

**« La nouvelle dynamique des industries de réseaux »
C.N.E.S.E.**

***Financement et régulation des réseaux
électriques***

Jacques PERCEBOIS

Professeur (Emérite) à l'Université de Montpellier
Doyen Honoraire de la Faculté d'Economie
Directeur du CREDEN

6-7 juillet 2021, Alger

Missions des réseaux électriques

- **1. Maintenir l'équilibre entre les injections et les soutirages (maintenir la fréquence)**
- **2. Réseau de transport en haute tension et de distribution en basse tension**
- **3. *Monopoles naturels* (infrastructures dites essentielles); entreprises publiques et parfois privées (concessionnaires de service public)**
- **4. Nécessité d'un régulateur qui fixe les péages d'accès aux réseaux (surtout en cas d'ATR, accès des tiers aux réseaux)**
- **5. L'injection croissante de renouvelables directement sur le réseau de distribution pose le problème de la « remontée » d'une partie de l'électricité du réseau de distribution vers le réseau de transport**
- **6. Les deux défis majeurs de la flexibilité: insuffisance d'injection aux heures de pointe (jouer sur l'effacement) et excès d'injection d'électricité fatale aux heures creuses (cf solaire)**
- **7. Le financement des réseaux peut se faire via des subventions publiques mais en général c'est le consommateur qui paie via les tarifs (identifier les tarifs d'accès dits péages)**

Le PROCESSUS de LIBÉRALISATION des INDUSTRIES de RÉSEAUX

SCHÉMA CLASSIQUE

entreprise publique intégrée

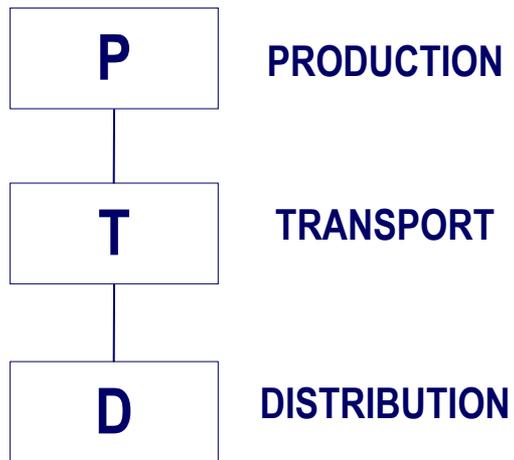
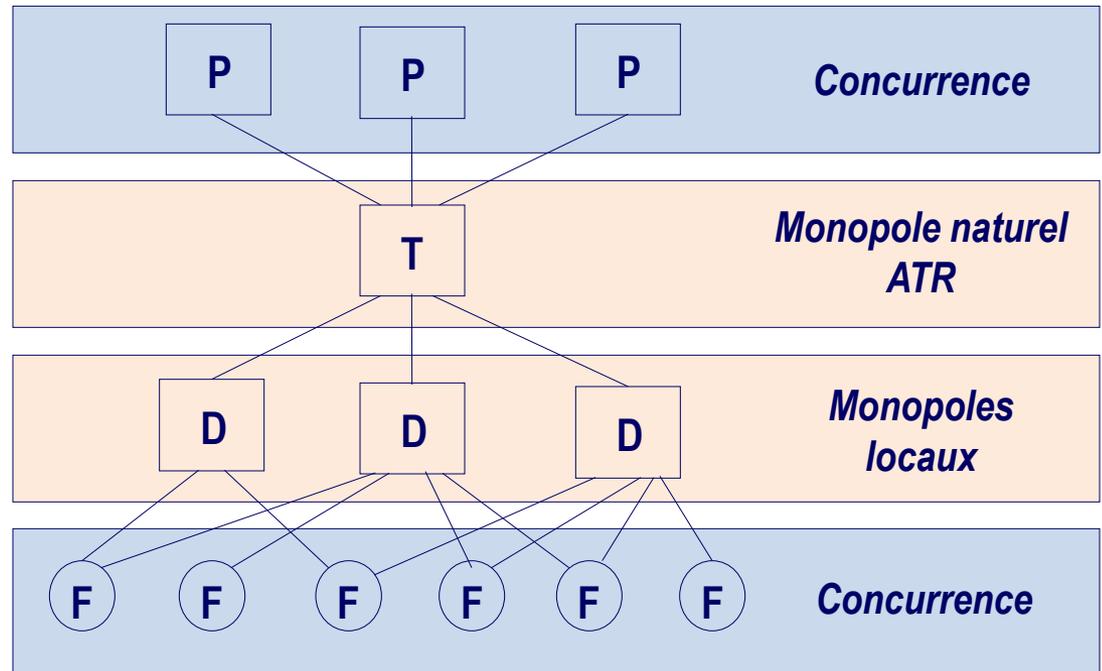
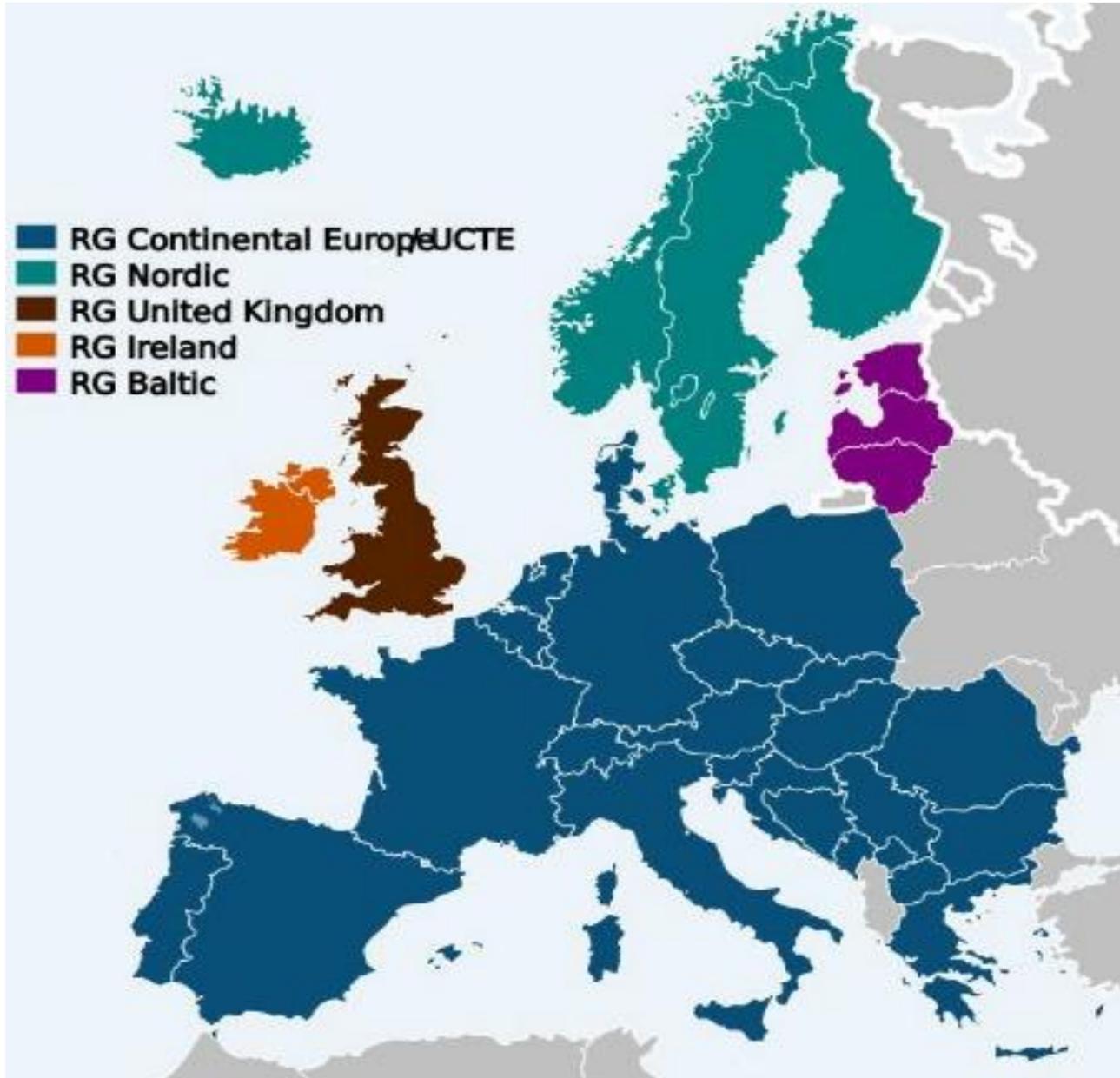


