

## Démarche des « Concertations H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> : Perspectives d'avenir »

# Atelier H<sub>2</sub> : Flexibilité des électrolyseurs

**Important :** Ce document est diffusé à titre provisoire. Il constitue une base de travail susceptible d'évoluer au fil de l'avancement de la démarche de concertation. Les contenus présentés pourront être ajustés, complétés ou précisés en fonction des contributions, remarques et propositions formulées par les parties prenantes tout au long du processus.

### Sommaire de la note

1.	Rappel du cadre et des objectifs du sous-groupe de travail sur la flexibilité des électrolyseurs.....	2
2.	Enseignements croisés des études « système » sur la valeur de la flexibilité des électrolyseurs.....	3
3.	Leviers et freins au développement d'un écosystème flexible.....	7
3.1.	Caractérisation de la flexibilité dans nos scénarios .....	8
3.2.	Caractéristiques techniques pour le fonctionnement flexible des électrolyseurs.....	9
3.3.	Quantification de l'impact d'un fonctionnement flexible sur la dégradation de la performance nominale des électrolyseurs dans différentes architectures – Impact de ces architectures sur les paramètres de flexibilité .....	10
3.4.	Valeur de la flexibilité des électrolyseurs pour la compétitivité de l'H <sub>2</sub> produit (LCOH) .....	12
3.5.	Les freins éventuels à un fonctionnement flexible des électrolyseurs .....	15
4.	Scénarios pour le plan de développement prospectif H <sub>2</sub> .....	16
4.1.	Evolution projetée du facteur de charge des électrolyseurs à l'horizon 2030 – 2050.....	16
4.2.	Volumes potentiels de production pouvant relever d'un fonctionnement flexible à horizon 2030, 2035 et 2050 .....	19
4.3.	Régionalisation des volumes de la production d'H <sub>2</sub> par électrolyse .....	20
5.	Anticiper les besoins et les sollicitations des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène (2030) .....	23

## 1. Rappel du cadre et des objectifs du sous-groupe de travail sur la flexibilité des électrolyseurs

NaTran et Teréga ont lancé le 4 avril 2025 les Concertations H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> à destination de toutes les parties prenantes et acteurs des marchés de l'hydrogène (H<sub>2</sub>), du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et du méthane (CH<sub>4</sub>).

Dans ce cadre, Natran et Teréga proposent lors de leur journée dédiée aux ateliers H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>, un **sous-groupe de travail sur la flexibilité des électrolyseurs**. Cet échange s'inscrit dans la continuité des éléments déjà partagés par NaTran, Teréga et Storengy lors d'un premier atelier centré sur les enjeux pour le système électrique organisé par RTE.

L'atelier du 13 mai vise à partager et consolider les hypothèses techniques et économiques sous-jacentes aux scénarios sur lesquels s'appuieront les analyses nécessaires à la construction de nos Plans de développement prospectifs Hydrogène. Les échanges lors de l'atelier hydrogène, et plus particulièrement lors de cette table thématique autour de la flexibilité des électrolyseurs ont pour objectifs de :

- **Valider et compléter les hypothèses techniques** associées à une exploitation flexible (temps de réponse, impact sur les performances, durée de vie, etc.)
- **Affiner les volumes potentiels de production** aux horizons 2030, 2035 et 2050 pouvant relever d'un mode de fonctionnement flexible et leur localisation (proximité du réseau hydrogène, infrastructure de stockage, implantation de capacités EnR additionnelles des régions...)
- **Discuter et définir des ordres de grandeur réalistes de facteurs de charge** pour les différents modes d'exploitation des électrolyseurs, en tenant compte des opportunités du marché et de la maturité technologique
- **Anticiper les besoins et les sollicitations des infrastructures de transport et de stockage**, non seulement en fonction des volumes, mais aussi du rythme et de l'intermittence de la flexibilité exercée par les électrolyseurs, qui ne sont pas traduits par le seul facteur de charge moyen.

## 2. Enseignements croisés des études « système » sur la valeur de la flexibilité des électrolyseurs

Le fonctionnement flexible des électrolyseurs est considéré comme un levier essentiel pour l'intégration des énergies renouvelables, tout en contribuant à l'optimisation du système énergétique dans son ensemble. Plusieurs travaux récents apportent des éléments d'analyse sur les bénéfices systémiques et confirment l'intérêt économique lié à cette flexibilité.

**Notamment, l'étude conjointe<sup>1</sup> publiée par NaTran et RTE en 2023 met en évidence le rôle clé que peut jouer la flexibilité des électrolyseurs dans le système énergétique futur, à horizon 2050. Le Bilan prévisionnel de RTE<sup>2</sup> de 2023 confirme cet intérêt, en le chiffrant aux horizons 2030 et 2035. Cet intérêt à l'horizon 2030 est aussi confirmé au niveau Européen par une étude<sup>3</sup> du GIE.**

### Etude conjointe RTE-NaTran à l'horizon 2050

NaTran et RTE ont mené une étude conjointe pour évaluer les enjeux liés au développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène et les leviers d'optimisation vis-à-vis du système électrique. Les analyses menées, croisant les enjeux des systèmes électriques et gaziers, montrent que **le principal intérêt vis-à-vis du système électrique des infrastructures de transport d'hydrogène sera de connecter les bassins hydrogène avec des stockages salins, de manière à permettre aux électrolyseurs de moduler leur consommation d'électricité dans le temps.**

Le fonctionnement flexible des électrolyseurs présente des bénéfices importants pour le système électrique (meilleure efficacité énergétique à travers l'optimisation de l'utilisation de la production d'électricité bas-carbone et la réduction de la modulation du nucléaire, évitement de capacités de production électrique renouvelables et de pointe, évitement de réseau électrique), qui excèdent largement les coûts des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène nécessaires.

**Le bénéfice net pour la collectivité est estimé à environ 1,5 Md€/an à l'horizon 2050 dans la configuration de référence de l'étude** (scénario bas de production d'hydrogène d'environ 35 TWh PCI soit environ 1 Mt/an). L'intérêt économique de développer des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène apparaît globalement robuste aux hypothèses économiques considérées.

En outre, le développement de canalisations de transport d'hydrogène pourrait aussi permettre, dans certaines configurations, **de positionner les électrolyseurs dans des emplacements plus favorables au réseau électrique** (c'est-à-dire à proximité des sites de production d'électricité, afin de réduire la congestion du réseau et de reporter ou de limiter certains renforcements). L'enjeu économique identifié est en revanche plus limité que celui

---

1 Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique, RTE, GRTgaz (NaTran), 2023, [https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz\\_rte\\_etudeh2.pdf](https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz_rte_etudeh2.pdf)

2 Volet Hydrogène, Bilan Prévisionnel 2023, RTE, 2023, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-07-12-chap11-hydrogene.pdf>

3 Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024 - [https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU\\_Underground\\_Hydrogen\\_Storage\\_Targets-090424-CLEAN.pdf](https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf)

associé à la flexibilité des électrolyseurs. Il a cependant moins fait l'objet d'analyses de sensibilité.

**FIGURE 1:** Comparaison des coûts complets du système électrique+hydrogène, dans différentes configurations de flexibilité du système hydrogène et de localisation des électrolyseurs (scénario bas, avec une production d'hydrogène par électrolyse de 35 TWh<sub>PCI</sub>/an soit ~1 Mt/an)

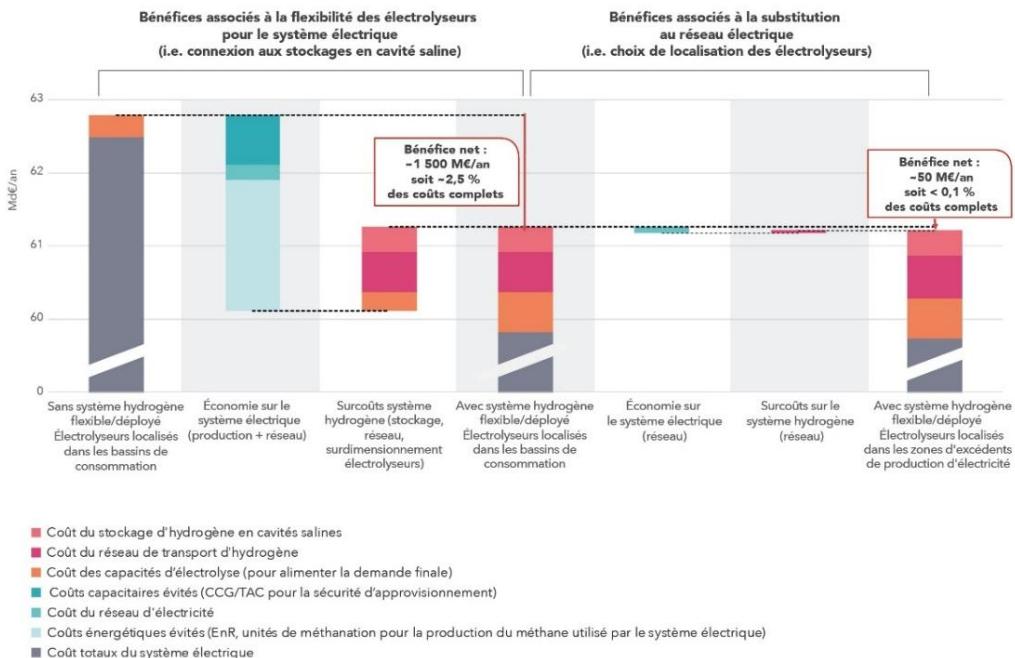


Figure 1- Analyses des bénéfices liés à la flexibilité et au positionnement des électrolyseurs par RTE et NaTran à l'horizon 2050

