

11^{ÈME} COLLOQUE ANNUEL DU CLUB STOCKAGE



Wifi : ESM-PUBLIC
Code : wifi.esm2827



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Nicolas FONDRAZ

Président de l'Association technique Energie et Environnement, ATEE



Les évolutions du système énergétique français et la place du stockage d'électricité

Laurent MICHEL

Directeur Général de l'énergie et du climat (DGEC)

Perspectives sur le rôle du stockage de l'énergie pour relever les défis du système énergétique européen

Hans VAN STEEN

Principal Adviser, Directorate General Energy of the European
Commission



QUESTIONS EN SALLE -DEBAT

10 min

Demandez le micro

Place du stockage dans les mix électriques 2050

David MARCHAL

Directeur exécutif adjoint expertises et Programmes, ADEME

4 scénarios



Leviers:

Sobriété:



Efficacité:



Gouvernance



Impacts env.



Téléchargez sur
transitions2050.ademe.fr

Le rapport
La synthèse
Le résumé exécutif



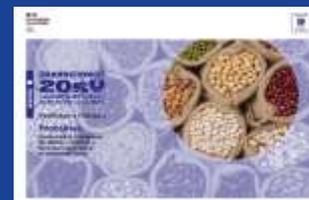
Téléchargez les jeux de données
data-transitions2050.ademe.fr

Revisionnez les replays vidéo
Conférence du 30/11/2021
et les Webinaires sectoriels
des 2/02 et 8/02/2022



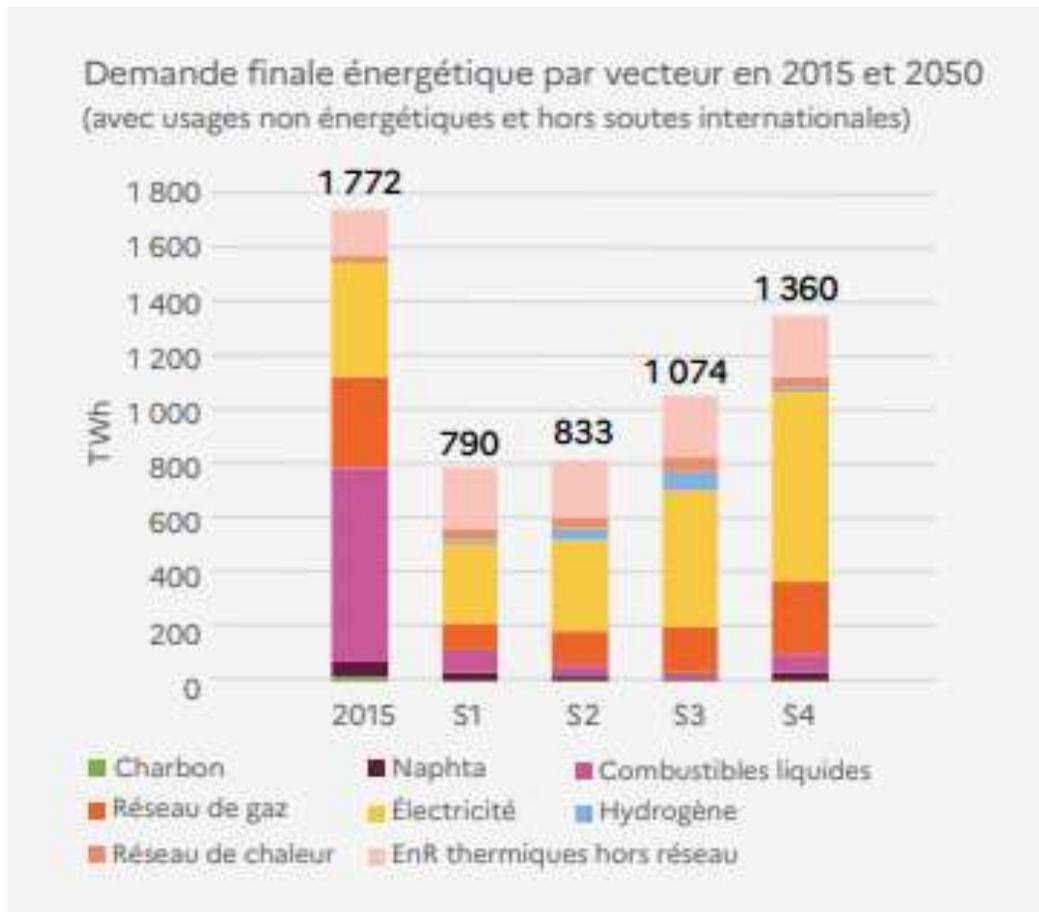
Les feuillets :

- Mix Electrique
- Matériaux de la transition énergétique
- Les effets macro-économiques
- Adaptation au Changement Climatique
- Sols
- Mode de vie
- Protéine
- Construction Neuve
- Logistique des derniers kms
- Gaz et Carburants liquides
- Territoires



... et prochainement :
Qualité de l'Air
Empreinte matière

Dans tous les scénarios, la demande finale d'énergie diminue entre 2015 et 2050, et le vecteur électrique est le premier vecteur énergétique en 2050



En 2050, la **part des énergies renouvelables** est comprise entre **80 % et 90 %** dans S1, S2 et S3, elle est de **70 %** dans S4.