SCHÉMA DÉRÉGULÉ et DÉ-INTÉGRÉ

souvent avec privatisation



Réseau électrique européen synchrone (50Hz) (avec marche de gros de l'électricité: 24 prix par jour)



NATURE des TARIFS ATR d'accès aux réseaux

1 – TARIFICATION de « POINT à POINT » (ou à la « DISTANCE »)

- Impossible pour l'électricité !
- Ne favorise pas l'entrée des concurrents sur le marché du gaz

2 – TARIFICATION « ENTRÉE-SORTIE » (ou « NODALE »)

- En fonction des flux injectés et soutirés
- Représentative du coût de réservation associé au transport du gaz entre deux nœuds

3 – TARIFICATION UNIFORME dite « TIMBRE-POSTE » (ou « DOUBLE TIMBRE-POSTE »)

- Adoption pour l'électricité
- Cas particulier d'une tarification entrée-sortie dans laquelle le terme d'injection est le même en chacun des points-sources et le terme de soutirage identique en chaque point de prélèvement

TARIFICATION APPLICABLE aux CONSOMMATEURS d'ÉLECTRICITÉ

(tarifs de soutirage)

$$\text{Facture annuelle} = a_1 + a_2 P + b \tau^c P$$

- Le terme a_1 représente la part fixe de la facture
- Le terme $a_1 + a_2 P$ représente la participation annuelle de l'utilisateur aux coûts fixes annuels du GRT au titre de la réservation d'une capacité d'acheminement correspondant à la puissance souscrite P en kw
- τ est le taux d'utilisation de la puissance souscrite

$$\tau = (\text{E soutirée en kwh}) / (8760 \cdot P \text{ souscrite en kw})$$

C'est l'équivalent du nombre d'heures d'utilisation à pleine puissance souscrite divisé par le nombre d'heures de la période de référence c'est-à-dire 8760

- Le terme $a_1 + (a_2 + b)P$ représente le montant de la facture pour une utilisation de la connexion au maximum de la puissance souscrite toute l'année ($\tau = 1$ et b est un paramètre positif).
- Le terme c appliqué au facteur τ traduit la diminution relative des coûts marginaux d'utilisation de la connexion en fonction de la durée (paramètre de concavité $0 < c \leq 1$).
- τ est le taux d'utilisation de la puissance souscrite
- E soutirée est exprimée en kwh et P souscrite en kw.