### Analyses de RTE à l'horizon 2030-2035 de la valeur de la flexibilité des électrolyseurs en France

RTE évalue dans son Bilan Prévisionnel 2023<sup>4</sup> les bénéfices associés à cette flexibilité pour le système électrique à des horizons plus proches. Dans sa configuration de référence, la flexibilité des électrolyseurs représente pour le système électrique un enjeu de l'ordre de 300 M€/an à l'horizon 2030 et de 1900 M€/an à horizon 2035. **Il s'agit donc d'un levier économique important à tous les horizons de temps.**

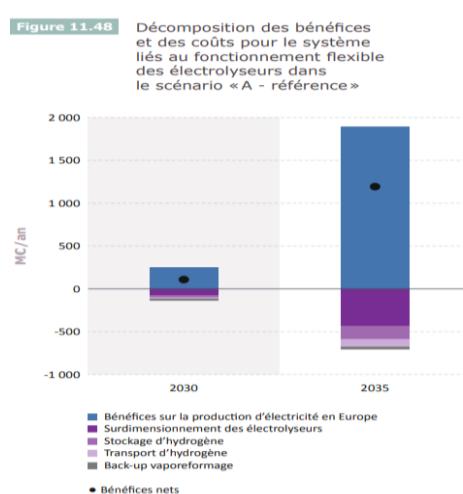


Figure 2: Analyse des bénéfices pour le système électrique de la flexibilité des électrolyseurs à l'horizon 2030 et 2035 par RTE

<sup>4</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-07-12-chap11-hydrogène.pdf> p.109

## **Etude à l'horizon 2030 de la valeur du stockage hydrogène à l'échelle européenne (GIE)**

Selon l'étude de GIE-Artelys-Frontiers de 2024<sup>5</sup>, un système énergétique Européen intégré à l'horizon 2030 bénéficiant de capacités d'électrolyse flexible, de transport et de stockage d'H<sub>2</sub> permettrait une économie annuelle autour de 2,5 milliards d'euros sur l'ensemble du système énergétique (système électrique et H<sub>2</sub>). La flexibilité apportée par la présence de stockages en cavités permet au système global :

- Une alternative aux solutions - coûteuses - de stockage d'hydrogène en surface
- D'optimiser les capacités de transport d'H<sub>2</sub> transfrontalières
- De capitaliser sur l'excédent de production électrique issu des productions renouvelables tout en maximisant l'utilisation des électrolyseurs (et les capacités de productions associées)
- De réduire, à la malle européenne, les coûts de production électrique (i.e. réduction des OPEX grâce à un recours plus limité aux mécanismes d'équilibrage du réseau, aux risques d'écrêtements) estimé à 3,1 Milliards d'économies (à comparer aux 300M€ identifiés par RTE au même horizon à l'échelle France).

## **Analyses de la CRE**

A moyen ou long terme, le développement d'écosystèmes hydrogène au-delà de leurs zones d'implantations initiales pourrait être accéléré par la capacité des infrastructures à soutenir la flexibilité du système hydrogène. La CRE a identifié dans son **rapport<sup>6</sup> sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone** plusieurs leviers techniques, économiques ou liés au contexte européen favorables à cette évolution.

La CRE souligne aussi les rôles clés de la flexibilité des électrolyseurs et des stockages ; d'une part, la capacité des électrolyseurs à moduler leur production et d'autre part, le fonctionnement en cycle court de stockages d'hydrogène, permettraient d'adapter la production à la variabilité des prix de l'électricité : produire lorsque le prix de l'électricité est bas ou s'effacer lors des pointes de consommation électrique. Cette flexibilité permettrait de rendre des services au réseau électrique tout en améliorant la compétitivité économique de l'hydrogène.

Cependant, la CRE estime aussi qu'il reste des incertitudes sur la capacité des électrolyseurs à varier en amplitude et en vitesse ainsi que l'impact sur leur durée de vie. C'est un des sujets que cette note propose d'approfondir.

Sur le sujet de l'équilibrage intra-journalier des réseaux, la CRE soulève que les gestionnaires de réseau d'hydrogène n'auront pas, dans un premier temps, des outils physiques suffisants pour remplir cette mission. Avant même la connexion avec des stockages, il serait nécessaire d'étudier un mécanisme permettant aux gestionnaires de réseaux de modifier la production des électrolyseurs à des fins d'équilibrage. A moyen terme, l'accès à un ou plusieurs stockages deviendrait indispensable pour renforcer cette flexibilité.

---

<sup>5</sup> Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024 - [https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU\\_Underground\\_Hydrogen\\_Storage\\_Targets-090424-CLEAN.pdf](https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf)

<sup>6</sup> Rapport de la CRE sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone, CRE, 2024, [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports\\_et\\_etudes/2024/Rapport\\_CRE\\_regulation\\_infra\\_H2\\_et\\_CO2.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_CRE_regulation_infra_H2_et_CO2.pdf)

## **Analyses européennes de la valeur de la flexibilité apportée par la planification intégrée des infrastructures dans des écosystèmes en mer**

Frontier Economics a récemment publié une étude<sup>7</sup> sur les bénéfices d'une planification intégrée d'infrastructures hydrogène et électriques lors de l'implantation d'éoliennes en mer. Cette étude démontre qu'une telle planification intégrée permettrait à l'Europe d'économiser<sup>8</sup> 5 à 11 Mds€/an d'ici à 2050 sur le coût de sa stratégie de décarbonation. Ces économies sont en particulier dues à des coûts de transport compétitifs pour l'hydrogène ainsi qu'à la flexibilité opérationnelle conférée par le choix du vecteur énergétique transporté. En effet, les investissements sur le réseau électrique peuvent être économiquement optimisés tout en bénéficiant de l'intégralité du potentiel de production des éoliennes en mer (même s'il n'est pas rentable de construire des infrastructures de transport électrique dimensionnées à hauteur du potentiel de production des éoliennes en mer, les canalisations hydrogène peuvent prendre le relais).

Des analyses similaires sur le territoire national, et en particulier l'ouest de la France sont en cours dans une étude pilotée par NaTran, l'Ademe et les régions Bretagne et Pays de Loire. La façade atlantique représentant près de la moitié des objectifs éolien en mer français à horizon 2050, se pose la question de la co-optimisation des réseaux électriques et hydrogène et de maximisation du potentiel de l'éolien en mer. Cette étude s'intéresse ainsi à la valeur économique d'un hydrogénoduc Brest-St Nazaire-Paris, et notamment à la valeur du service de flexibilité rendu au système électrique. Les bénéfices de l'électrolyse en mer y seront également évalués. Cette étude contribuera à alimenter le Plan de Développement Prospectif Hydrogène.

Dans la perspective d'une production d'hydrogène compatible avec les contraintes du système électrique, la flexibilité opérationnelle des électrolyseurs constitue donc un levier stratégique. Cette flexibilité permettrait de valoriser les signaux de prix du marché électrique, de participer aux services système, et de s'adapter aux disponibilités des énergies renouvelables variables et ainsi d'éviter des coûts importants sur le système électrique.

Le développement d'un écosystème flexible repose à la fois sur des performances technologiques et des modes de gestion capables de s'adapter dynamiquement, mais aussi sur des infrastructures de transport et de stockage permettant d'absorber les variations de production et sur des mécanismes de coordination entre les différents acteurs de la chaîne de valeur. A ce jour, **il semble que peu de projets en développement en France envisagent un fonctionnement flexible. Il s'agit dans cet atelier de discuter de la bonne compréhension commune des opportunités et des freins à un fonctionnement flexible des électrolyseurs**, afin d'alimenter la construction des Plan de développement prospectifs H<sub>2</sub>.

7 [Etude Harnessing the Northern Seas' energy potential to meet climate goals](#) | Frontier Economics, A meta-study of existing system integration studies for the Hydrogen Networks of the Northern Seas (HyNOS), Janvier 2025, Commanditée par HyNOS (groupement d'opérateurs de réseau CH4 et H2 dans les pays ayant accès à la mer du Nord, à la mer Baltique et à la mer d'Irlande)

8 Economies réalisées par rapport à un cas où la production par des éoliennes en mer serait uniquement rapatriée à terre par des câbles électriques.

