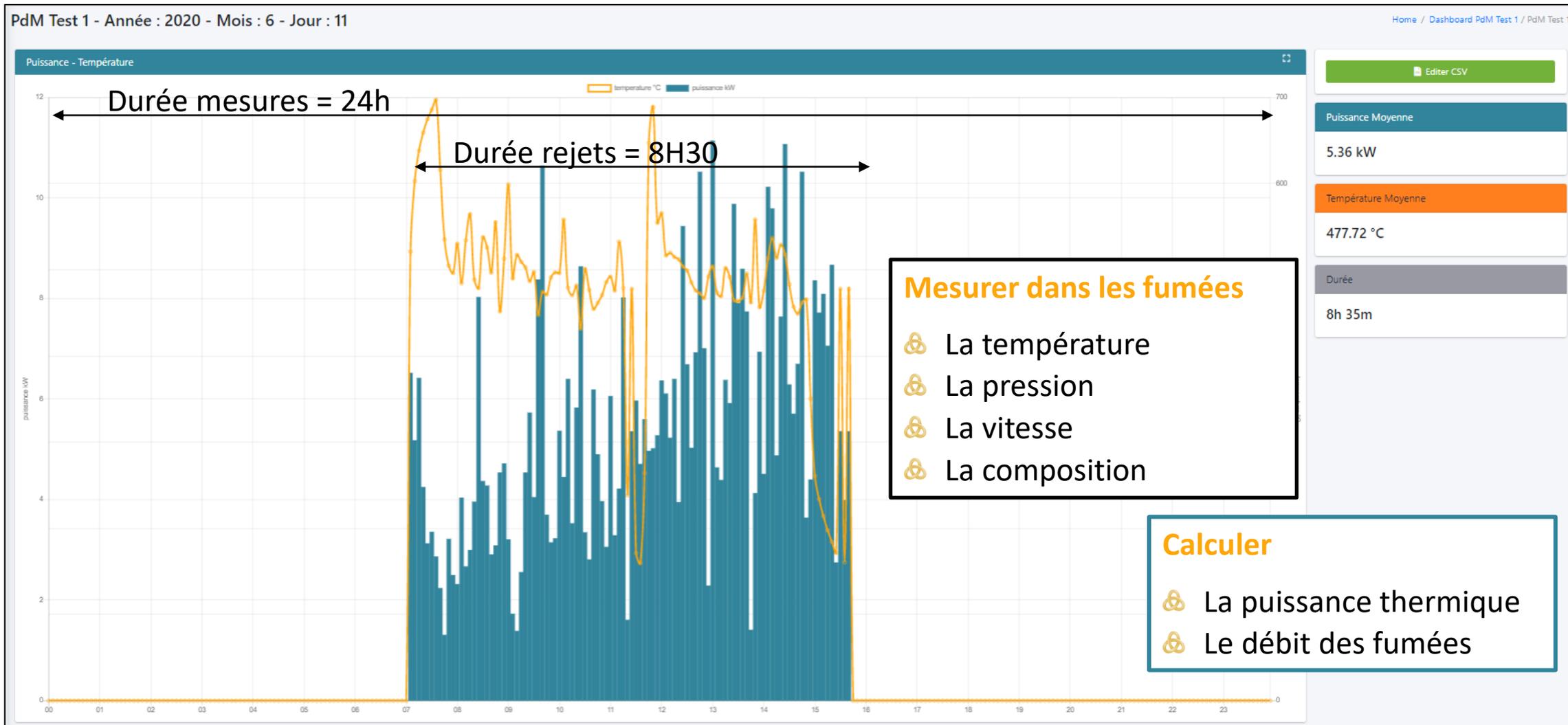


OFFRE DE SERVICE ETNA



ANALYSE DES REJETS EN TEMPS RÉEL

OFFRE DE SERVICE ETNA

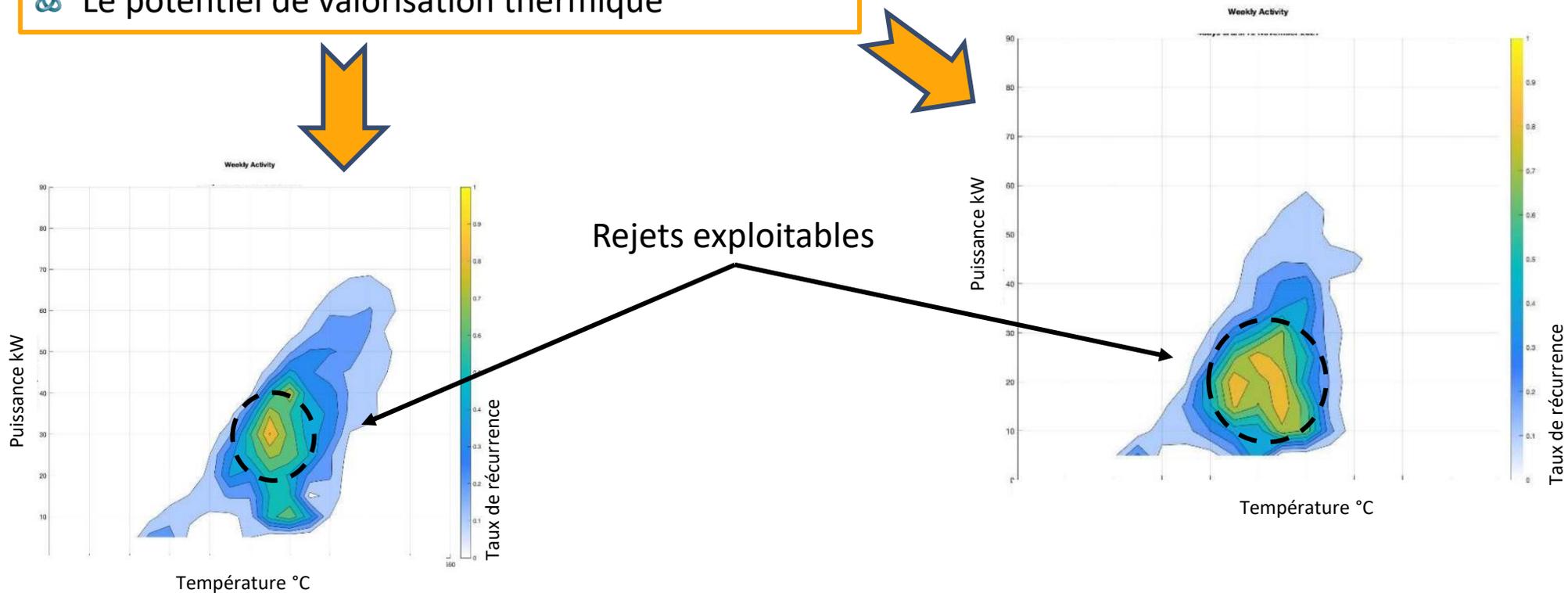


OFFRE DE SERVICE ETNA