FORMULE ATR POUR LE GAZ EN FRANCE

$$T = p_1 C_e + p_2 C_s + p_3 L + (p_4 Q)^*$$

C_e Capacité journalière maximale réservée au point d'entrée (en MWh/j)

C_s Capacité journalière maximale réservée au point de sortie (en MWh/j)

L Capacité journalière maximale réservée dans l'interzone (en MWh/j)

Q Quantité annuelle de gaz naturel transportée dans le réseau (en MWh/an)

P_1 Péage en euros par an au niveau de l'entrée

P_2 Péage en euros par an au niveau de la sortie

P_3 Péage en euros par an dans l'interzone

P_4 Péage en euros pour transporter 1 MWh de gaz dans le réseau

* En avril 2005, le terme $(p_4 Q)$ disparaît

Les PÉAGES ATR

(Third Party Access) Electricité

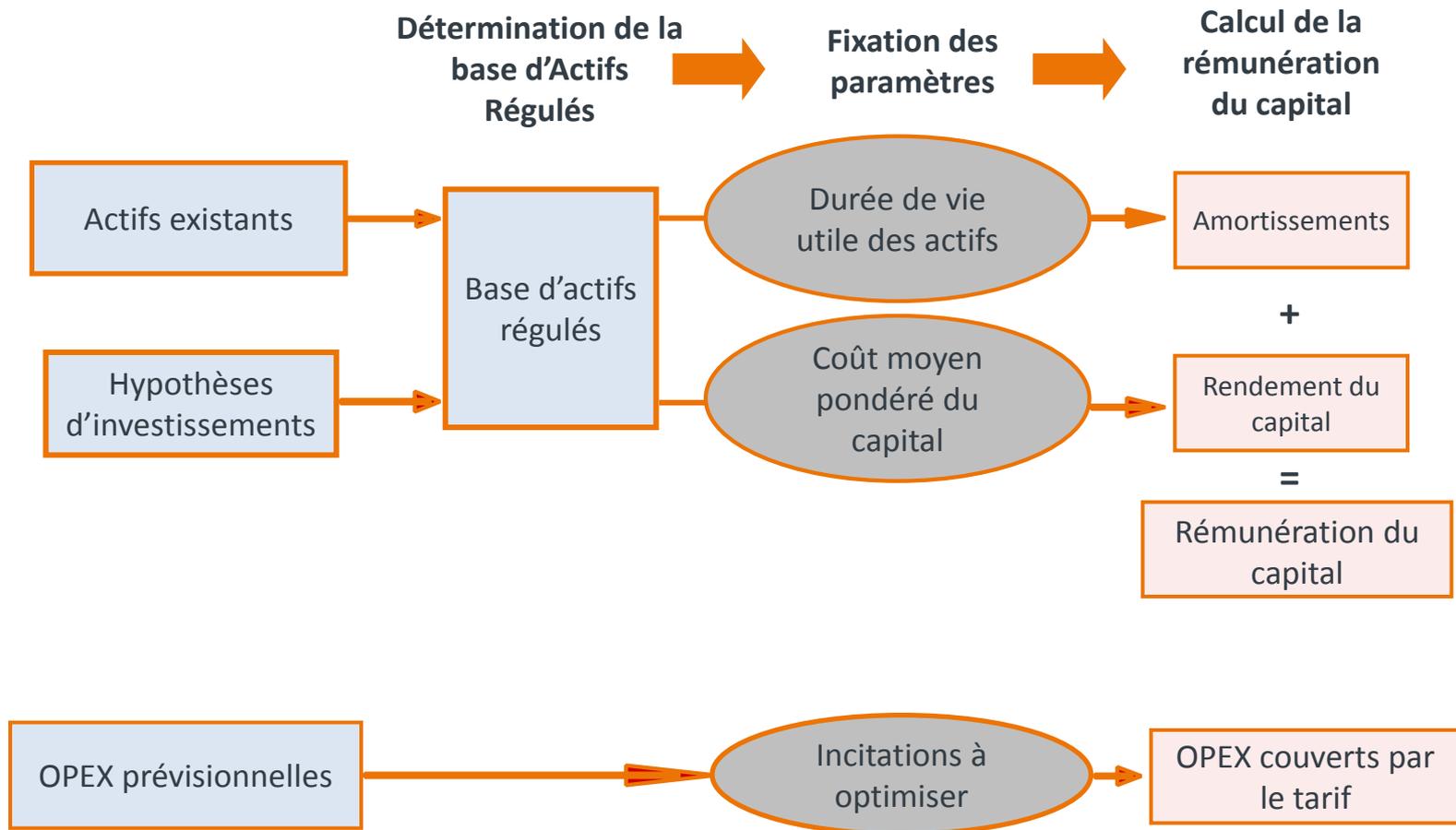
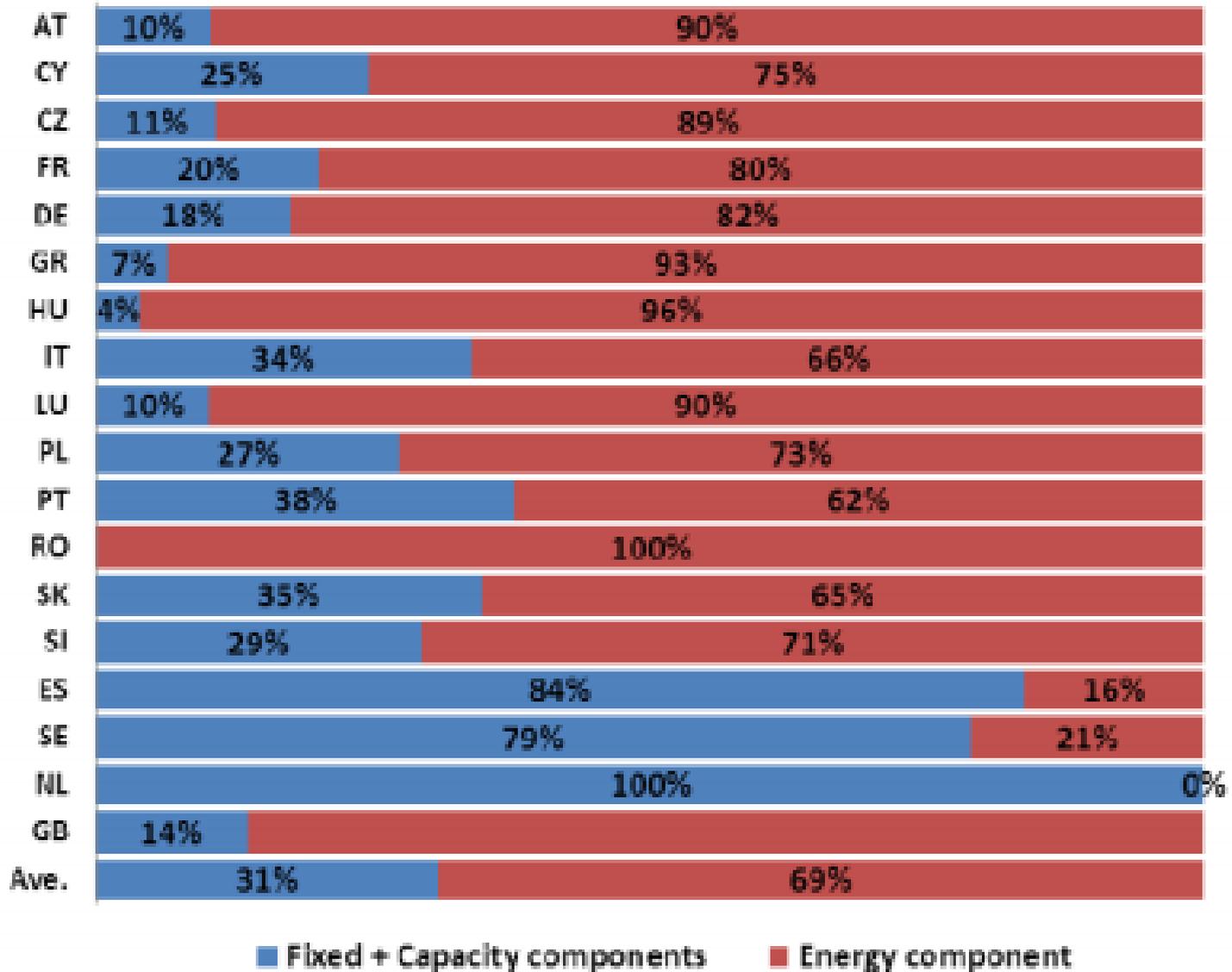


