

Les enjeux énergétiques de l'industrie

UIMM / 19 octobre 2022



Quadruple impact de la crise Gaz sur l'industrie (1)



1- Impact sur la production :

- baisses et arrêts de production : effectives et programmées
 - 4 premiers secteurs très touchés : aluminium, acier, verre, chimie ...
 - Ex : Duralux, Arc International, Aluminium DK, Arcelor, Ascometal, Borealis, Metex...
 - **Vague 1 au T2/T3** : estimation de l'impact à la baisse sur l'activité globale de l'industrie = **-4 à -5%**
 - 45 sites très impactés (arrêt / ralentissement de production)
 - 350 dossiers déposés pour une aide d'urgence gaz/élec et/ou le statut « d'entreprises en difficultés »
 - 84% des PMI se disent « concernées » (enquête MEDEF fin septembre menée sur 1.000 entreprises)
 - **Autres secteurs concernés : métallurgie, transports, ss-traitance mécanique, fonderies, IAA, textile, papeterie, ciment, pêche...** au total, tous les secteurs cités représentent : **jusqu'à 8% du PIB mis à risque potentiellement**
 - **Vague 2 au T3/T4** : baisse potentielle de la production industrielle estimée à **-10%**
 - plusieurs milliers d'entreprises à risque d'ici fin 2022
 - conséquences sociales :
 - chômage technique (et/ou AP, APLD) sur les secteurs concernés...sur l'ensemble des PMI si la crise perdure
 - conséquences sur l'aval :
 - baisse de la demande : en BtoC (consommateur / IAA), en BtoB (construction, ...)



Quadruple impact de la crise Gaz sur l'industrie (2)



2- Impact sur la compétitivité :

- Crise « asymétrique » créant un **choc de prix en Europe** et une **brutale sous-compétitivité** : EU/USA et EU/Asie
- **Explosion de la facture énergétique de l'Industrie :**
 - facture moyenne 2019 = **15 Mrds € / an** passera à **22 Mrds€** en 2022 selon Rexecode : un **surcoût de +7 Mrds€ = +50%**
 - dont +22% sur l'électricité et +88% sur le gaz (hors contrats LT) selon étude sur 67 secteurs industriels
 - et en 2023 ... la facture pourrait passer à 30 Mrds€ voire **60 Mrds€ (x4 vs 2019)**
 - aucun système de compensation national ne pourra financer une aide à ce niveau
- Impact temporaire, ou durable **si les prix restent élevés en 2023/2024**
- **Les entreprises disposant du « pricing power » (environ 50%) ont ajusté leurs prix au S2, pas les autres... :**
 - mais les hausses du S1 ne pourront pas toutes continuer au S2
- **pas encore de désindustrialisation car pas de fermetures définitives de sites ... mais risques de délocalisations temporaires puis définitives** vers des zones où l'énergie est moins chère, si la situation n'est pas jugulée :
 - exemple ammoniac : le différentiel de compétitivité Fr / Chine est passé à -55% mi-2022 >> hausses des importations X15
 - exemple acier : le différentiel de compétitivité Fr / Chine est passé de -10% en 2019 à -70% mi-2022, au moment où les prix de marché mondiaux baissent en raison de la récession annoncée : effet de ciseau, hausse des importations



Quadruple impact de la crise Gaz sur l'industrie (2)



3- Impact sur la rentabilité :

- *Au plan macro-économique, si le prix de l'élec et du gaz était multiplié par 9 vs 2019 (+910 %), l'EBE de l'industrie disparaît en totalité (avec la prise en compte d'une transmission en aval de 50 % de l'augmentation de la facture énergétique) avec de grosses variations sectorielles :*
- *Pour la sidérurgie, dont l'EBE 2019 était très bas, une seule hausse de 2 % de la facture (après répercussion à 50 %) suffit pour faire disparaître l'EBE.*
- *10 secteurs voient leur EBE disparaître avec une hausse du prix du gaz et de l'élec inférieure à un multiple de 5 :*
 - sidérurgie (dès +2%)
 - métallurgie, fonderie (dès +50%)
 - matériaux : papeterie (x1,5), verre (x2)
 - chimie de base : engrais et plastiques, raffinage (x2.5)
 - alimentation animale, agro-industrie (amidonnerie) : x3 à x4
 - textile