### 3. Leviers et freins au développement d'un écosystème flexible

La production d'hydrogène par électrolyse repose sur plusieurs options technologiques. Aujourd'hui, quatre principales technologies d'électrolyse sont développées : l'électrolyse alcaline, l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM), l'électrolyse haute température via cellules à oxyde solide (SOEC) et l'électrolyse à membrane échangeuse d'anions (AEM). La technologie alcaline reste la plus mature, représentant environ 70% de la capacité installée mondiale.

Chaque technologie présente aujourd'hui des caractéristiques de performance plus ou moins favorables à une opération flexible, notamment en termes de plage de fonctionnement, load gradient (%/min), de rapidité de réponse et de rendement. Ces performances évoluent encore, sous l'effet des innovations technologiques et des exigences croissantes du système énergétique. À ce jour, **le retour d'expérience disponible provient principalement de projets de petite taille fonctionnant à l'échelle du kW. La filière ne dispose pas encore d'expérience significative d'installations à grande échelle (MW) fonctionnant en mode flexible. Cela souligne la nécessité de poursuivre les études et d'affiner les hypothèses de performance et de comportement à plus grande échelle.**

L'architecture de l'installation influence également sa capacité à moduler :

- **Architecture mono-module (ou mono-stack).** Dans une configuration **mono-stack**, l'électrolyseur est conçu comme une unité unique, où l'ensemble des cellules est piloté sous un même profil de charge. Ce mode est plus simple à piloter, mais limite la flexibilité. Il est typique des électrolyseurs alcalins traditionnels et des petits systèmes PEM.
- **Système d'électrolyse multi-stacks.** À l'inverse, une configuration **multi-stacks** repose sur l'agrégation de plusieurs unités modulaires (stacks ou modules d'électrolyse) pouvant être pilotées de manière indépendante et pouvant partager les mêmes auxiliaires (balance of plant). Les électrolyseurs PEM sont adaptés à cette approche, tandis que les alcalins évoluent également vers des architectures modulaires pour gagner en flexibilité.

Plusieurs stratégies ont été identifiées pour un pilotage flexible des électrolyseurs dans un système multi-stack :

- **Segment principle** : démarrage progressif des stacks dès que la puissance minimale est atteinte, en priorisant une montée à 80 % avant d'activer d'autres stacks
- **Start-stop principle** : fonctionnement des stacks uniquement à puissance nominale complète, activés/désactivés selon la disponibilité énergétique
- **Slow-start principle** : activation progressive des stacks à partir de seuils de puissance définis pour optimiser la montée en charge.

Dans le cadre de l'élaboration de nos scénarios, nous avons développé un outil de simulation afin de mieux comprendre le comportement des installations en fonctionnement flexible, d'identifier les leviers d'optimisation **des paramètres de flexibilité des électrolyseurs**, et d'accompagner le développement de la filière en réponse à ses besoins en termes d'infrastructure de stockage et de transport.

### 3.1. Caractérisation de la flexibilité dans nos scénarios

La caractérisation de la flexibilité dans nos scénarios repose à la fois sur les leviers techniques, tels que la performance de la technologie d'électrolyse, les infrastructures de stockage, ou encore les possibilités d'effacement de la consommation (par exemple mécanisme de capacité) et sur les stratégies que les acteurs adopteront face à des arbitrages multiples : maîtrise de coûts, conformité réglementaire, valorisation de l'hydrogène produit, etc. Ce tableau présente les hypothèses structurantes utilisées pour distinguer les projets selon leur mode d'exploitation, en fonctionnement en bande ou en mode flexible et d'objectiver les arbitrages entre investissement, performance et valeur apportée au système énergétique.

Tableau 1: Caractérisation de la flexibilité dans nos scénarios

Caractérisation des différents modes d'exploitation	Fonctionnement en bande	Fonctionnement en bande avec effacements ponctuels, par exemple mécanisme capacité	Fonctionnement flexible : optimisation du fonctionnement en fonction des opportunités marché (signal prix) ou de contraintes de suivi de charge d'un bouquet d'EnR électriques
Accès aux infrastructures de transport et stockage	Non nécessaire, sauf pour des questions de continuité d'approvisionnement (aléas, maintenances) - généralement usage local ou avec stockage sur site	Accès aux infrastructures de stockage, et transport si stockage éloigné	Accès aux infrastructures de transport et stockage en cavité (la profondeur de stockage visée ne peut être apportée par du stockage surfacique/sur site)
Approvisionnement électrique	Minimisation des coûts d'approvisionnement par contrats long terme	Optimisé avec PPA ENR (coût stable) + valorisation services réseau (max 25j/an)	Optimisé avec PPA ENR (coût stable) + arbitrages des prix de marché +valorisation services réseau (max 25j/an)
Levier technique	Surdimensionnement de la capacité d'électrolyse	Non	Oui
	Facteur de dégradation de la performance	Baisse de rendement 1%/an	Baisse de rendement 1%/an
	Durée de vie de l'électrolyseur	80 000 h	Dégénération en arrêt et ramp-down
	Architecture spécifique	Multi-stacks/mono-stack	Multi-stacks/mono-stack
	Consommation en stand-by		Nulle

### 3.2. Caractéristiques techniques pour le fonctionnement flexible des électrolyseurs

Sur le plan technique, la flexibilité opérationnelle d'un électrolyseur dépend de plusieurs paramètres clefs, notamment (Tableau 2, ci-dessous pour les hypothèses communément admises) :

- Les **plages acceptables de fonctionnement** (dont la valeur minimale varie de quelques pourcents pour un électrolyseur PEM à une vingtaine de pourcents pour un électrolyseur alcalin) ;
- Les **temps de démarrage et d'arrêt** (de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes, selon la technologie d'électrolyseur et le mode de stand-by) ;
- Le **load gradient**, i.e. le temps de parcours, en %/minute de la gamme de fonctionnement
- L'**impact des cycles de marche/arrêt et des suivis de profils de charge** sur la dégradation des performances des électrolyseurs.

Ces performances varient selon les fabricants et les générations technologiques, et certaines contraintes, telles que l'impact sur le rendement énergétique et la durée de vie des cellules, doivent être prises en compte.

Dans notre analyse<sup>9</sup>, nous avons intégré des hypothèses issues d'un benchmark technico-économique sur les technologies européennes, qui sont en cours d'enrichissement par des entretiens.

Tableau 2 : Paramètres techniques pour le fonctionnement des électrolyseurs

Paramètre	Fonctionnement flexible	Fonctionnement en bande
Consommation électrique (kWh/Nm3)	Entre 4,2 à 5,8 kWh/Nm3 (auxiliaires compris)	
Rendement (%)	66,6 ± 2,5% pour PEM 65,4 ± 3,6% pour alcalin	
Ramp-up	Parcours de la plage en 1-2s pour PEM, 20s pour alcalin	
Ramp-down	Parcours de la plage en 5s pour les deux technologies (1 minute avec auxiliaires pour PEM, inconnue concernant l'alcalin)	
Démarrage à froid	15 à 30 min pour alcalin 5 à 15 min pour PEM	
Démarrage à chaud	30 s à 5 min pour alcalin 10 s pour PEM	
Plage de fonctionnement	20%-100% Pn pour l'alcalin 5%-100% Pn pour le PEM <sup>10</sup>	
Dégénération nominale	0,1 - 0,19% / 1000h pour l'alcalin 0,1 - 0,45% / 1000h pour le PEM	

<sup>9</sup> Sources : fiches techniques de fournisseurs d'électrolyseurs (étude et comparaison par le CEA-Liten), bibliographie (par LGM et le CEA-Liten), retour d'expérience de Jupiter 1000

<sup>10</sup> Les datasheets de certains fournisseurs (Cummins, HyGreen, Hande, Longi) indiquent une production max supérieure à 100%

Dégradation en diminution de production	101% x dégradation nominale	
Dégradation en redémarrage à froid	106% x dégradation nominale	
Durée de vie (stacks)		80 000 à 120 000 heures pour alcalin 30 000 à 90 000 heures pour PEM
Durée de vie (système)		20 ans pour alcalin Entre 15 à 20 ans pour PEM

Il convient cependant de souligner que plusieurs solutions techniques existent pour compenser ces limitations :

- Mise en œuvre de « stand-by à chaud » (l'électrolyseur ne produit pas mais est maintenu en température et en pression, moyennant une consommation minimale d'électricité)
- Utilisation de batteries électriques en amont des électrolyseurs
- Mobilisation des infrastructures de stockage (stockage sur site, cavités salines, réseaux de transport) pour découpler production et consommation
- Fonctionnement « intelligent » d'un système d'électrolyse multi-stacks à la place d'un électrolyseur mono-stack.

#### **Q1- paramètres techniques clefs au fonctionnement flexible des électrolyseurs**

- Les paramètres techniques identifiés dans le Tableau 2 vous paraissent-ils exhaustifs ? Partagez-vous les ordres de grandeur présentés ? Avez-vous des analyses quantitatives à partager afin d'enrichir ce benchmark ? Quelles sont les contraintes opératoires éventuelles dont nous devons tenir compte dans nos analyses et simulations ?
- Les dégradations en diminution de production et en redémarrage à froid indiquées dans le Tableau 2 : Paramètres techniques pour le fonctionnement des électrolyseurs Tableau 2, issues de la littérature ont été utilisées dans notre outil de simulation décrit en section 3.3.10. Partagez-vous les ordres de grandeur présentés ? Sinon, seriez-vous en mesure de nous communiquer d'autres estimations ou fourchettes typiques ?