Figure 3: Distribution Tariff component weight in Households



Vers une réforme du tarif d'accès au réseau? Mieux prendre en compte la puissance

- **Le renforcement des réseaux (T et D) va s'accroître avec le développement des interconnexions transnationales et celui des énergies renouvelables à l'échelle locale; cela va augmenter le volume des coûts fixes à financer.**
- **Le dimensionnement des réseaux se fait en fonction de la puissance (MW) à injecter ou à soutirer alors que la rémunération de ces réseaux via le TURPE se fait largement en fonction de l'énergie soutirée (MWh) et non en fonction de la puissance souscrite**
- **Il faut donc modifier la structure du TURPE et majorer la composante fixe du péage; cela aura deux conséquences**
- **Introduction possible d'un signal-prix de localisation des capacités d'injection et de soutirage ce qui revient à se rapprocher d'une tarification « nodale » (fin de la péréquation spatiale)? Les fournisseurs vont développer des offres de marché différentes selon les profils de consommation (usages plats ou non) mais aussi selon la localisation spatiale des clients. On doit en tenir compte au niveau des péages d'accès aux réseaux (surtout en distribution?)**

L'hydrogène, le nouveau « couteau suisse » de la transition énergétique; connexion entre les réseaux d'électricité et de gaz?

(1/3)

1. Quatre types d'hydrogène (H₂) (30 kgH₂ = 1 MWh)

- **Gris**: à 95% par vaporeformage du gaz naturel et à 4% par gazéification du charbon; forte émission de CO₂
- **Bleu**: à partir de fossiles avec couplage à un système de capture et stockage de CO₂ (CCS) voire avec valorisation du carbone (CCU, ce qui réduit le coût)
- **Jaune**: électrolyse de l'eau à partir de nucléaire (sans CO₂)
- **Vert**: électrolyse de l'eau à partir d'ENR intermittentes (solaire et éolien)

2. Usages: H₂ utilisé principalement dans la chimie (désulfurer les produits pétroliers ou produire de l'ammoniac utilisé comme base des engrais azotés); peut être utilisé comme combustible directement dans un moteur ou une turbine ou pour produire de l'électricité via une pile à combustible.