4- Impact sur les approvisionnements :

- certaines PMI / ETI n'ont plus de fournisseur fiable en gaz/élec (cf cellules de crise Médiation des Entreprises / CRE)
- et souffrent d'un « *effet cascade* » >> **inflation et pénuries à venir sur les MP (agricoles, semi-produits...)**



Gaz / Electricité : **baisse sensible** des marchés de gros

Gaz

- Baisse constante du TFF néerlandais depuis 1 mois : **67 €/MWh ...** après 330 € mi-septembre
- La **météo clémente actuelle** calme les futures de novembre vers 60 € : le marché devient « *météo-dépendant* »
- Mais **ce spot favorable ne fait pas les contrats LT** : les **futurs restent élevés pour le T1 de 2023 : 180-200 €**
- **La spéculation se tarit** en raison de la **baisse effective de la demande** (-30% pour les industries gazo-intensives), des **hauts niveaux de stocks stratégiques** (FR : 97% et EU : 90%), voire **d'une convergence sur le « Gas Caping » européen ?**



Electricité

- Baisse sensible du marché de gros : spot à un pallier de **250 €/MWh** : vs 42 € en 2019
- Mais les **cotations futures restent très hautes pour 2023 vers 780 à 1.000 €/MWh** : soit +300 à +800% vs 2022 et x20 vs 2019
- **le Spread FR vs Allemagne reste défavorable**, en raison de la **sous-production temporaire du parc nucléaire français** : le calendrier d'EDF (programme REMIT de RTE) fixe un cadre de remontée en production « *à marche forcée* » : moins de 50% des tranches nucléaires sont désormais à l'arrêt pour maintenance / contrôle corrosion (un plan d'exécution très observé par les marchés qui « sur-ricingent » le risque de black-out)



Pétrole

- Le **Brent se stabilise autour de 90 \$/baril** (vs 75 \$ en décembre 2021)
- Des problèmes conjoncturels **d'approvisionnement en carburants** en raison d'un mouvement social dans les raffineries FR
- **Récession en EU + faible croissance chinoise** >> pression baissière ... mais **l'OPEP a annoncé** mi-octobre une **réduction de production** pour juguler la baisse des cours. L'Iran baisse sa production. L'UE renforce ses **sanctions contre le pétrole russe**