La part du réseau de gaz et des combustibles liquides diminue dans tous les scénarios entre 2015 et 2050, et **l'électricité est le premier vecteur énergétique en 2050 (de 42 à 56%)**

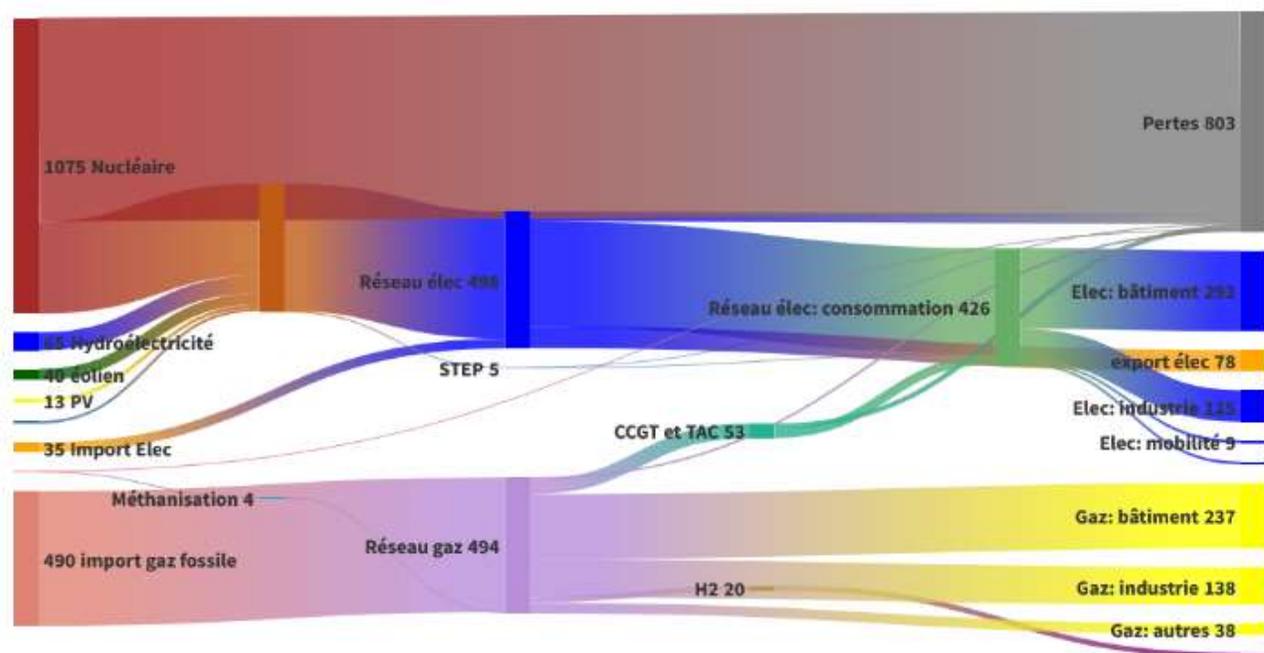


Un paysage énergétique en forte mutation

Intégration des secteurs électrique et gazier - France 2020

France - 2020 (TWh - PCI)