3. H₂ en compétition potentielle avec l'électricité dans certains usages, notamment la mobilité (voitures, camions, trains voire avions). Prendre en compte le coût mais également l'autonomie, le temps de recharge, la sécurité. Comparer le coût et la durée de vie de la pile à combustible à ceux des batteries.

L'hydrogène, le nouveau « couteau suisse » de la transition énergétique; connexion entre les réseaux d'électricité et de gaz?

(2/3)

1. **H2 bleu versus H2 gris.** La compétitivité du H2 bleu dépend du coût de la capture et du stockage du carbone et du coût du CO2. Une installation d'H2 gris émet 10 fois plus de CO2 qu'une installation d'H2 bleu (on capte 90% du CO2 avec le bleu); le surcoût lié à la capture est rentable pour un prix du carbone de 110 euros/tCO2 (fourchette 85-140 euros/tCO2) (étude Ecole des Mines, mastère OSE)

2. **H2 jaune et vert.** Moyen de valoriser une électricité (excédentaire ou non) ou de la stocker via le *power-to-gas-to-power*; 3 facteurs sont déterminants

- coût de l'électricité décarbonée (EnR ou nucléaire); (noter que si le prix du carbone augment, le prix de gros de l'électricité augmente aussi donc cela pénalise l'H2 vert et crée une incertitude sur la compétitivité relative entre l'électricité et l'hydrogène pour certains usages dont la mobilité)

- coût de l'électrolyseur

- rendements de la conversion en H2 puis éventuellement en électricité via une pile à combustible

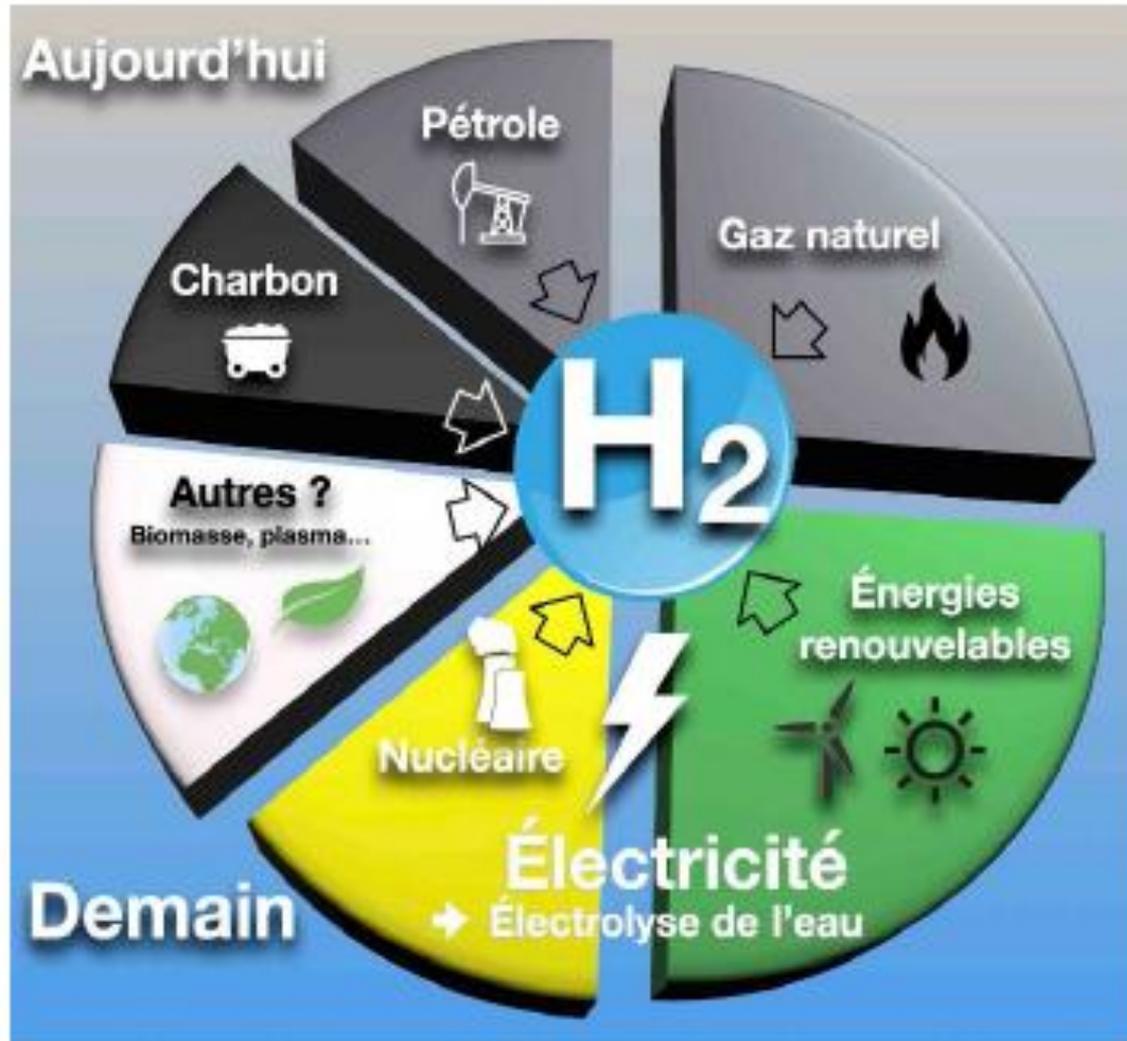
Seuil de rentabilité non atteint aujourd'hui mais on peut compter sur: 1) un « effet d'échelle » et 2) une amélioration du rendement des électrolyseurs (cf électrolyseurs à haute température)

L'hydrogène, le nouveau « couteau suisse » de la transition énergétique; connexion entre les réseaux d'électricité et de gaz?