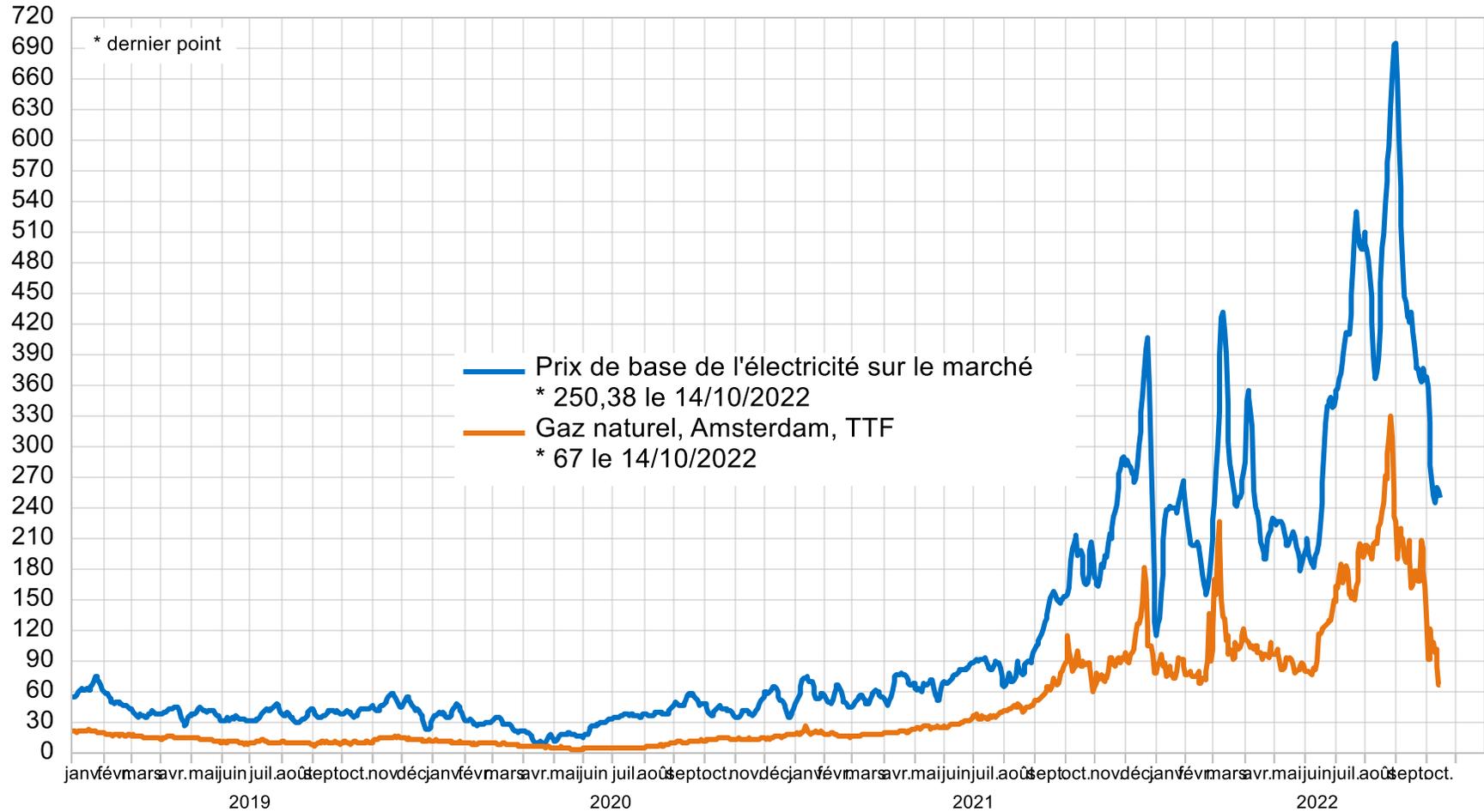


Carbone - Quota CO2

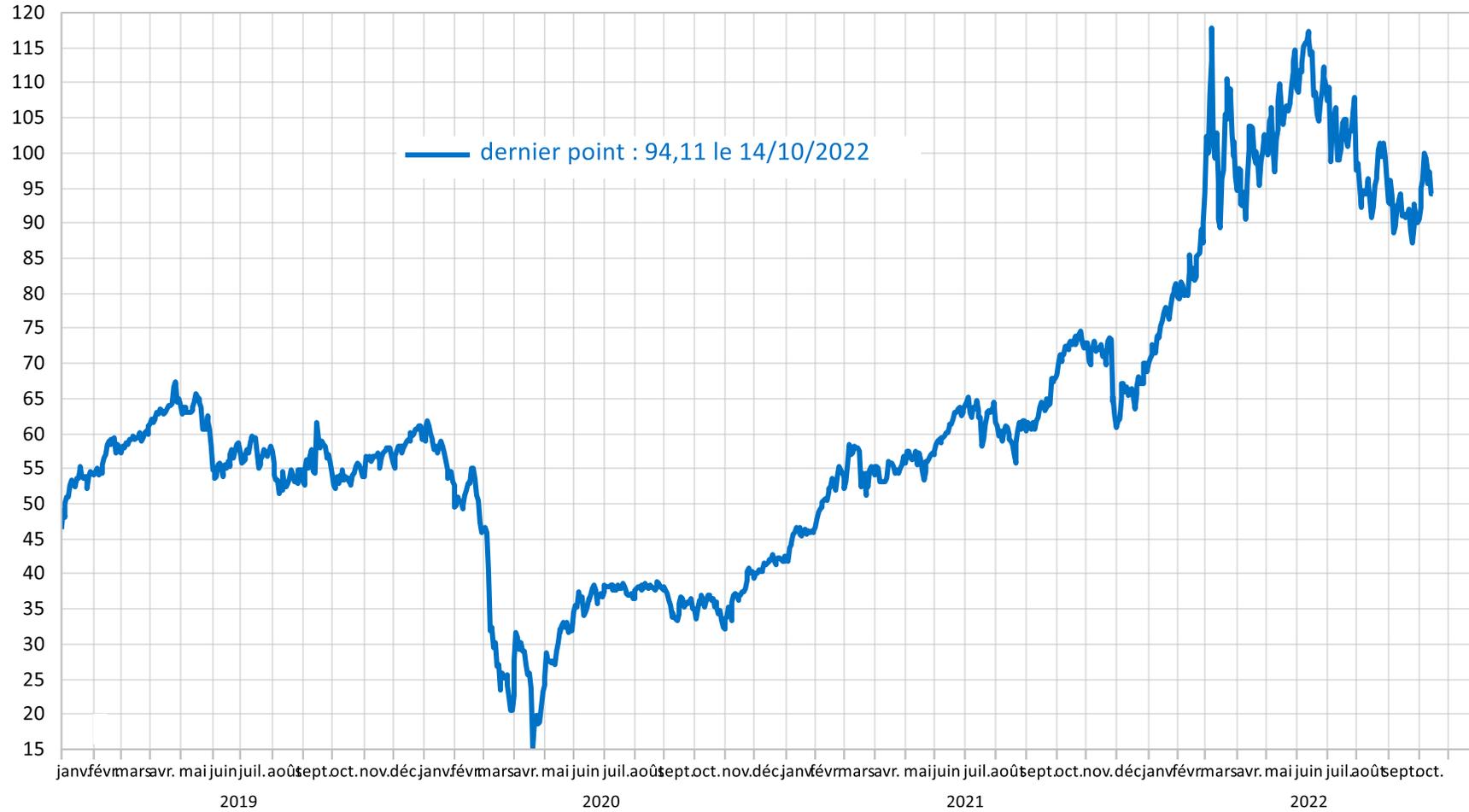
- **Détente à 68 €/T** avec des pointes vers **100 €** (près de 4 fois le prix moyen de 2019, et x 5 la moyenne 2018)
- **10 ans d'avance** sur le signal prix espéré par Bruxelles



Prix du gaz et de l'électricité (en € / MWh)



Cours du pétrole brut en euros (Brent)





Plan d'urgence européen (1)

« Priorité N°1 : Refroidir le marché UE » :

La Commission a annoncé le 9 sept un Projet de Règlement de mesures d'urgence temporaires (jusque mars 2023) pour faire baisser les prix et la volatilité du marché de gros européens, suralimentés par des flux notionnels excessifs

➤ Forte mobilisation de la Commission (à saluer) **mais ces 3 premières mesures ne sont pas suffisantes :**