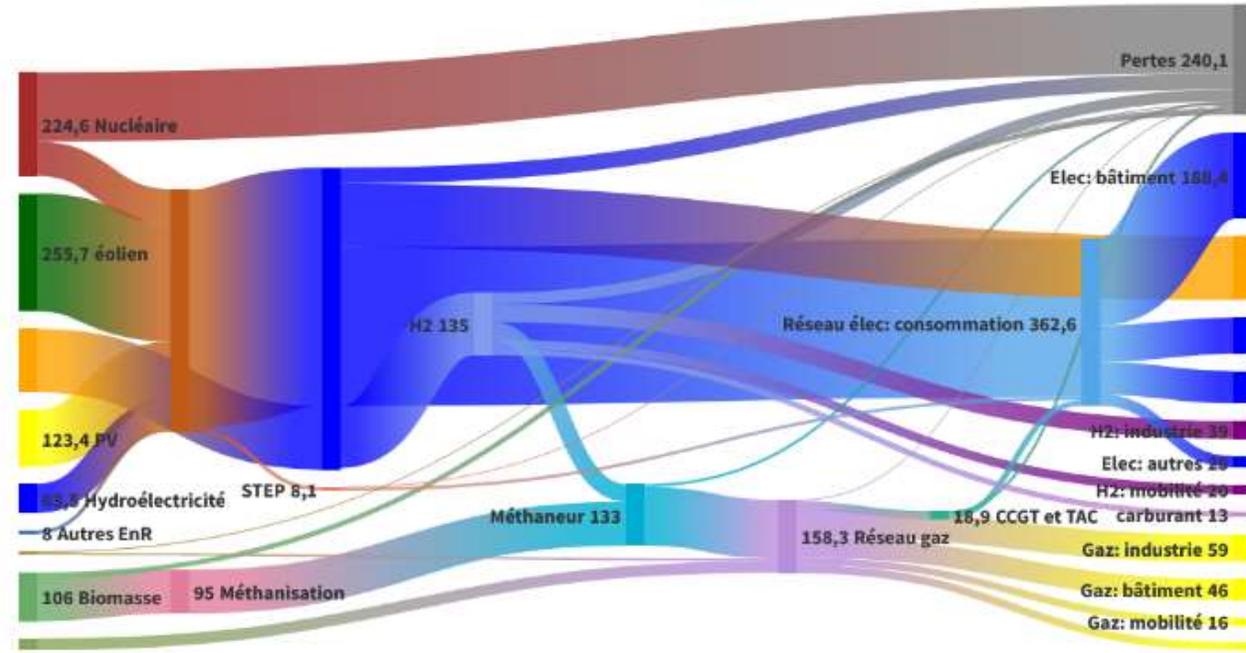
A gauche figurent les ressources primaires, à droite, les usages finaux.



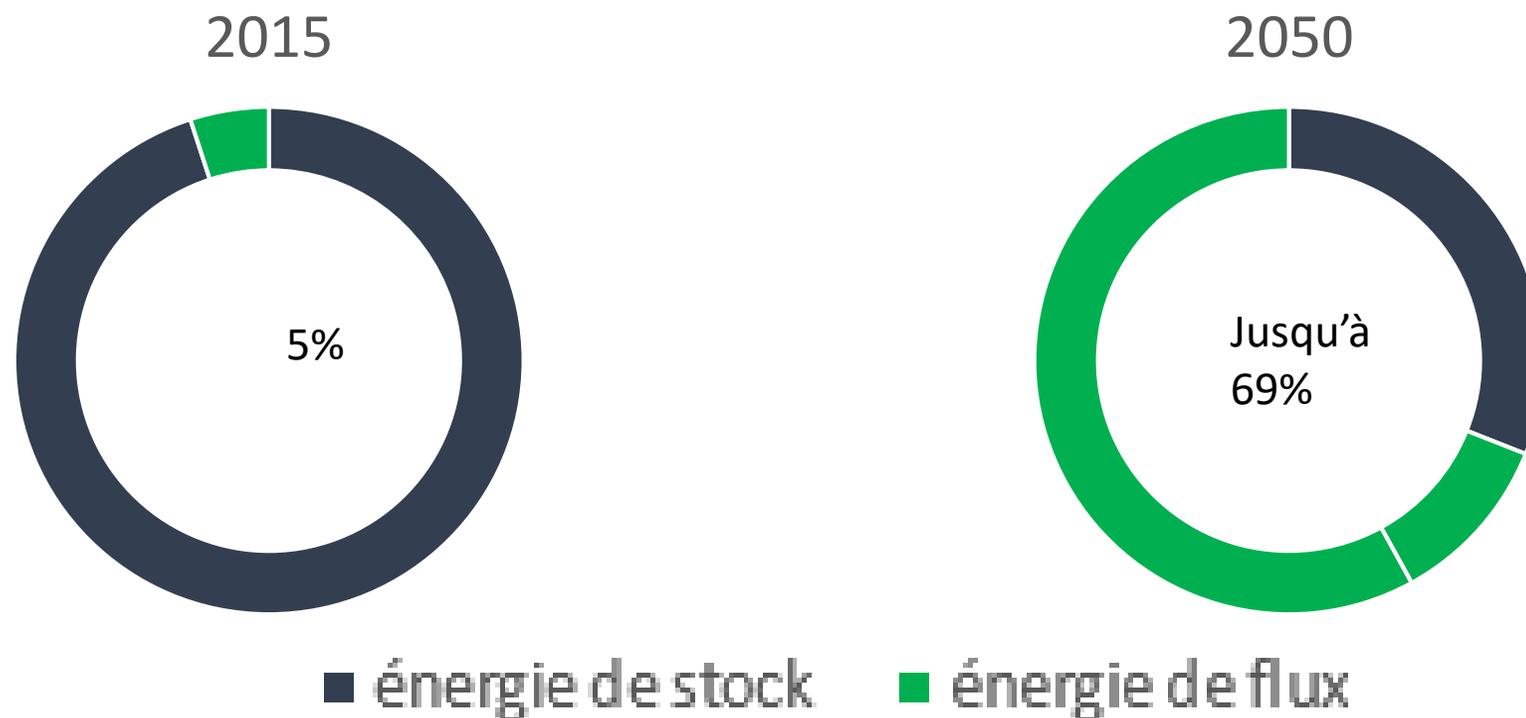
Intégration des secteurs électrique et gazier - Transition(s)2050

Scénario S2 - 2050 (TWh - PCI)

A gauche figurent les ressources primaires, à droite, les usages finaux.