(3/3)

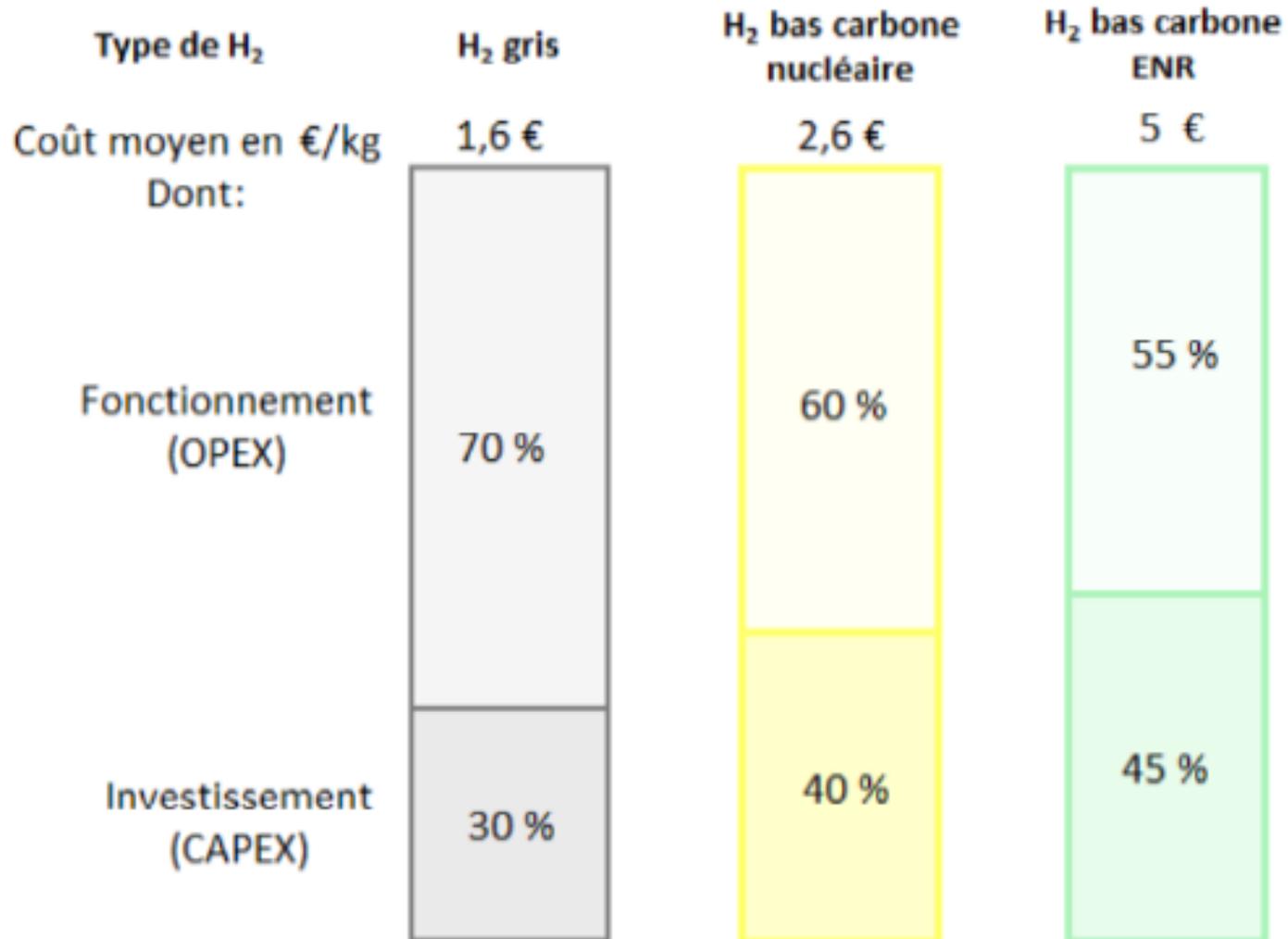
1. Selon BNEF (Boomberg New Energy Finance, 2020) l'H2 vert coûtera moins cher que l'H2 bleu dès 2030
2. Même lorsque le PV est moins cher que l'éolien les électrolyseurs sont mieux rentabilisés avec l'éolien dont le facteur de charge est plus élevé
3. Selon BNEF l'H2 vert deviendra meilleur marché que l'H2 gris (obtenu à partir du gaz sans capture de carbone) dès 2050.
4. Beaucoup d'espoirs sur les électrolyseurs à haute température (cf projet Genvia co-entreprise CEA-Schlumberger); il faut chauffer l'eau à 700 °C; réversibilité: l'électrolyseur peut devenir pile à combustible.
- 5 Beaucoup d'espoirs aussi sur l'H2 obtenu à partir de nucléaire: projet Exelon (US) en partenariat avec le norvégien Nel Hydrogen sur un réacteur à eau bouillante; projet au Minnesota sur un PWR; projet APS (Arizona Power System) concernant un électrolyseur réversible sur la centrale de Palo Verde (on prévoit d'utiliser l'H2 pour produire de l'électricité en période de pic de demande) (cf Merlin, étude IFRI mars 2021)
- 6.Intérêt des SMR pour la production d'H2 un peu partout dans le monde.