- **Mise en place de prélèvements financiers massifs (120 Mrds €) pour financer les outils de compensation :**
 - **Contribution européenne** sur les « *bénéfices exceptionnels* » des **opérateurs EU « infra-marginaux »** (aux coûts de production inférieurs à ceux des centrales à gaz ou charbon), à partir d'un **seuil de 180 €/MWh** :
 - ce n'est pas un « **signal prix** » : il aura **peu d'impact** (car infra-marginal)
 - **Prélèvement exceptionnel sur les producteurs d'énergie fossiles combustibles :**
 - mesure « politique », circuit complexe car la taxe peut revenir aux mêmes producteurs (pour décarboner leurs raffineries...), il faudra veiller à une taxation harmonisée au plan UE, assiette nationale, taux unique, formule : franchise sur résultat 2022 au-delà de 20 à 40% vs 2020, base 2020 critiquable (année déjà non-standard)
- **Outils de renforcement de la solidité financière des opérateurs** contraints d'aligner de trop fortes contreparties bancaires (contre-garanties publiques sous conditions de flexibilités envers les clients, pour faire face aux appels de marge gigantesques)
- **Plan de réduction de la consommation électrique** pour baisser la demande (-10%) & lisser les pics de consommation de 5% :
 - **double effet positif** : réduire la demande marginale réduit l'appel à l'unité marginale de production (au gaz), donc la demande de gaz (impact sécurité d'approvisionnement), et permet d'appeler l'unité marginale suivante, moins coûteuse que celle au gaz, ce qui contribue à faire baisser le prix marginal de l'électricité (impact prix).



Plan d'urgence européen (2)

Ces avancées ont un début d'impact à la baisse sur les bourses européennes de l'énergie ...
mais 3 mesures manquent et le pic de crise approche : « *falaise de renouvellement des contrats* » :

1- Plafonnement du prix du gaz :

- Le **plafonnement du prix du gaz électrogène** serait une **1^{ère} étape pour stabiliser les prix à un palier** : le « **modèle ibérique** » autorise l'Espagne (+Port) depuis juillet à le plafonner entre 45/75 €/MWh (« *ile énergétique* » peu connectée à l'UE)
 - et l'actionner aux seules bornes d'un pays européen interconnecté (par ex. la France) serait voué à l'échec en raison des « **effets de bord** » massifs aux interconnexions transfrontalières > Allemagne et NL
 - **17 Etats favorables au « modèle ibérique » et certains veulent aller plus loin via un plafonnement (ou corridor) du prix du gaz en Europe, pour tous types de gaz, y compris le GNL importé :**
 - **Encore plus réticente à ce schéma, l'Allemagne oppose au moins 3 contre-arguments**
 - *ne pas désinciter à la sobriété : faux argument, le prix restera élevé, conservant un effet de signal prix*
 - *ne pas perdre les fournisseurs (NW, USA, Qatar...) : peu probable qu'ils trouvent des clients à un prix > plafond EU*
 - *tenir compte des mixes locaux : la mesure est jugée moins utile chez eux qui utilisent plus de charbon que de gaz ...*
 - la Commission aura **besoin de temps pour convaincre, même après le 21/10 :**
 - les **EM récalcitrants** : Allemagne, NL, Dk...et les **fournisseurs actuels de GNL** : l'UE négocie en bilatéral avec :
 - la Norvège : elle est membre de l'Otan, de l'Europe, voisine de l'UE...
 - les producteurs européens de la Mer du Nord (NL, DK)
 - l'Azerbaïdjan : qui voudrait un jour intégrer l'UE
- pour espérer contraindre le Qatar et les USA à s'aligner sur un « juste prix »



Plan d'urgence européen (3)

2- Achats coordonnés de gaz au plan EU :

- Chantier lancé depuis 8 mois : la **plateforme de facilitation** a été formalisée dans le cadre de RePowerEU.
- Certains Etats très exposés au risque de pénurie (Allemagne) redoutent de confier à l'EU un levier « d'achat collectif » du gaz
- La plateforme n'aura **pas de rôle de négociation des achats mais procèdera par agrégation des demandes et achats conjoints** : les mécanismes d'achats sont du ressort des entreprises gazières nationales et non des Etats
- L'UE veut contraindre les EM à **acheter en commun au moins 15%** de leurs besoins via un **consortium européen (Engie, ENI, Uniper)**
- Un **nouvel indice de prix européen du gaz** serait créé à coté du TTF néerlandais actuel qui serait substitué des contrats à venir
- La Commission vise désormais le **remplissage accéléré des stocks stratégiques pour l'hiver 2023/2024**

3- Accélérer la réforme du « market design » :