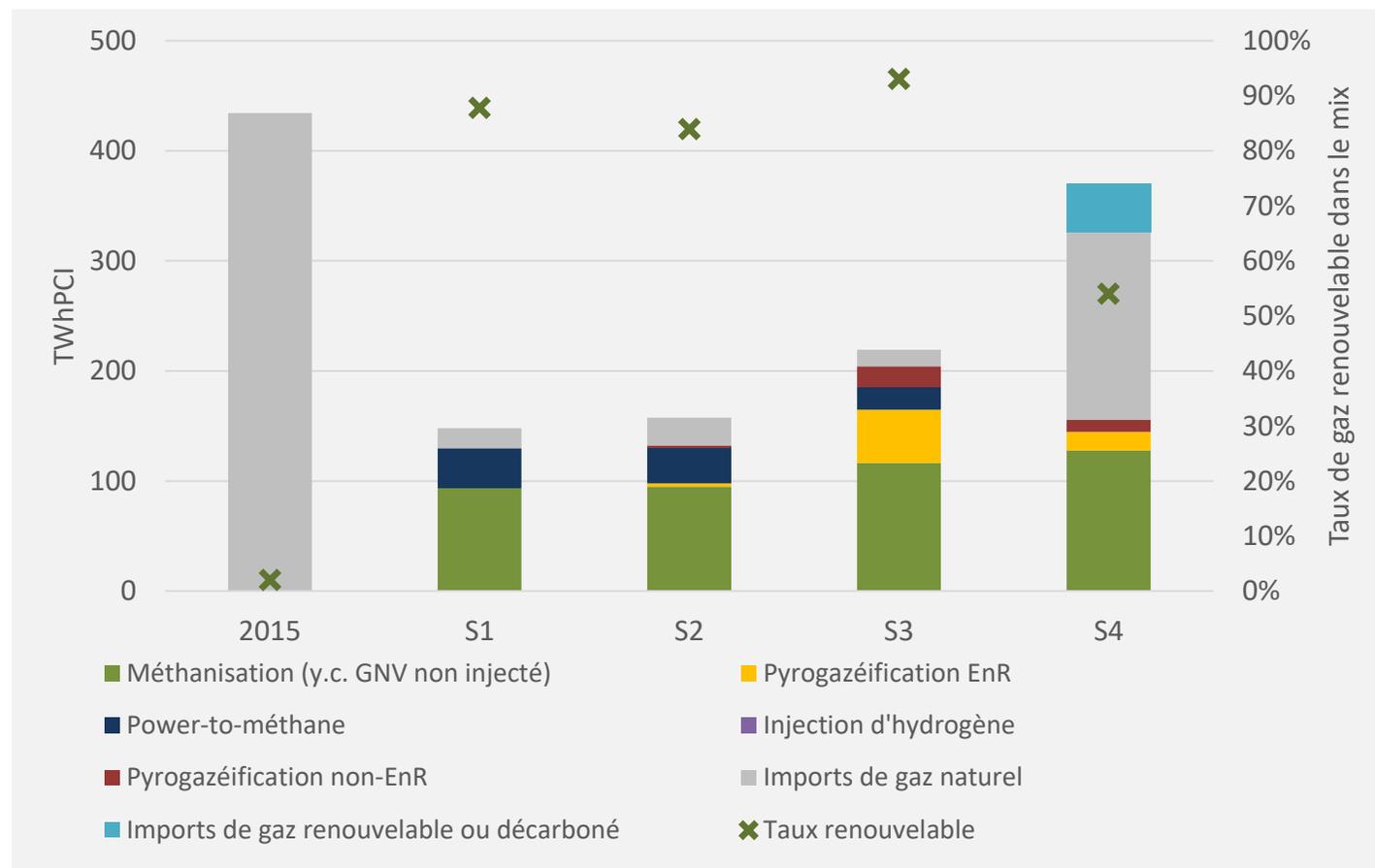


Une profonde mutation du système énergétique



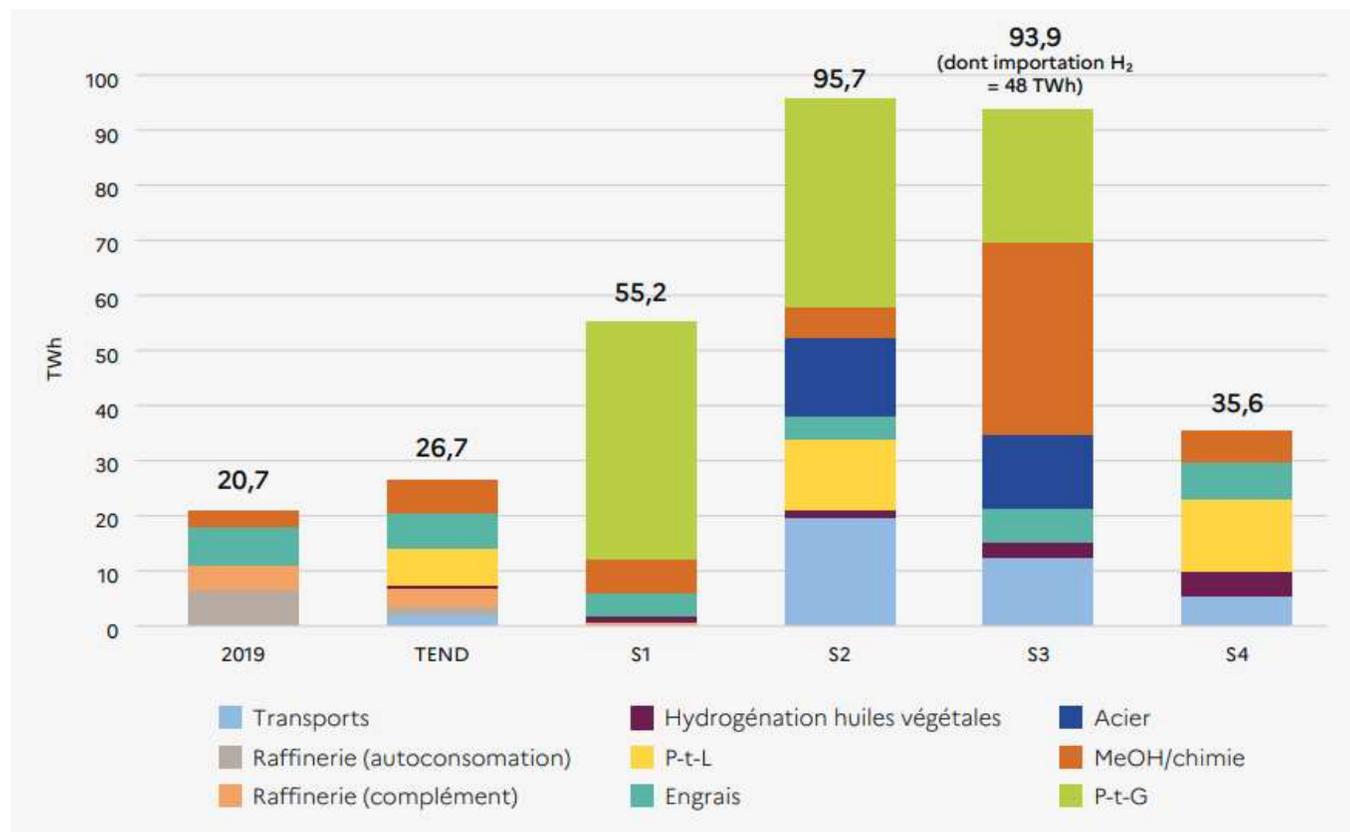
Dans tous les scénarios, la demande de gaz diminue et le réseau gazier se verdit entre 2015 et 2050.

Mix du réseau gazier en 2015 et en 2050



Dans tous les scénarios, la consommation d'hydrogène augmente entre 2019 et 2050, hydrogène produit exclusivement en France (sauf S3) et principalement par électrolyse