### **3.3. Quantification de l'impact d'un fonctionnement flexible sur la dégradation de la performance nominale des électrolyseurs dans différentes architectures – Impact de ces architectures sur les paramètres de flexibilité**

Les paramètres techniques présentés précédemment alimentent un modèle de type MBSA (Model Based Safety Assessment) basé sur les réseaux de Petri stochastiques, permettant de simuler le comportement des différents composants d'une installation d'électrolyse. Cet outil d'aide à la décision permet d'évaluer la fiabilité, la disponibilité et la production d'un système d'électrolyse flexible. **L'objectif est de comparer les fonctionnements d'un électrolyseur mono-stack et d'un système d'électrolyse multi-stacks, en intégrant les caractéristiques spécifiques de flexibilité de chaque architecture et technologie.**

Des modélisations annuelles au pas horaire sont considérées, d'une part pour une architecture « mono-stack » (un électrolyseur de 20MW), d'autre part pour un système « multi-stacks » (4 stacks de 5MW avec certains auxiliaires mutualisés). L'analyse porte sur les technologies PEM et alcalin. A partir d'un profil de puissance électrique fourni en entrée, le modèle estime les dégradations des stacks liées à leurs arrêts à chaud ou à froid, à leurs redémarrages ainsi qu'à leurs rampes de suivi de charge. Le rendement des stacks est ainsi mis à jour, permettant un calcul affiné de la production d'hydrogène en sortie. Les défaillances des stacks et des auxiliaires sont également prises en compte dans la modélisation ainsi que leur impact sur la disponibilité du système.

Deux **types de pilotage** sont examinés :

- **Suivi d'une chronique de production électrique renouvelable** (données utilisées : production éolienne et solaire d'une région française en 2023 avec une plage de fonctionnement de 2000 à 8000 h)
- **Pilotage selon un signal prix de l'électricité**, avec un seuil d'arbitrage fixé à 85 et 105 €/MWh (données : prix day-ahead de l'électricité en 2023). La plage de fonctionnement comprend entre 3000 et 5000h en fonction du profil du signal prix.

Les principales hypothèses de modélisation sont :

- **Consommation électrique** (kWh/Nm<sup>3</sup>), de 4,5 pour la technologie alcalin et 5,1 pour la technologie PEM
- **Pilotage** : les électrolyseurs fonctionnent en chaîne. L'électrolyseur N+1 s'active si l'électrolyseur N atteint 80% de sa puissance nominale, et se désactive si l'électrolyseur N atteint 40% de sa puissance nominale. En cas de défaillance d'un électrolyseur, la puissance fournie est redirigée vers les autres membres de la chaîne
- **Démarrage à froid** : L'électrolyseur est considéré comme subissant un démarrage à froid dès qu'il a connu un arrêt (puissance reçue < Pmin) de 2h ou plus
- **Standby à chaud** : Lorsque l'électrolyseur reçoit une puissance inférieure à son seuil limite de fonctionnement, il bascule en standby à chaud (consommation électrique et dégradation moindres) pendant 2 heures, puis s'éteint (consommation nulle, aucune dégradation) ;
- **Défaillances et maintenance** : **des pannes aléatoires des électrolyseurs et auxiliaires sont considérées, selon des données issues de la littérature scientifique.** Les maintenances considérées sont uniquement correctives, avec un stock de pièce illimité et des équipes de maintenance toujours disponibles. On considère une dégradation nominale quand l'électrolyseur fonctionne, et des dégradations spécifiques (supérieures à la dégradation nominale) lorsqu'il diminue en puissance ou redémarre à froid (valeur indiquée dans le Tableau 2).

Les premières simulations mettent en évidence l'intérêt technique d'une architecture en multi-stacks pour le fonctionnement flexible des électrolyseurs. **Cette configuration permet de réduire significativement la puissance minimale opérationnelle : la puissance minimale du système est divisée par le nombre de modules, élargissant ainsi la plage effective de modulation et améliorant l'adaptabilité aux fluctuations de la production ou aux signaux prix du réseau.**

De plus, en fonctionnement multi-stacks, la dégradation de chaque module est indépendante car chaque stack évolue de manière indépendante en fonction de son profil de sollicitation.

Les premiers résultats préliminaires sur les cas déjà simulés montrent **qu'un fonctionnement flexible induit une baisse d'efficacité relativement limitée, estimée entre 1 % et 2 %/an de l'efficacité nominale selon les technologies et les scénarios d'exploitation, avec une meilleure**

**résilience observée sur les architectures multi-stack. Ces résultats sont susceptibles d'évoluer en fonction des résultats des simulations en cours et à venir.**

#### **Q2- Impact du fonctionnement flexible sur la dégradation du rendement**

- Les paramètres techniques choisis pour alimenter ces simulations vous paraissent-ils pertinents ? Avez-vous des analyses quantitatives à partager pour enrichir les simulations ?
- Les plages de fonctionnement affichées dans le Tableau 2 sont celles d'un stack. Confirmez-vous que les stratégies de design multi-stacks permettent la baisse de ces contraintes opératoires ? Est-ce que vous envisagez de telles stratégies dans vos projets ? Quels seraient les freins à leur mise en œuvre ? Avez-vous des analyses quantitatives à partager sur l'impact d'un tel design sur les paramètres de flexibilité ?
- Ces résultats préliminaires sont-ils confirmés par votre expérience ? Avez-vous des analyses quantitatives à partager pour les enrichir ? Avez-vous des suggestions d'analyses à mener ? Quels types de pilotages additionnels souhaiteriez-vous tester ? Pouvez-vous fournir les courbes correspondantes ?
- Sur la base de nos échanges avec les équipementiers et de la disponibilité des informations, nous ne traitons actuellement que les technologies alcalines et PEM dans nos études. Cependant, nous sommes intéressés par vos retours d'expérience sur les autres technologies disponibles à intégrer dans nos modèles.

#### **Q3. Sur le mode stand-by à chaud**

- Dans nos hypothèses de simulation, nous avons **supposé que la consommation électrique dans ce mode est nulle**. Proposez-vous une stratégie utilisant ce type de fonctionnement pour compenser les limitations liées à la flexibilité ou améliorer les temps de réponse de vos électrolyseurs ? Si oui, pourriez-vous préciser les conditions techniques (durée maximale recommandée, consommation électrique associée) et l'impact éventuel sur les performances de l'équipement ?

### **3.4. Valeur de la flexibilité des électrolyseurs pour la compétitivité de l'H<sub>2</sub> produit (LCOH)**

**La flexibilité opérationnelle des électrolyseurs peut aussi constituer un levier d'optimisation du coût de production de l'hydrogène, au-delà de ses bénéfices pour le système énergétique dans son ensemble (voir revue de littérature introductive).** Dans le cadre de cette section, l'objectif est de valider avec les parties prenantes dans quelle mesure une stratégie de pilotage flexible, adaptée aux caractéristiques techniques des électrolyseurs et soutenue par des infrastructures de stockage (en cavité saline), peut améliorer la compétitivité économique de l'hydrogène produit, mesurée à travers le LCOH. Il ne s'agit pas ici de mener à nouveau des analyses déjà menées par ailleurs, ni d'analyser le coût de production de l'hydrogène en « valeur absolue », qui varie d'un projet à l'autre mais de valider avec les parties prenantes que les différentes briques de coût analysées sont exhaustives et correctement prises en compte, et que les analyses concluant à la valeur de la flexibilité sur le coût de revient de l'hydrogène ne contiennent pas « d'angle mort ».