- Principe de la réforme acté, avancées lentes : la Commission annonce un texte législatif réformant le « **merit order** » **début 2023**
- il faut annoncer accélérer les travaux de l'ACER pour **aménager le mécanisme de corrélation actuel** :
 - FI et MEDEF constituent une **Task force Market Design** et vont proposer à l'EU de lancer un **Groupe de haut niveau d'experts** pour faire des propositions concrètes
 - Un **texte législatif serait envisagé par la Commission européenne pour le T3 de 2023**

*Les industriels européens ne peuvent accepter que leur énergie soit **durablement plus chère qu'aux USA ou en Asie** (risque de décrochage de compétitivité et de désindustrialisation) : produire en Europe de l'énergie décarbonée, compétitive et pilotable est un **élément de souveraineté et de compétitivité suffisamment stratégique** qui doit pousser la Commission à bâtir une **politique européenne coordonnée ambitieuse**, avec une **régulation de prix de marché européen, un partage des coûts et des risques équitable entre producteurs et gros consommateurs** : une approche orthogonale à doxa libérale de l'Europe*



En attendant la solution EU, quels leviers en France ? (1)

Un cocktail de plusieurs types de mesures de soutien à la main de l'Etat : leur coût budgétaire est très élevé pour les finances publiques (retour du « *quoi qu'il en coûte* » ?).

Sélectivité et efficacité variables, elles risquent d'être **peu couvrantes si les cours actuels se maintiennent** :

➤ ARENH 2023 :

- La demande 2023 sera inférieure à 2022 (160 TWh) : entre 145 et 150 TWh (baisse de la demande, des alternatifs)
- Le volume décidé par l'Etat avec EDF sera plus proche de 100/110 que de 120 TWh (production réduite d'EDF)
- le **taux d'attribution** (post-écrêtement) sera un critère aussi important que le volume mis en marché :
 - Ex : 110 TWh décidés / 140 demandés = **79%** > au taux de 2022 : 74,5%
- levier **puissant pour HEI/EI** mais **peu ciblé** (ménages et entreprises) vu son **coût élevé** pour les finances publiques :
 - 10 TWh de plus d'ARENH coûtent 4 à 5 Mrds € selon les cours actuels
- la Commission EU n'a pas donné son feu vert à ce **rehaussement du volume** au-delà de 100 TWh ...
Bruno Le Maire veut conserver le plus longtemps possible cet argument français pour **peser dans la négociation EU**
- la décision doit être prise < **31/10** (date de fixation du taux d'attribution)... sauf **décision rétroactive** de l'Etat
- la proximité de la renationalisation d'EDF et l'extrême tension du PLF 2023 ne sont pas propices à un rehaussement
- c'est un levier avec **ses complexités** :
 - Ex : **le coût exorbitant du tarif de remboursement** en cas de dédit/renoncement à une partie du volume d'ARENH pré-attribué en raison d'une baisse de production involontaire



En attendant la solution EU, quels leviers en France ? (2)

➤ Aide d'urgence gaz/électricité : vers une « version 3 » du décret ?