Déterminer

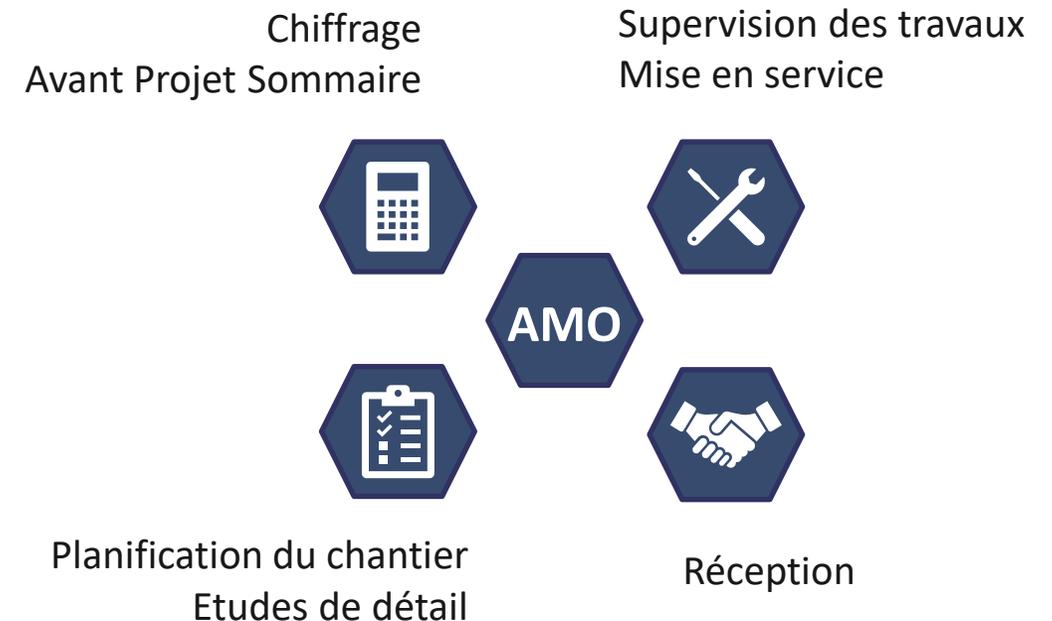
- ⊗ Les cycles de rejets de fumées (processus industriels)
- ⊗ Une cartographie des rejets thermiques
- ⊗ Le potentiel de valorisation thermique