L'analyse du coût complet de l'hydrogène repose sur une estimation intégrant les hypothèses listées dans le tableau ci-dessous, intégrant des hypothèses favorables (borne basse) et défavorables (borne haute) :

Tableau 3 : Hypothèse pour le calcul du cout de l'hydrogène aux horizons 2030-2035 produit par un fonctionnement en bande et flexible

Cas d'usage		Bande	Flexible
<b>Coût de l'approvisionnement en électricité du cas</b>	€/MWh	70 - 106	52 - 86
<b>Facteur de charge - "Flexible" ou "Bande"</b>	%	94	68 (voir section 4.1 pour la détermination de ce facteur de charge)
<b>CAPEX électrolyseur total</b>	€/kW		1200- 1700
<b>OPEX pris en compte (hors OPEX électricité)</b>		<b>Opération et maintenance, TURPE, fiscalité (CTA)</b>	
<b>LCOT<sup>11</sup> ≠ tarif</b>  A titre indicatif, transport d'un bassin industriel vers un stockage en cavité à proximité ~150km	€ / kg H2	-	0,04 - 0,08
<b>LCOS<sup>12</sup> ≠ tarif</b>  A titre indicatif, stockage de 32% de la quantité produite dans une cavité saline reconvertie à proximité (~150km) du bassin industriel	€ / kg H2	-	0,20
<b>Puissance de l'électrolyseur</b>	MW	85	125 (surdimensionnement nécessaire à la production flexible)
<b>Energie (kWh) pour 1 kg H2</b>	kWhe / kg H2		51
<b>Facteur de dégradation de la performance</b>	% consommation en kWhe par kg H2 produit / an	1	1 [1-2]

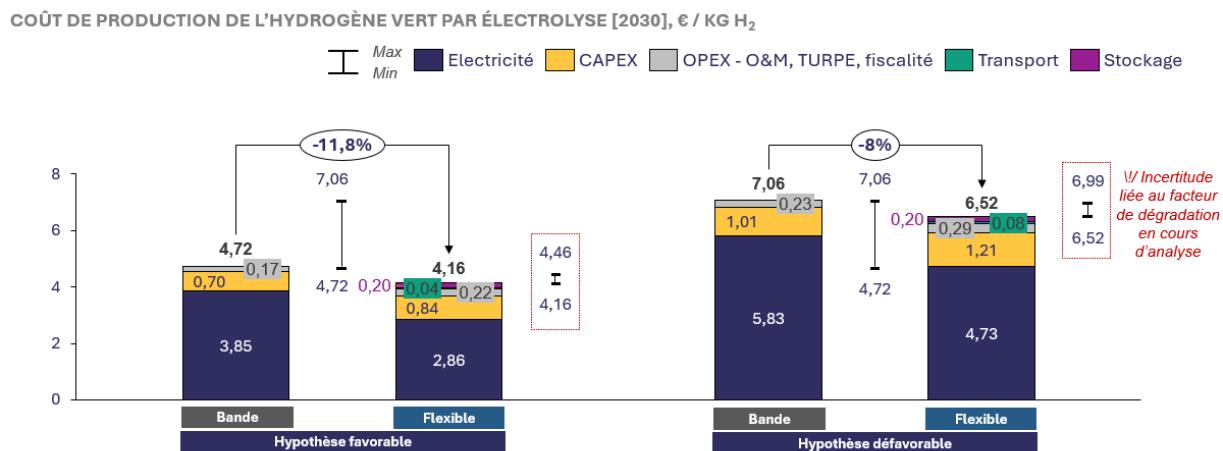
<sup>11</sup> Donné à titre indicatif, fondé sur des hypothèses spécifiques, qui ne peut pas être généralisé à tout type de projets

<sup>12</sup> Donné à titre indicatif, fondé sur des hypothèses spécifiques, qui ne peut pas être généralisé à tout type de projets.

<b>Données issues de résultats préliminaires, amenés à évoluer</b>		
<b>Durée de vie du stack</b>	heures	80 000

Les économies liées à l'arbitrage des prix de l'électricité en 2030 et 2035 reposent sur les analyses réalisées par RTE dans son Bilan Prévisionnel.

En intégrant les paramètres techniques spécifiques au fonctionnement des électrolyseurs (leur capacité de modulation, leurs temps de réponse, leurs dynamiques de montée/descente en charge, ou encore l'impact des cycles d'arrêt/redémarrage sur la dégradation annuelle de leurs performances), les analyses menées par NaTran et Terega montrent qu'une stratégie de pilotage flexible, bien adaptée à ces contraintes, permet de réduire le coût de production de l'hydrogène. Malgré une baisse du facteur de charge, les économies réalisées sur l'approvisionnement électrique compensent les éventuels surcoûts techniques associés au surdimensionnement. **La flexibilité opérationnelle apparaît ainsi comme un levier clé pour améliorer la compétitivité économique de l'hydrogène bas-carbone.**



- 1) Le coût de transport d'un bassin industriel vers un stockage en cavité à proximité ~150km (k€/kgH<sub>2</sub>) : [0,04, 0,08]
- 2) Prix électricité en bande et flexible (€/MWh) : cas défavorable [86, 106], cas favorable [70, 52]
- 3) CAPEX (€/kW) : [1200, 1700]
- 4) Facteur de dégradation : bande (1%/an), flexible (1 - 2%/an)
- 5) Facteurs de charge : bande (94%) et flexible (68%)

Figure 3: Coût de production de l'hydrogène par électrolyse en 2030

A nouveau, il ne s'agit pas ici de mener des analyses déjà menées par ailleurs, ni de discuter du coût en « valeur absolue » de production de l'hydrogène, mais de valider avec les parties prenantes que les différentes briques de coût analysées sont exhaustives et correctement prises en compte, et que les analyses concluant à la valeur de la flexibilité sur le coût de revient de l'hydrogène ne contiennent pas « d'angle mort ».

**Q4- Hypothèses à prendre en compte pour comparer le coût de production complet de l'hydrogène en bande ou flexible**

- Pour piloter un électrolyseur de manière flexible, faut-il une architecture spécifique qui mène à des surcoûts de CAPEX **unitaire** (€ du kW installé) ? Autrement dit, l'hypothèse d'un même CAPEX unitaire dans le cas d'un électrolyseur en bande versus un électrolyseur flexible est-elle correcte ? Ou y a-t-il des différences dans le design qui mènent à un surcoût unitaire ?
- Les retours d'expériences existants sur les systèmes d'électrolyse flexibles ne permettent pas d'estimer la fréquence de remplacement des stacks en fonctionnement flexible comparés à un fonctionnement en bande. L'hypothèse selon laquelle cette fréquence de remplacement est identique en modes flexible et non flexible vous semble-t-elle adaptée ? Dans le cas contraire disposez-vous d'éléments complémentaires que nous pourrions intégrer ?
- Y a-t-il des aspects non pris en compte dans ces analyses et pouvez-vous partager des éléments quantitatifs à leur sujet ?

### **3.5. Les freins éventuels à un fonctionnement flexible des électrolyseurs**

Les revues menées dans le cadre de notre benchmark sur les performances techniques des différentes technologies d'électrolyse confirment que les électrolyseurs présentent des temps de réponse rapides, des plages de fonctionnement étendues (en particulier dans les architectures multi-stack) et une bonne aptitude au cyclage. Ces caractéristiques les rendent compatibles avec un fonctionnement flexible, permettant une modulation de la charge en réponse aux signaux du réseau électrique, tout en conservant des performances globales satisfaisantes.

Sur la base de nos calculs économiques, intégrant les contraintes techniques des électrolyseurs et différents scénarios de pilotage, la production d'hydrogène en mode flexible reste économiquement compétitive. Bien que le facteur de charge soit réduit par rapport à un fonctionnement en bande, les gains permis par l'optimisation de l'approvisionnement électrique compensent les surcoûts associés à la flexibilité.

À court terme, les usages industriels (engrais, sidérurgie, carburants de synthèse) représentent la part majoritaire de la demande. Ces **sites de consommations industriels sont concentrés dans des hubs** industriels. Ces **consommateurs ont un profil de consommation quasi constant et un besoin important de sécurité d'approvisionnement**. Ils ont privilégié jusqu'ici des sources d'approvisionnement proches, néanmoins, comme indiqué dans la section 2 ,le développement d'infrastructures de transport et de stockage pourrait permettre une plus grande diversification des sources

Malgré ces conclusions de faisabilité technique de la flexibilité des électrolyseurs exposées en section 3.2, ainsi que de la pertinence économique pour le coût de production de l'hydrogène, **de nombreux projets continuent aujourd'hui de privilégier un mode de fonctionnement en bande, reflétant les contraintes actuelles des usages industriels.**

**Q5- Freins au fonctionnement flexible des électrolyseurs**

- Quelles sont les contraintes que vous voyez au déploiement de la flexibilité ?
  - o Contraintes au pilotage
  - o Approvisionnement électrique à prix fixe, faible visibilité sur les arbitrages du prix de l'électricité possibles...
  - o Surcoût CAPEX à l'installation difficile à financer
  - o Vieillissement prématûr des installations
  - o ou autre...

Avez-vous des analyses quantitatives à partager ?

- Les projets en cours de développement ont-ils un objectif d'exploitation flexible des électrolyseurs ? si oui/non, pourquoi ?
- Quelles sont les contraintes auxquelles l'opérateur des électrolyseurs est confronté ? Les exigences de continuité d'approvisionnement de son client consommateur ?
- Quel est le taux de disponibilité du système exigé par les consommateurs ? Y'a-t-il des pénalités si le taux de disponibilité n'est pas respecté ?

## 4. Scénarios pour le plan de développement prospectif H<sub>2</sub>

### 4.1. Evolution projetée du facteur de charge des électrolyseurs à l'horizon 2030 – 2050

Dans la construction de nos scénarios, nous avons distingué trois modes de production électrolytique d'hydrogène.