Les modes de production de l'hydrogène



Coût de production de l'hydrogène. Source OPECST (Office Parlementaire)

Décomposition du coût estimé



Le numérique, un atout pour le système électrique

- 1. recours à un *Jumeau numérique* pour la conception et la gestion des centrales par simulation
- 2. Le numérique permet de mettre en place une tarification du kWh en temps réel
- 3. Le numérique permet de valoriser l'effacement diffus (cf application *Ecowatt*, recours à des *agrégateurs* qui « construisent » des centrales virtuelles VPP)
- 4. Le numérique au service du stockage-déstockage des batteries des véhicules électriques (optimiser la recharge grâce à des ordinateurs quantiques)
- 5. Le numérique au service de l'injection des renouvelables intermittentes (réseaux « intelligents » permettent le pilotage dit en *grid forming*; gestion de millions de points d'injection et de soutirage)
- 6. Le numérique améliore l'interface entre réseaux d'électricité et de gaz (production d'H₂ par électrolyse, recours à la *méthanation*); mais le power-to-gas-to-power est encore coûteux car les rendements sont faibles (pour pouvoir déstocker 1 kWh il faut en avoir dépensé 3 avec la filière hydrogène et 5 avec la filière méthanation)

Pourquoi les réseaux sont une infrastructure stratégique?

- **1. Point de passage obligé entre la production d'électricité et l'utilisation de l'électricité (sauf si autoproduction); c'est le réseau qui gère le risque de black-out et les délestages; capacité à perturber certaines activités sensibles (cf cybersécurité)**
- **2. Vecteur d'informations sensibles (le gestionnaire de réseau connaît tous les mouvements donc sait qui produit et qui consomme en temps réel; données stratégiques)**
- **3. Contrôler un réseau c'est aussi imposer ses normes techniques donc favoriser les ventes de matériel en amont comme en aval de la filière électrique (cf stratégie de la Chine en Europe)**

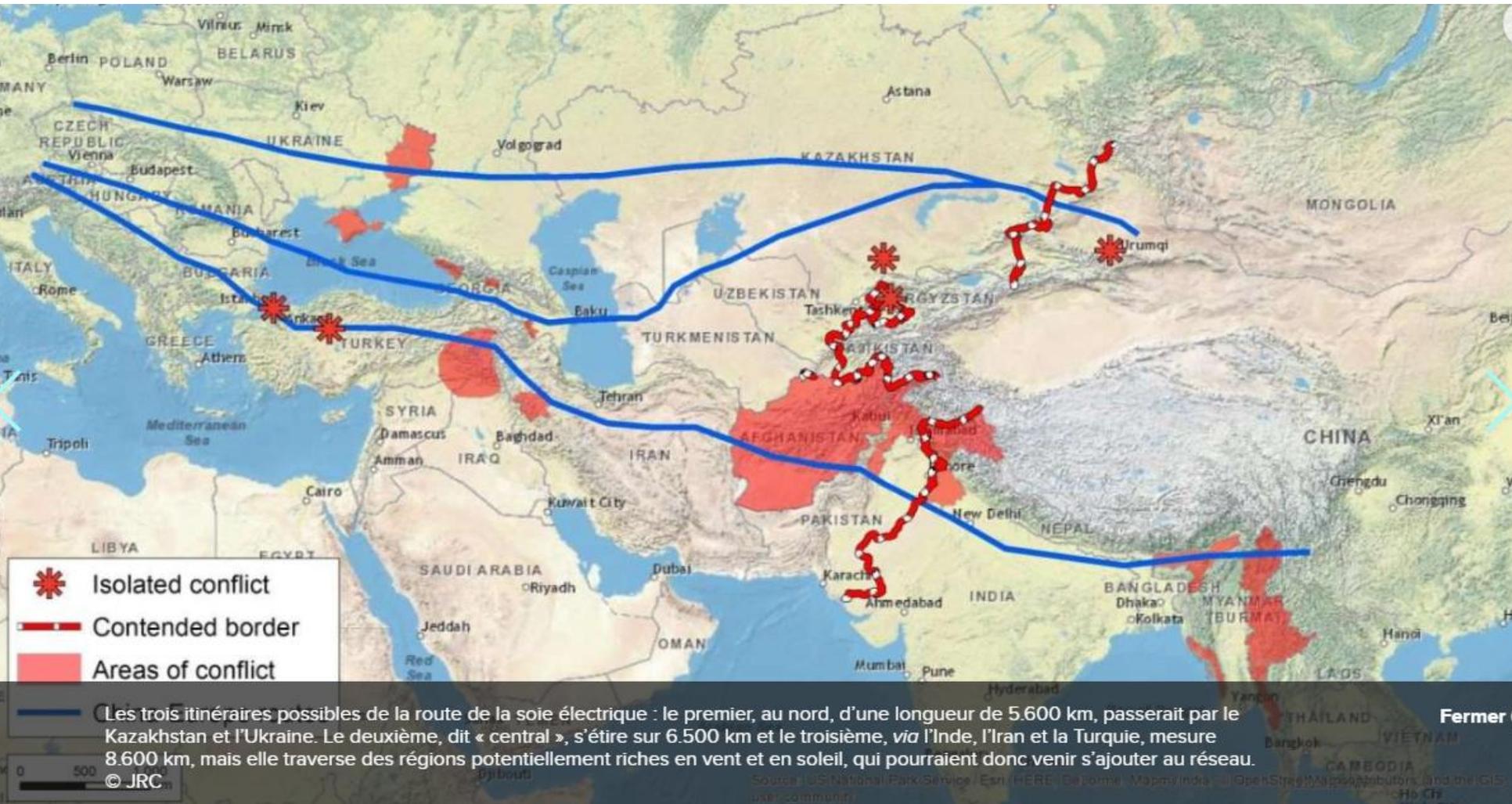
Les interconnexions transnationales, intérêt pour l'Algérie?