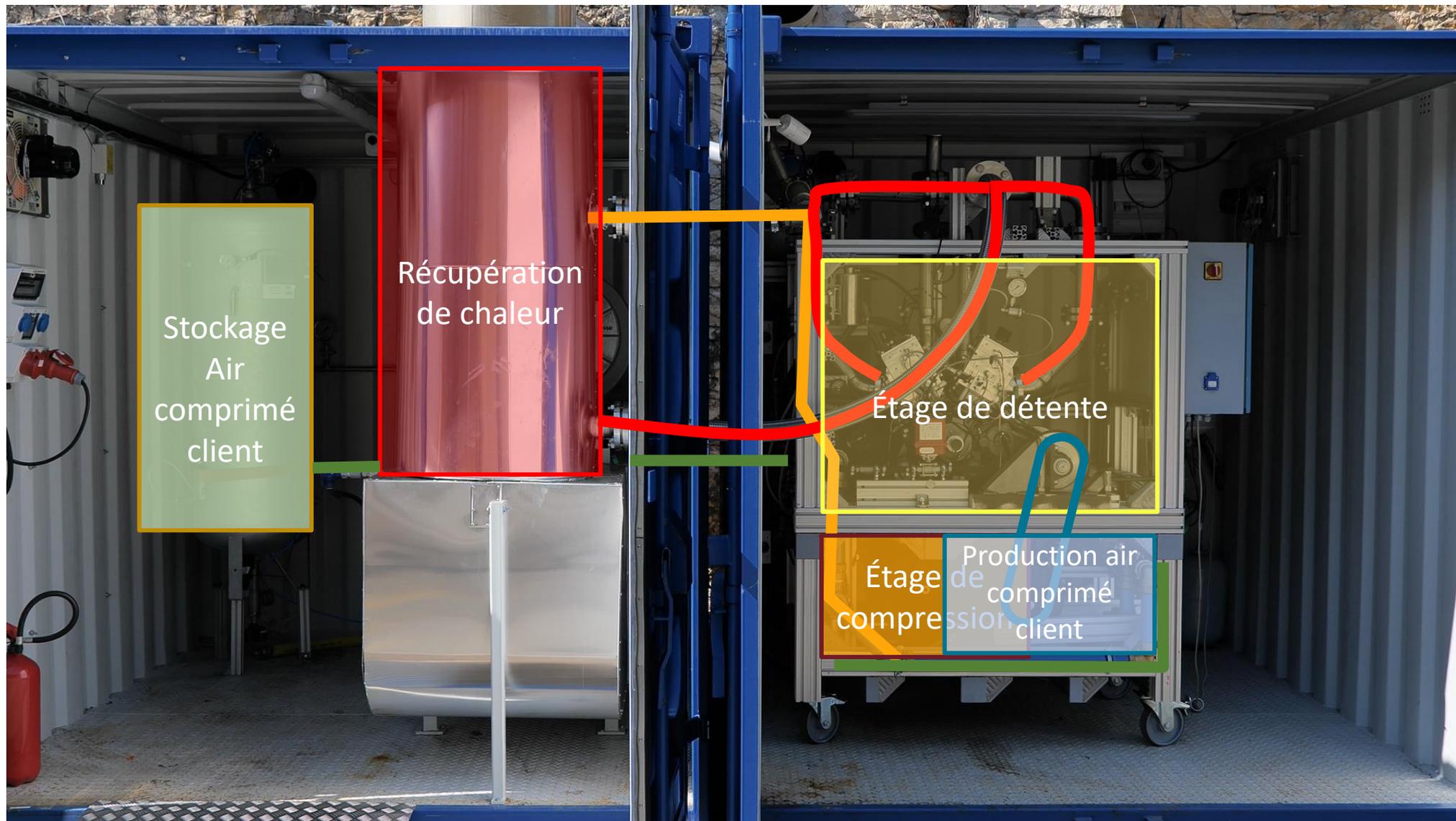
Assistance à maîtrise d'œuvre

- **Prestation de conseil** dès l'amont du chantier (identifier et définir les besoins) et pendant toute la durée
 - ⌘ Analyses du rapport d'audit et du process industriel
 - ⌘ Recherche de solutions d'optimisation de consommation d'énergie
 - ⌘ Présentation du rapport avec estimation des gains par solution
- **Accompagnement technique** dans l'installation de systèmes à valorisation de chaleur fatale
- **Accompagnement financier** dans le montage des dossiers de subvention et la recherche de tiers financement

Un accompagnement sur mesure



BANC DE TEST KEOS



SITE CLIENT

CRISTEL : Un partenaire industriel



2 en 1 sortie fumée four

Sorties en façade
de 3 cheminées

Zone disponible
implantation
démonstrateur



Four à passage à gaz

AVANT PROJET

CRISTEL : Un partenaire industriel

Etudes techniques :

- ⊗ CAD
- ⊗ Electricité
- ⊗ Réseaux fluides
- ⊗ Fumisterie
- ⊗ Calculs des structures