**Définition de catégories de facteur de charge des électrolyseurs :**

<b>Fonctionnement en Bande</b> avec prise en compte des temps de maintenance	Avec un facteur de charge de 94%, typiquement associé à un raccordement au réseau électrique ou à une PPA long terme.
<b>Fonctionnement en bande</b> avec prise en compte des temps de maintenance et <b>avec effacements ponctuels</b> du type de ceux du mécanisme de capacité	Facteur de charge 91%, avec une fourniture de service système de 25 jours maximum /an
<b>Fonctionnement flexible</b> – avec arbitrage des prix marché de l'électricité ou suivi de charge d'un bouquet d'EnR électriques	Facteur de charge compris entre 50%-90% - hypothèse de 68% en moyenne en 2030, à affiner par modélisation en fonction des contraintes remontées au cours de la Concertation

Pour définir le facteur de charge des électrolyseurs en 2030 dans nos scénarios, nous avons appliqué une approche basée sur l'analyse des courbes monotones historiques des prix spot de l'électricité sur la période 2015-2024 (figure 4). Cette méthode consiste à classer les prix

horaires de l'électricité par ordre croissant, puis à identifier les plages d'heures où le prix moyen reste suffisamment bas pour permettre une production d'hydrogène compétitive. L'objectif est de maximiser l'utilisation des électrolyseurs durant les heures où le coût de l'électricité est le plus avantageux, tout en assurant une rentabilisation suffisante des investissements.

Cette analyse a permis d'identifier une plage optimale de fonctionnement entre 5000 et 7000 heures/an, qui correspond à un équilibre entre :

- CAPEX, fortement influencé par le surdimensionnement requis pour une production concentrée sur un nombre d'heures limité
- OPEX électricité lié à la capacité à arbitrer les prix marchés
- et besoins en stockage, qui diminuent à mesure que l'électrolyseur fonctionne davantage.

Dans la construction de nos scénarios prospectifs, nous avons donc retenu a priori le facteur de charge optimal de 68% (correspondant à 6000h de fonctionnement) comme hypothèse de référence de 2030 pour le fonctionnement flexible. Cette hypothèse repose sur la capacité des bassins de production d'hydrogène situés à proximité des infrastructures de transport et de stockage à fonctionner de manière flexible, en réponse aux signaux du marché de l'électricité.

Nous considérons en effet que ces bassins bénéficient d'un environnement technico-économique favorable à la flexibilité, permettant de soutenir à la fois la compétitivité de l'hydrogène produit et la stabilité du système énergétique.

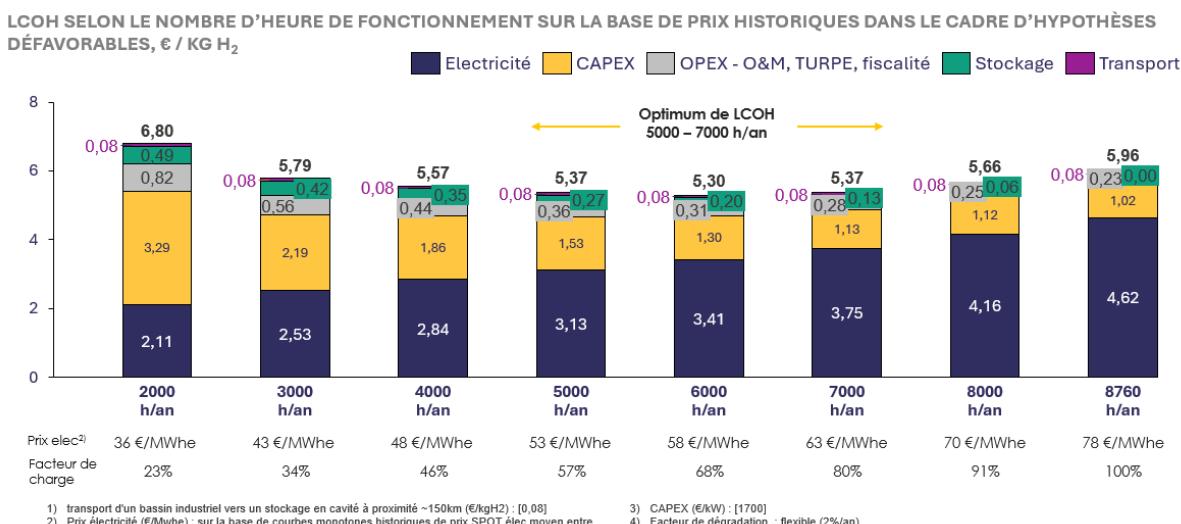


Figure 4: LCOH selon le nombre d'heure de fonctionnement et le prix de l'électricité associé arbitrageable (données historiques) dans le cadre d'hypothèses défavorables

La réduction progressive du facteur de charge retenu pour les électrolyseurs, passant de 68 % en 2030 à 50 % en 2050 présenté dans le Figure 1, s'appuie sur une hypothèse d'évolution structurelle du rôle de l'électrolyse dans le système énergétique.

D'un **point de vue technologique, les électrolyseurs** bénéficieront d'ici 2050, d'une **maturité des équipements**, avec des architectures mieux adaptées au fonctionnement cyclique (meilleure tolérance aux arrêts/redémarrages, optimisation des sous-systèmes, pilotage plus

fin), d'un **retour d'expérience élargi** qui permettra d'optimiser les stratégies de pilotage à l'échelle industrielle et de **coûts de dégradation mieux maîtrisés**, réduisant les pénalités associées à une modulation plus fréquente.

Parallèlement, **en termes économiques et réglementaires**, le marché d'électricité pourrait proposer des **incitations plus fortes à répondre aux signaux du marché de l'électricité**, conformément à la croissance des énergies renouvelables et des **mécanismes de rémunération de la flexibilité** (marchés de capacité, marchés de réserve, etc.). En complémentarité, le **développement progressif des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène** permettra d'absorber les fluctuations de production liées à un fonctionnement moins constant des électrolyseurs, tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement des consommateurs industriels (sujet traité plus en détails dans l'atelier « Sourcing et sécurité d'approvisionnement »).

Cette hypothèse s'inscrit dans une logique de couplage renforcé entre les systèmes énergétique & l'hydrogène, où l'électrolyse devient un levier majeur de flexibilité pour le système, fonctionnant de manière opportuniste et intermittente, en soutien de l'équilibre offre-demande.

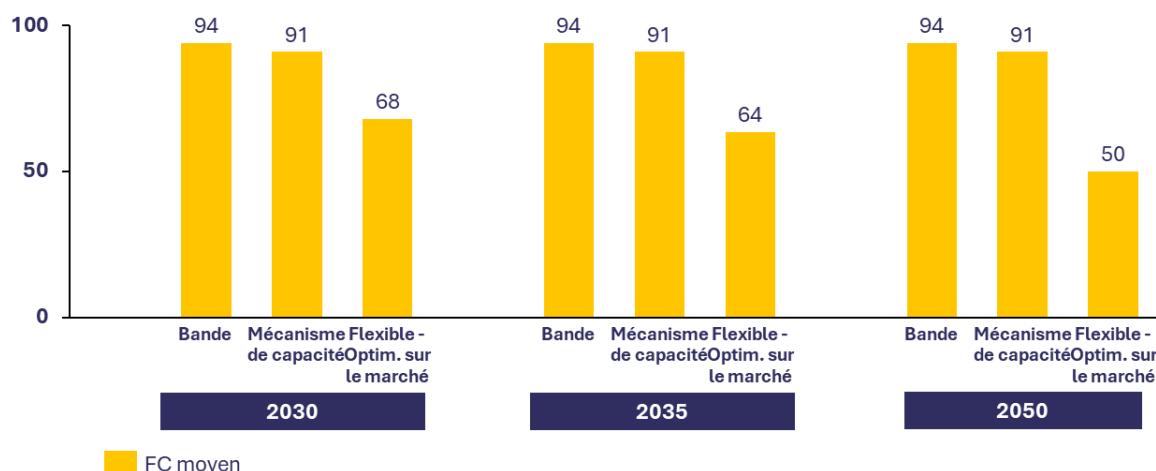


Figure 5 : Evolution projetée du facteur de charge des électrolyseurs à l'horizon 2030 – 2050

#### Q6 – Facteur de charge et heures de fonctionnement

- Les hypothèses de facteur de charge retenues vous paraissent-elles cohérentes pour 2030, 2035 et 2050 ?  
D'après votre expérience, quelle plage de facteur de charge faut-il considérer pour un projet qualifié de « flexible » tout en assurant sa soutenabilité économique ? Quel est le nombre d'heures de fonctionnement/gamme de puissance électrique appelée en entrée que vous utilisez pour une exploitation flexible ? La plage de 50 à 90% vous paraît-elle adaptée ?
- Est-ce que le nombre d'heures de fonctionnement pris comme hypothèses dans ces scénarios vous semblent optimal pour valoriser au mieux le fonctionnement flexible des électrolyseurs ?
- Est-ce que vous dimensionnez vos projets en fonction de ces plages ? Sinon, pourquoi ?