Consommation d'hydrogène (TWh H₂) par secteur en 2019 et en 2050

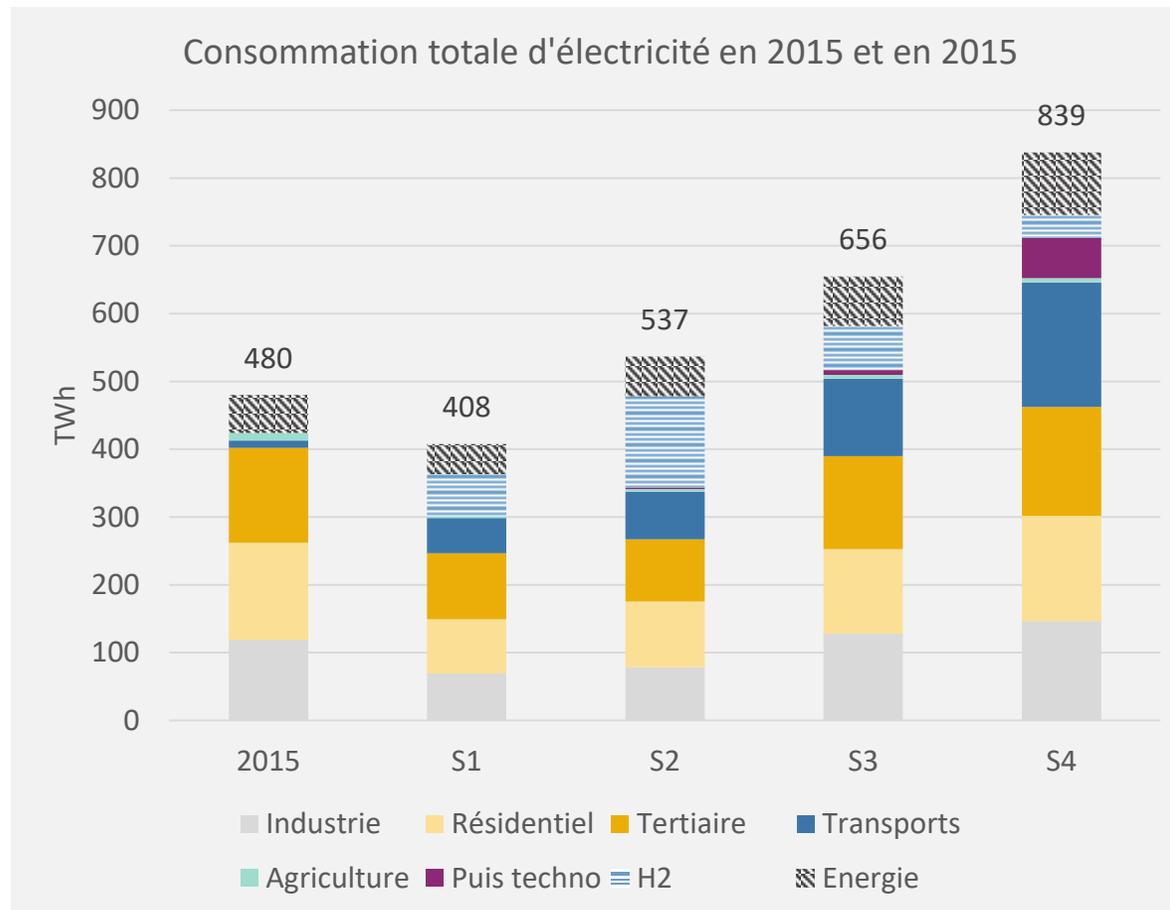


La production d'H₂ répond à des usages dont le **besoin est continu** (comme les usages en industrie) et des usages dont le **besoin n'est pas continu** (P2G, P2L...).

La production d'H₂ se fait **quasi exclusivement par électrolyse**, sauf la production d'engrais et d'acier dans S1 et S2 (reformage de gaz)



Dans tous les scénarios, sauf S1, la demande totale d'électricité augmente entre 2015 et 2050 sous l'impulsion du secteur des transports et de la production d'hydrogène



Entre 2015 et 2050, la **consommation d'électricité du secteur des transports** augmente de 40 TWh dans S1 et jusqu'à 170 TWh dans S4.

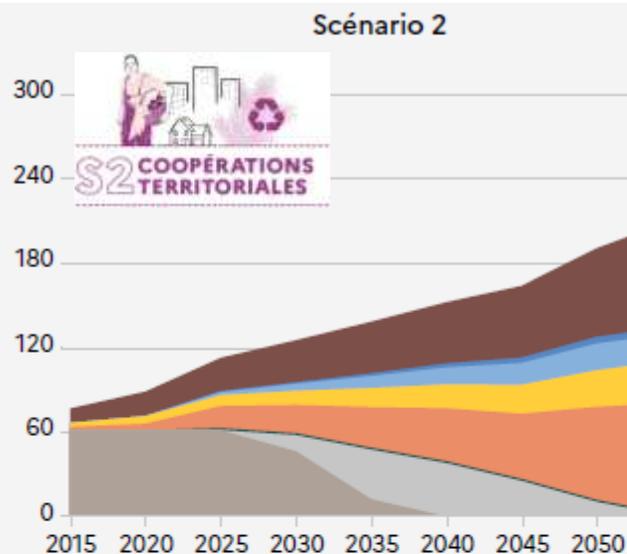
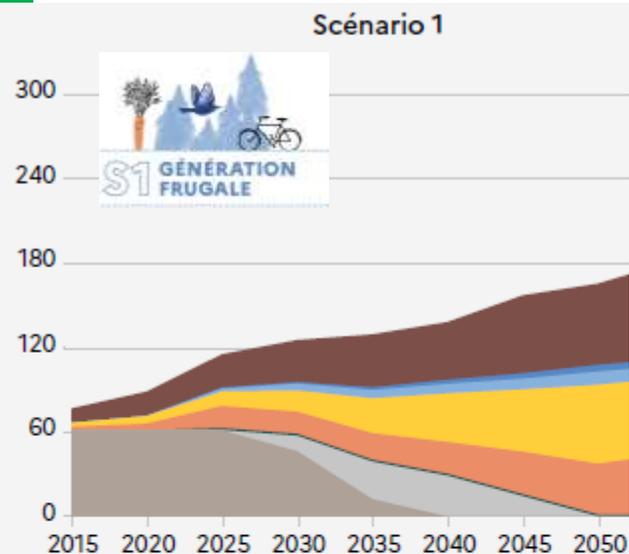
Entre 2015 et 2050, la **consommation d'électricité pour la production d'hydrogène** augmente de plus de 60 TWh dans S1 et S2, et jusqu'à 135 TWh dans S2.