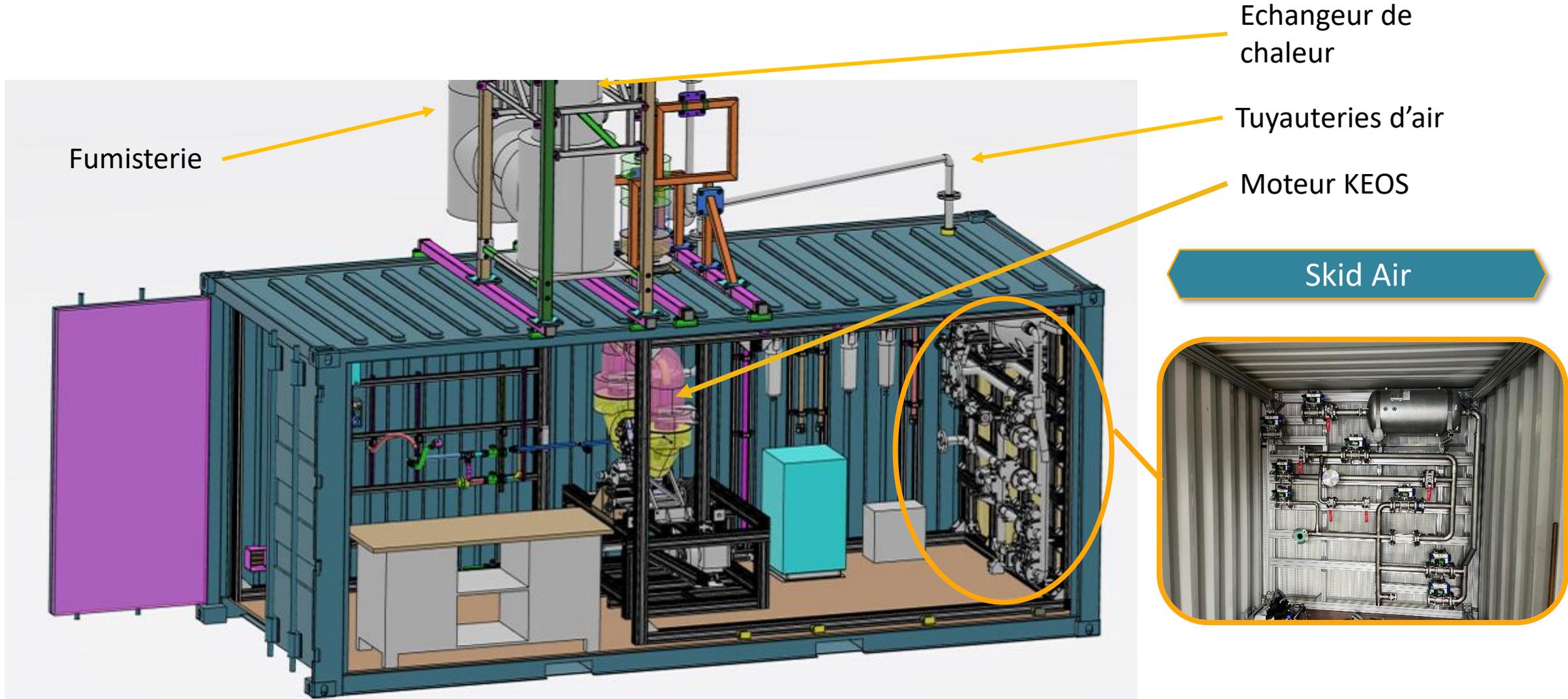


Module KEOS

Plateforme

Récupération
de la chaleur

REALISATION DU PROJET DEFINITIF



REALISATION DU PROJET DEFINITIF

Livraison sur site par camion