## 4.2. Volumes potentiels de production pouvant relever d'un fonctionnement flexible à horizon 2030, 2035 et 2050

La quantification des volumes d'hydrogène produits par électrolyse repose sur une approche *bottom-up*, construite à partir des projections de consommation finale d'hydrogène. Le volume annuel de production électrolytique est ainsi estimé selon l'équation suivante :

$$\text{Production électrolytique H}_2 \text{ (kt H}_2 / \text{an}) = \text{Conso H}_2 - \text{Production SMR} - \text{Imports H}_2$$

Dans nos scénarios, les capacités de production d'hydrogène par électrolyse ont été réparties entre les trois niveaux de fonctionnement, selon le facteur de charge, définis en section 4.1. Cette répartition est basée sur la proximité des projets infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène. Les électrolyseurs situés à proximité du réseau hydrogène sont considérés comme flexibles, et sont soutenus par cette infrastructure, tandis que les installations plus isolées sont affectées au fonctionnement de bande. Cette approche s'appuie également sur la régionalisation de la consommation par usage, présentée en section 4.3.

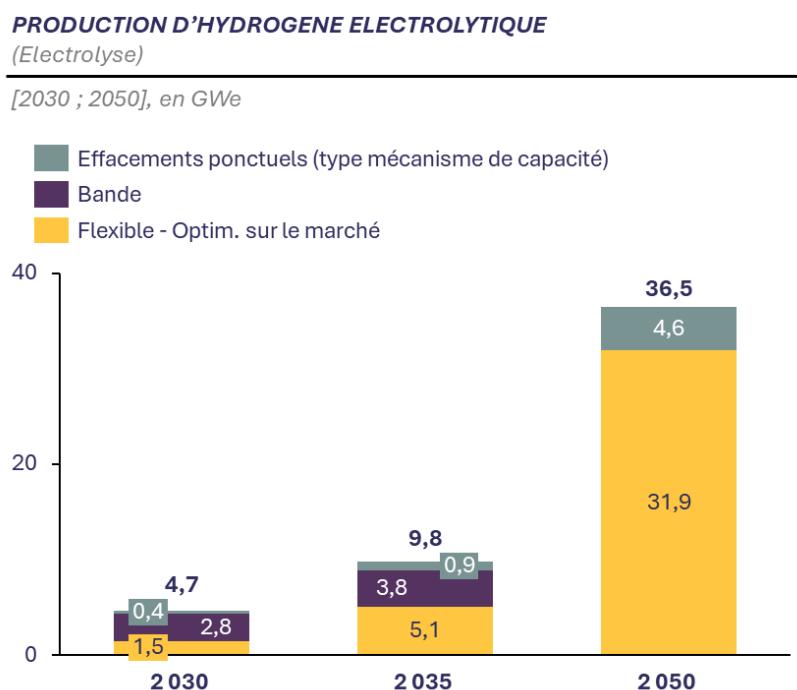


Figure 6 : La capacité d'électrolyse installée en France aux horizons 2030 - 2050 dans scénario A

### Q7 – Volume de production envisagé

#### Q7.1 – Potentiels de production pouvant relever d'un fonctionnement flexible à horizon 2030, 2035 et 2050

- Est-ce que le volume de production / puissance provenant de la flexibilité des électrolyseurs pris dans ces scénarios vous paraît pertinent ?
- D'après vous, y aura-t-il plus / moins d'électrolyse en fonctionnement flexible en 2030 ? Et en 2035 ?
- Est-ce que ces hypothèses de répartition entre les différents niveaux de flexibilité vous paraissent pertinentes ?

- Quelles analyses quantitatives pouvez-vous apporter ?

**Q7.2 – Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées ?****Q7.3 – Passage d'un fonctionnement en bande à un fonctionnement flexible**

Les capacités en bande en 2030 sont supposées le rester en 2035. Il est fait l'hypothèse que le design et l'architecture choisis pour fonctionner en bande en 2030 ne permettent pas d'évoluer sans surcoûts importants vers un fonctionnement flexible en 2035.

- Partagez-vous cette analyse ?
- Avez-vous des éléments à partager sur ce sujet ?
- Avez-vous des exemples de projets considérant une telle évolution ?

### **4.3. Régionalisation des volumes de la production d'H<sub>2</sub> par électrolyse**

La production d'H<sub>2</sub> par électrolyse a été régionalisée selon des hypothèses d'implantation des nouveaux électrolyseurs proches de la consommation d'H<sub>2</sub>, avec une prise en compte graduelle d'une logique de proximité aux zones de forte production d'électricité renouvelable et bas carbone. Cette hypothèse repose sur les suivantes arguments :

**Au court terme** : La production d'H<sub>2</sub> par électrolyse est supposée proche de la consommation d'H<sub>2</sub>. Les électrolyseurs semblent être installés à proximité directe de la consommation (ex : Mashylia d'Engie pour la bioraffinerie LaMède) ou au sein même de l'usine consommatrice (ex : électrolyseurs sur site de production d'e-fuels)

**A long terme** : La production d'H<sub>2</sub> par électrolyse pourrait se placer davantage proche des sources d'électricité bas-carbone pour « soulager » le réseau électrique (diminuer ses coûts) et proche des axes de transport d'H<sub>2</sub> pour bénéficier du stockage d'H<sub>2</sub>.

La répartition proposée est présentée dans la Figure 7.

## Implantation des nouveaux électrolyseurs

*Répartition de l'implantation des électrolyseurs nouvellement installés, par périodes de 5 ans, selon la proximité à la conso. d'H<sub>2</sub> ou aux sources d'élec. Renouvelables et bas-carbone*

[2030 ; 2050], en % (sous-jacents en TWh PCI H<sub>2</sub> / an)

Conso. d' H <sub>2</sub>	PV	Eolien onshore
Nucléaire	Eolien offshore	

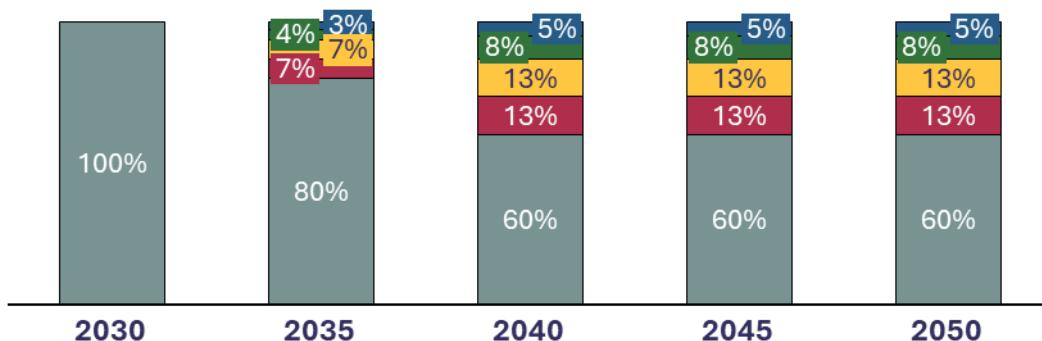


Figure 7: Implantation des nouveaux électrolyseurs

Le résultat de cette régionalisation dépend ainsi des hypothèses de régionalisation de la consommation et des EnR. La méthodologie est décrite dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Méthodologie de régionalisation de la consommation d'hydrogène

Catégories	Secteurs	Méthodologie de régionalisation
Transport	Aérien	<b>Scénarios de localisation des futures usines de production des SAF</b> selon : <ul style="list-style-type: none"> <li>Gisements de CO<sub>2</sub> biogéniques</li> <li>Infrastructures de transport de kérosène (oléoducs, dépôts pétroliers, transport ferroviaire)</li> <li>Aéroports fortement consommateurs</li> <li>Projets annoncés de SAF</li> </ul>
	Maritime	<b>Scénarios de localisation des futures usines de production de carburants durables</b> selon : <ul style="list-style-type: none"> <li><b>E-méthanol :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gisements de CO<sub>2</sub> biogéniques</li> <li>Projets annoncés</li> <li>Pôles de consommation</li> </ul> </li> <li><b>E-ammoniac :</b> selon usines actuelles d'ammoniac <i>[dans le secteur « ammoniac »]</i></li> <li><b>E-méthane :</b> selon la régionalisation de la prod. de biométhane par méthanisation, en supposant qu'une grande partie de la prod. d'e-CH<sub>4</sub> est issue de méthaniseurs équipés de méthanation (et de capture de CO<sub>2</sub> et d'électrolyseurs)</li> </ul>
	Transport routier	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distribution des véhicules par départements selon leur plaque d'immatriculation</li> </ul>
	Ferroviaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>Répartition régionale du flux de passagers en trains (en voyageurs.km/an)</li> </ul>
	Acier (DRI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Futures usines de DRI (Dunkerque et Fos-sur-Mer)</li> </ul>
	Raffineries	<ul style="list-style-type: none"> <li>Localisation des raffineries actuelles (6 sites) et des bioraffineries annoncées (La Mède, Grandpuits, Donges)</li> </ul>
Industrie	Chaleur industrielle	<ul style="list-style-type: none"> <li>Selon la répartition régionale des sites industriels des verriers (en nombre de sites par région) et de céramique, briques et tuiles (en nombre d'employés du secteur par région)</li> </ul>
	Ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> <li>Localisation des usines actuelles d'ammoniac (4 sites) ainsi que la prise en compte selon les scénarios du projet Fertighy de production d'engrais bas-carbone dans les Hauts-de-France</li> </ul>
	Chimie - e-méthanol	<ul style="list-style-type: none"> <li>Scénarios de localisation des futures usines d'e-méthanol communs avec le secteur maritime</li> </ul>
	Chimie - autres	<ul style="list-style-type: none"> <li>Selon le nombre de plateformes chimiques par régions (<i>à affiner à l'avenir</i>)</li> </ul>