S4 se singularise par une **consommation d'électricité significative des puits technologiques** (65 TWh en 2050)

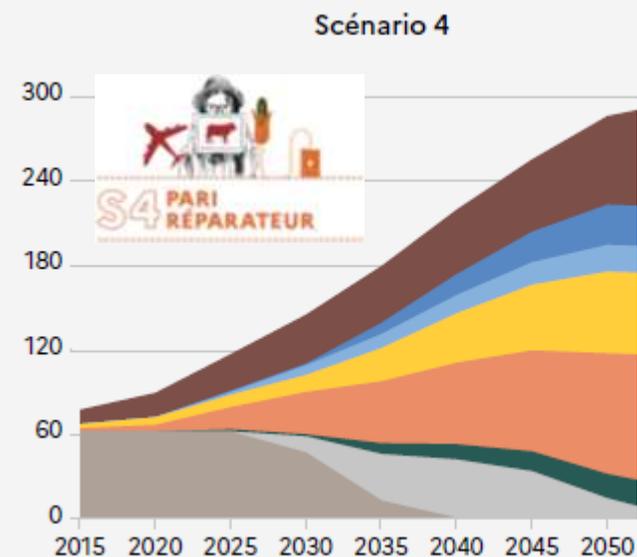
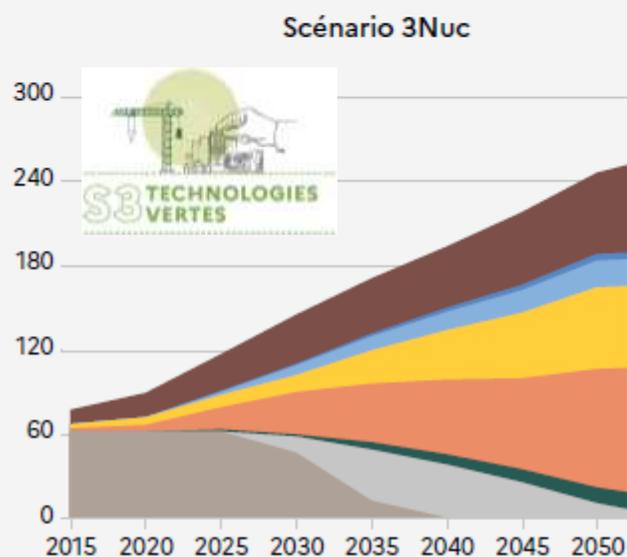
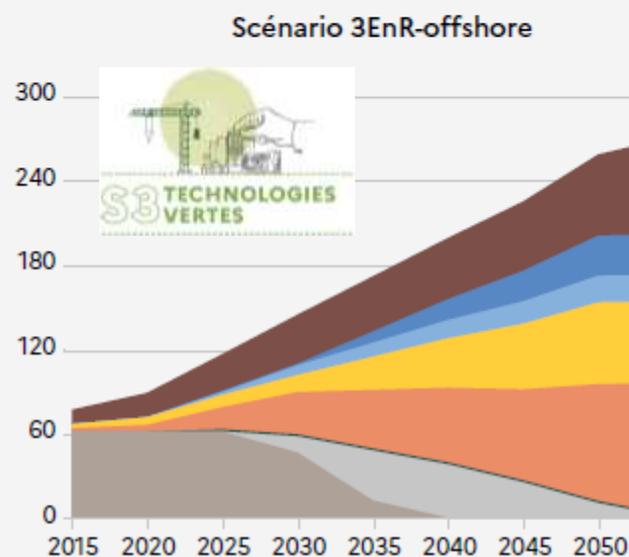