Interconnexions
site

Module KEOS
livré prééquipé



Grutage sur
plateforme

REALISATION DU PROJET DEFINITIF

Modifications de l'installation existante



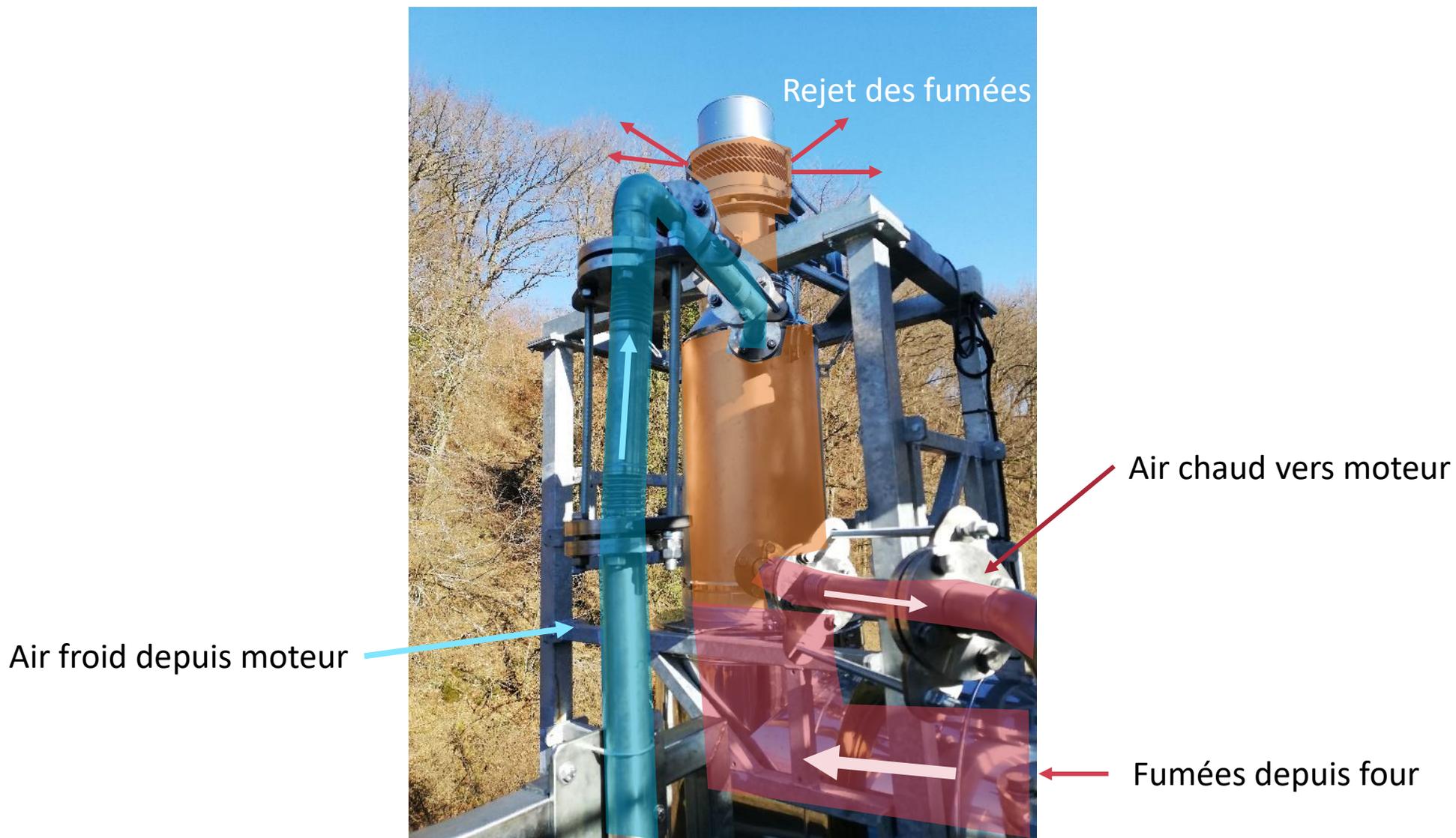