- Son impact restera limité...son enveloppe de 3 Mrds€ ne sera pas à l'échelle de l'explosion de la facture énergétique de l'Industrie en 2023 à « +30 Mrds € ». Cette aide est **ex-post**, sur **dossier** (lourd et complexe)
- le mécanisme ne fonctionne toujours pas et FI a demandé que la France propose de **modifier 8 critères** :
 - *durée* : **OK de BXL pour la prolonger jusque fin 2023**
 - *Référence du seuil de 3%* : 2021 > **fin 2022** : **OK de BXL**
 - *intensité de l'aide* : inclure toute la hausse dans la formule (passer à **150%** le taux de hausse actuellement de 200%, augmenter les taux d'aide : passer de 30% > 50%, et 50% > 70%), mais accepter le principe du « reste à charge »
 - *plafonds trop bas* : les augmenter ou passer à une **approche par site/groupe** :
 - **OK de BXL pour relever les plafonds : par ex de 2 à 4 m€, de 25 à 50 m€, de 50 à 100 m€ ?**
 - *liste des énergies éligibles* (gaz/élec) : inclure **chaleur** / vapeur et froid, voire H2, biomasse...:
 - **OK de BXL ok sur la chaleur / vapeur, pas sur l'H2**
 - *critère EBE < 0* à faire évoluer vers une « baisse d'EBE » pour les aides à 25 et 50 m€ :
 - **BXL propose un nouvel indicateur plus complexe : EBE/Intérêts dette, mais pourrait accepter une « baisse d'EBE »...**
 - *liste des secteurs éligibles* (pour l'aide à 50 m€) : inclure les secteurs manquants et exposés à la concurrence internationale
 - **retirer le nouveau critère créé par l'UE au 1^{er} sept plafonnant à 70% le montant aidé maxi de la facture énergétique**
- Une nouvelle **consultation des 27 Etats européens** est en cours

Bruno Le Maire annonce un nouveau décret d'assouplissement des critères pour début novembre



En attendant la solution EU, quels leviers en France ? (3)

➤ Aides directes aux « entreprises en difficultés » :

- Chômage partiel : AP/APLD, au cas par cas,
- Aides à la trésorerie : PEG résilience, prêts bpifrance ...

➤ Améliorer la relation fournisseurs / clients en matière de contrats énergie :

- « **Charte de bonne conduite** » signée à Bercy le 6/10 par les grands énergéticiens et l'Etat, pour « *décrire la relation commerciale et la rendre plus transparente* » : des engagements assez généraux plutôt bien respectés, mais :
 - Cas particulier des **contrats d'électricité associant part d'ARENH et part au prix de Marché** :
 - FI propose que les PMI puissent **découpler le calendrier de leurs engagements fermes sur l'ARENH** (à fixer avant le 31/10), de la **décision à prendre sur les volumes au prix marché** (après le 31/10)
 - Alternative : pourquoi les contrats au prix spot n'intègrent pas d'ARENH ?
- La CRE va bâtir des « **prix de référence** » pour tous les types de consommation : les acheteurs pour s'y référer
- Un **négoceur** sera nommé à Bercy pour accompagner les PMI énérgo-intensives dans leurs contractualisations



SOLUTIONS de MOYEN-TERME en France et en Europe (1)

➤ Produire plus d'énergie (décarbonée) en France :

- plus d'énergies pilotables bien adaptées à l'industrie : le parc nucléaire actuel et futur
 - renforcer chez EDF la performance opérationnelle pour accroître la production du parc nucléaire actuel (adopter les standards internationaux) et revenir vers les niveaux de production antérieurs
 - s'assurer d'un dialogue social apaisé
 - prolonger le parc et le renouveler (extension EPR 2)
- poursuivre la diversification de notre mix énergétique :
 - davantage d'EnR (objectif X10, PJI accélération) : éolien, photovoltaïque, hydraulique, géothermie ...
 - plus de flexibilité de stockage énergétique via l'Hydrogène bas carbone
 - biométhane, chaleur biomasse, méthanation, CSR, voire gaz de houille...

➤ Renforcer et mettre à niveau nos infrastructures énergétiques :

- gazières (terminaux méthaniers GNL - 2023/2024, gazoduc Midcat Fr/Espagne : gros investissement sur un réseau dédié à une énergie carbonée ou perspective d'y faire circuler à terme de l'H2 ?)
- et électriques (smart grid, interconnexions...)

➤ Poursuivre les efforts de décarbonation de l'industrie :

- le Plan de sobriété 2022-2023 est une étape du Plan structurel de Transition énergétique : Green Deal 2030 (-55%)
- il s'inscrit dans la feuille de route européenne vers la Neutralité carbone 2050
- Le Plan RePowerEU doté déjà de 200 Mrds€ pourrait être encore renforcé à ce titre dans les mois à venir