Ces clés donnent la répartition suivante de la consommation dans le cas du scénario A, présenté dans la Figure 8 :

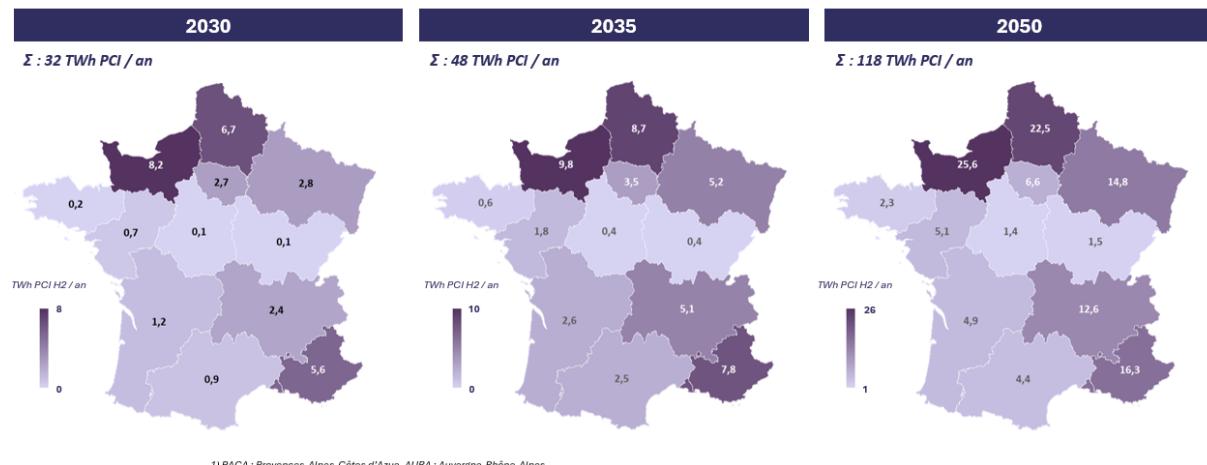


Figure 8: Consommation d'hydrogène totale, tout type d'hydrogène (gris, vert, bleu) – Scénario A [2019-2035], TWh PCI H<sub>2</sub> / an - N.B. En zone Teréga (NA + Occ), des chiffres de consommation supérieurs ont été remontés dans le cadre de l'AMI HySoW, exercice basé sur une vision marché

Ces différents paramètres mènent à une régionalisation des capacités d'électrolyse flexibles dans le scénario A comme suit :

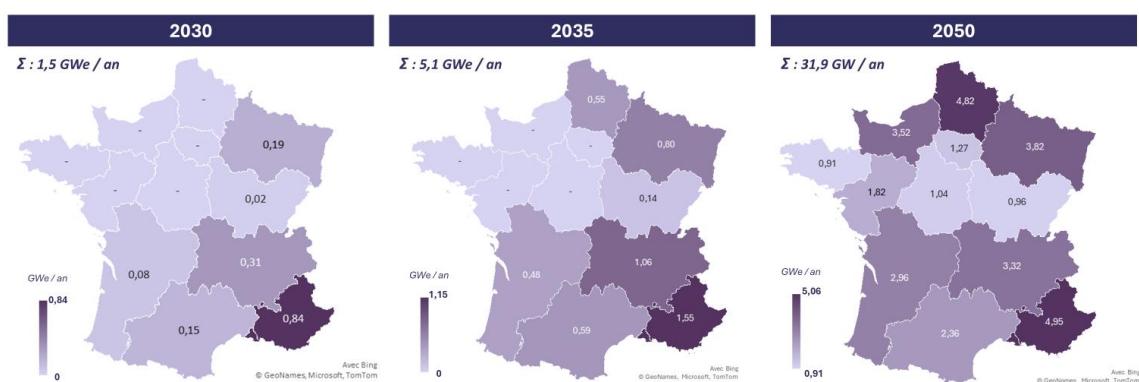


Figure 9: Production flexible d'hydrogène électrolytique– Scénario A [2030-2050], GWe / an - N.B. En zone Teréga (NA + Occ), des chiffres de production supérieurs ont été remontés dans le cadre de l'AMI HySoW , exercice basé sur une vision marché

**Q8 – Estimation de la localisation de la production flexible**

- Dans nos scénarios, les projets dits « flexibles » sont positionnés à proximité du réseau de transport d'hydrogène, et ceux ne bénéficiant pas de cette connexion sont considérés comme fonctionnant en bande. Est-ce que cette logique correspond à votre vision projet ? Quels ajustements ou éléments devrions nous intégrer pour mieux représenter ces contraintes ? Envisagez-vous de choisir la localisation de vos futurs projets en fonction de l'accès aux infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène ?
- Pensez-vous qu'il faille considérer des électrolyseurs flexibles en dehors des zones déjà considérées ? si oui, à quel niveau de facteur de charge ? Quelles sont les solutions techniques permettant la modulation ? Stockage surfacique ? Batterie ? SMR ? Autre ?
- Quelles sont les (autres) paramètres qui déterminent la localisation des projets et qui remettent éventuellement en cause les propositions ci-dessus ?

## 5. Anticiper les besoins et les sollicitations des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène (2030)

Comme déjà relevé dans la section 2, la CRE, dans la recommandation 11 de son rapport sur la régulation des infrastructures<sup>13</sup>, mentionne au sujet de l'équilibrage intra-journalier des réseaux, que les gestionnaires de réseau d'hydrogène n'auront dans un premier temps que peu d'outils physiques pour assurer cet équilibrage. Avant même la connexion avec des stockages, qui peuvent être une réponse à l'équilibrage journalier comme de plus long terme, il serait nécessaire d'étudier un mécanisme permettant aux gestionnaires de réseaux de modifier la production des électrolyseurs à des fins d'équilibrage.

Au-delà d'une valorisation de la flexibilité des électrolyseurs, le stock en conduite permis par les canalisations d'hydrogène est aussi un moyen d'assurer cet équilibrage.

Concernant l'hydrogène, **le niveau de stock en conduite utile estimé à date dans le réseau de transport d'hydrogène à l'horizon 2030/35 est de quelques GWh PCI, soit l'équivalent de quelques heures d'utilisation de la flexibilité.**

A moyen terme, comme mentionné par la CRE et les différentes études citées en préambule (section 2), **l'accès à un ou plusieurs stockages deviendrait indispensable pour renforcer cette flexibilité, et lever les potentiels d'économies associés.**

Dans cette section, il s'agit de recueillir des précisions éventuelles concernant les sollicitations des infrastructures envisagées par les utilisateurs du futur réseau, par exemple, la volumétrie (des petites quantités qui cycleraient fréquemment ou des quantités plus importantes cyclant sur des périodes plus longues ?)

<sup>13</sup> Rapport de la CRE sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone, CRE, 2024,  
[https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports\\_et\\_etudes/2024/Rapport\\_CRE\\_regulation\\_infra\\_H2\\_et\\_CO2.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_CRE_regulation_infra_H2_et_CO2.pdf)

**Q9 – Apport des infrastructures à l'écosystème**

- Au regard des éléments présentés et de vos analyses, comment appréciez-vous la valeur ajoutée des infrastructures pour vos projets aujourd'hui et à l'avenir ?
- Afin d'identifier les sollicitations des infrastructures de transport et de stockage, quel rythme de sollicitation imaginez-vous aux différents horizons de temps ? stocks/cyclages pour compenser la production sur quelques heures en intra-journalier ? quelques jours ? quelques mois si les prix sont très saisonniers ? Pouvez-vous partager des courbes de sollicitation que vous envisagez ou analysez ?

NaTran R&I NaTran R&I, centre de recherche et d'innovation de NaTran, annonce le lancement d'un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) visant à mettre sa plateforme industrielle et technologique de Jupiter 1000 au service de la transition énergétique et de l'ensemble des acteurs œuvrant en France au développement des filières d'hydrogène, de CO<sub>2</sub> et de carburants de synthèse. L'AMI, ouvert aux entreprises, organismes de recherche, institutions académiques ainsi qu'aux porteurs de projets souhaitant développer des synergies avec Jupiter 1000, se clôturera le 23 juin 2025. Les candidatures devront être envoyées par mail, accompagnées du formulaire fourni en ligne sur [le site de NaTran R&I](#)