Mise en place
de registres



Ajout de
collecteurs
de chaleur



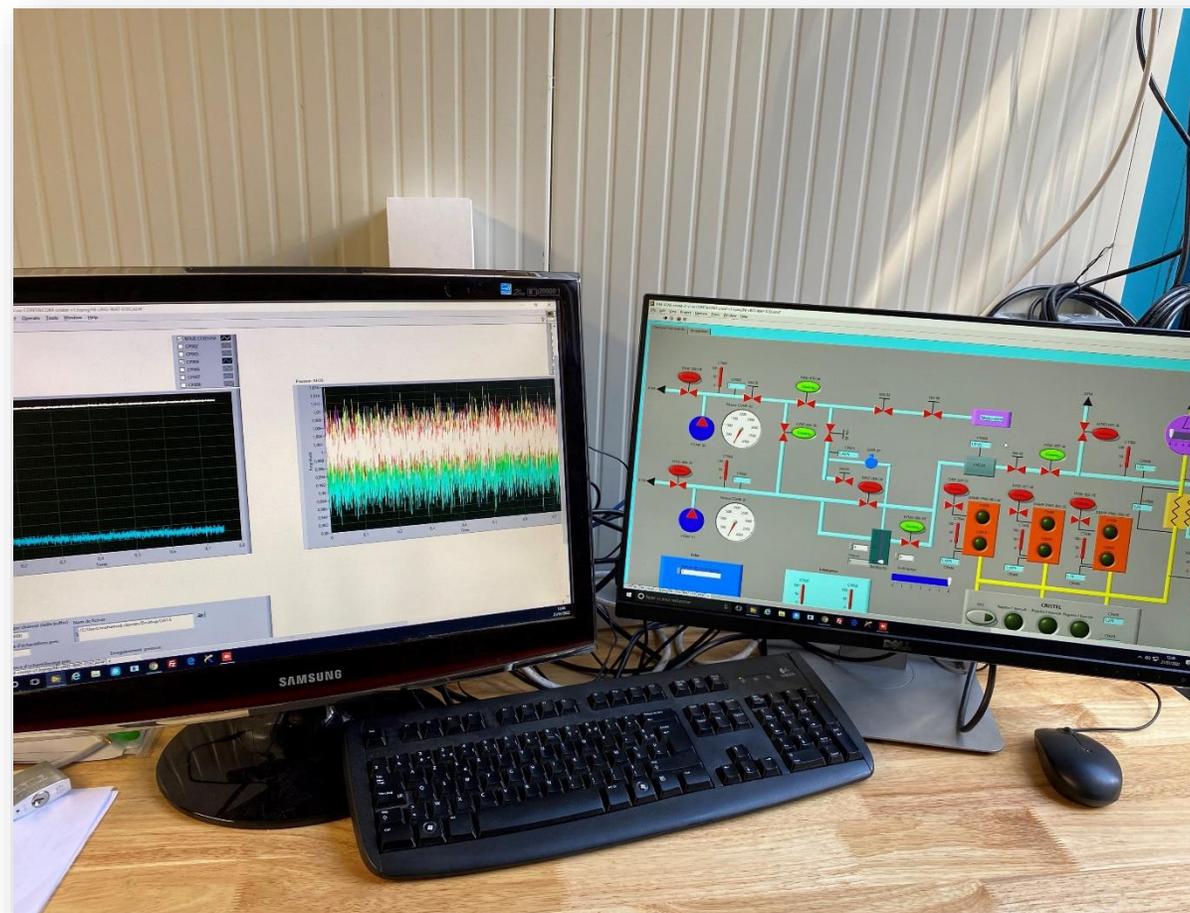
REALISATION DU PROJET DEFINITIF



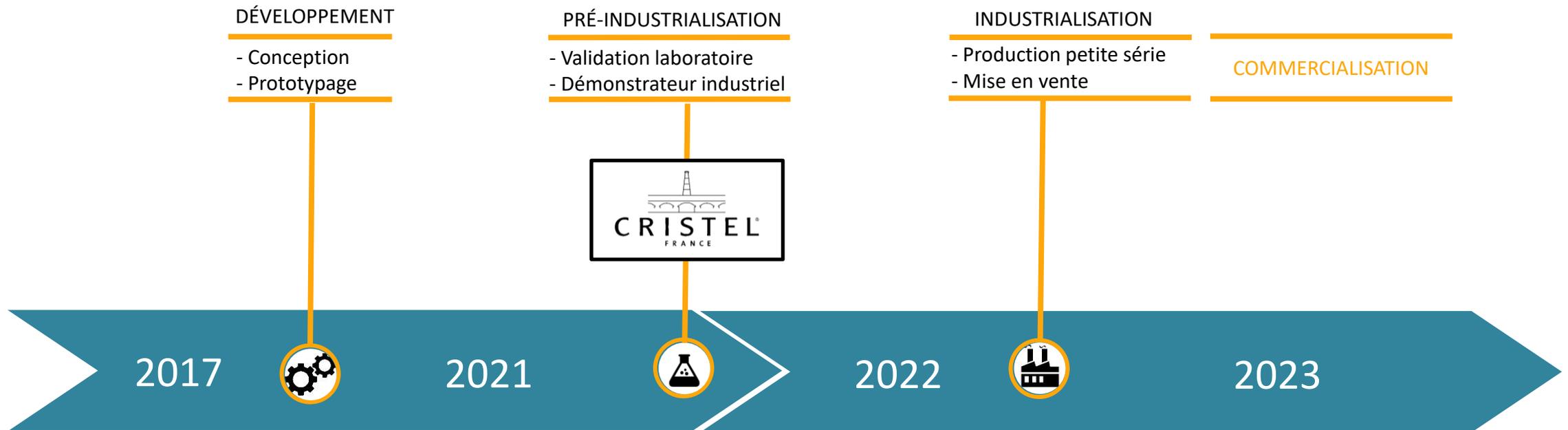
Intérieur du Skid KEOS



Poste de pilotage - IHM



PERSPECTIVES





Thibaut CARTIGNY
Directeur Général
thibaut.cartigny@ananke.eu
06 77 60 28 17



Pierre RANC
Directeur Technique
pierre.ranc@ananke.eu
06 59 47 64 22