- 1. Transporter demain de l'hydrogène « bleu », solution pour les réseaux algériens de gaz? (cf projet du Nordstream venant de Russie); il suffit de décarboner le méthane (à 90%)
- 2. Transporter de l'électricité « verte », solution pour exporter de l'électricité solaire produite en Algérie? (cf projets chinois pour exporter de l'électricité éolienne); on retrouve le projet Desertec.

Gazoduc Nordstream 2

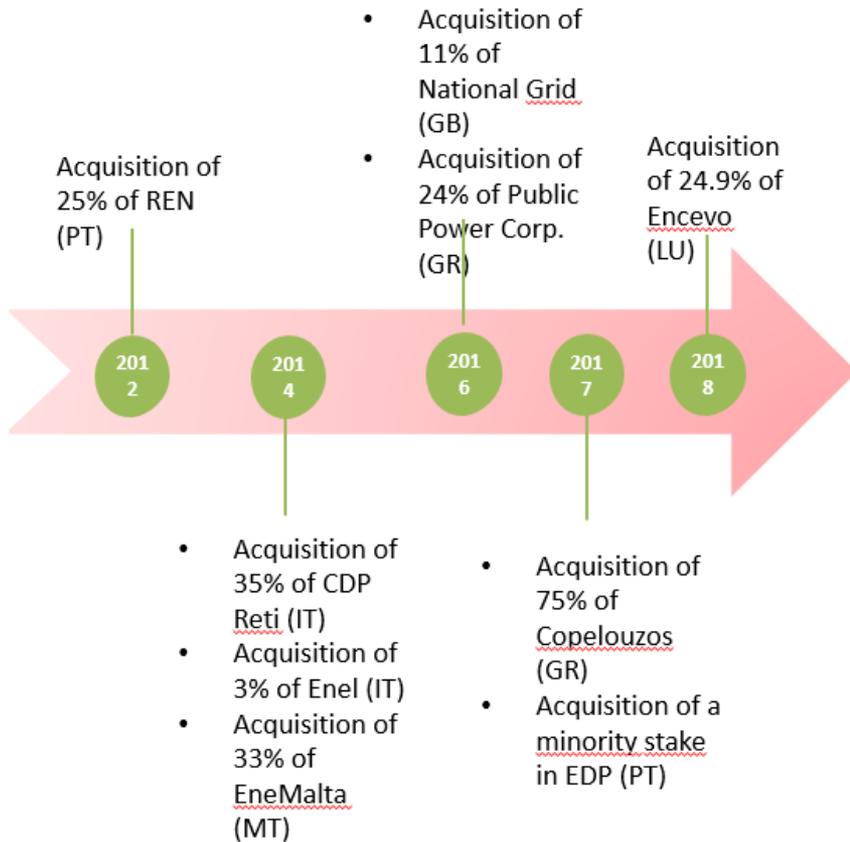


Les « routes de la soie » électriques





China is becoming an electricity European player



With a long-term policy, China is investing in European electricity grids

Source: Note 16/18, Fondation pour la recherche stratégique, 2018

Conclusion

- **Les réseaux électriques sont au cœur de la transition énergétique (centrales pilotables, ENRi, hydrogène bleu)**
- **Ils constituent une part importante du prix de revient du kWh (1/3 minimum)**
- **Leur financement peut se faire en partie grâce à des fonds publics (c'est le contribuable qui paie) et en partie via les tarifs de l'électricité (c'est le consommateur qui finance). Ce partage est un choix stratégique et politique.**

Jacques PERCEBOIS

L'ÉNERGIE racontée à travers quelques destins tragiques



L'ÉNERGIE

Jacques PERCEBOIS

*racontée à travers
quelques destins tragiques*



Editions
CAMPUS
OUVERT

3^e
édition

Énergie

Économie et politiques

Jean-Pierre **Hansen** – Jacques **Percebois**
avec Alain **Janssens**

Préface de Marcel Boiteux
Avant-propos de Jean Tirole
Prix Nobel d'économie 2014

OUVERTURES ÉCONOMIQUES

LES +

- › Ouvrage pédagogique, issu de l'expérience de l'enseignement et de la pratique
- › Plusieurs niveaux de lecture
- › Accès aisé à la documentation