4 parcs de production variés face à des niveaux de demande différents

Puissance installée en GW

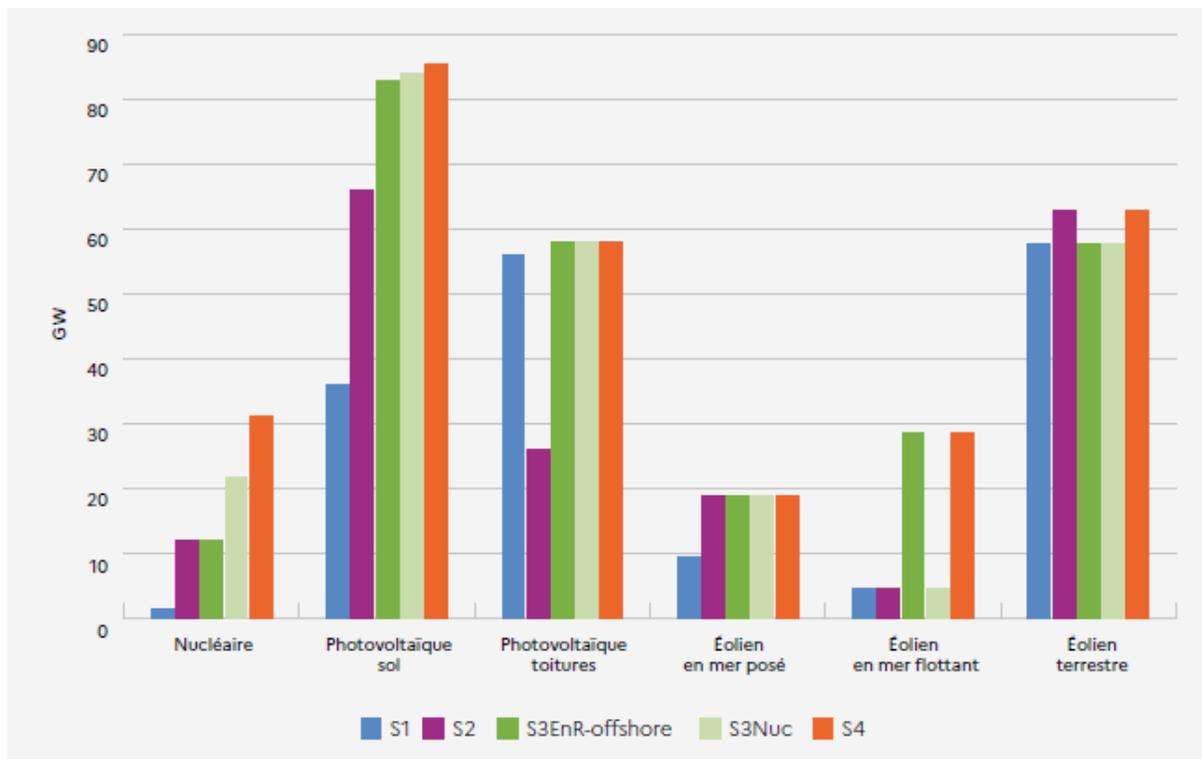


- Nucléaire historique résiduel
- Nucléaire historique prolongé
- EPR
- Photovoltaïque sol
- Photovoltaïque toitures
- Éolien en mer posé
- Éolien en mer flottant
- Éolien terrestre

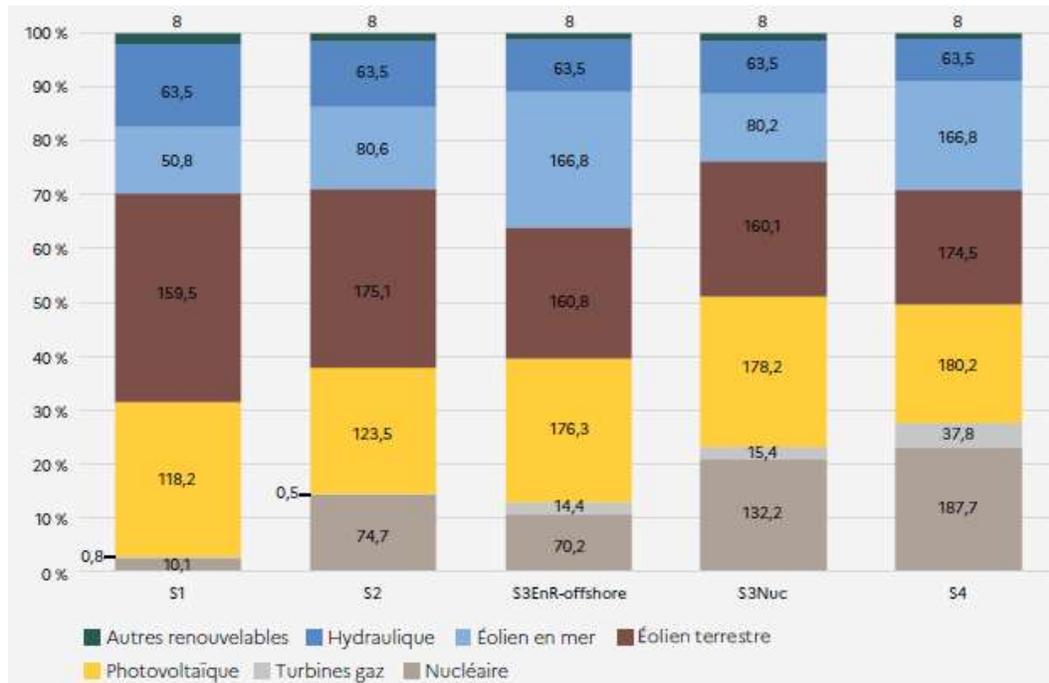


Une part des EnR élevée en 2050, de 72 % dans S4 à 97 % dans S1.

Capacités installées en 2050 des principales technologies de production

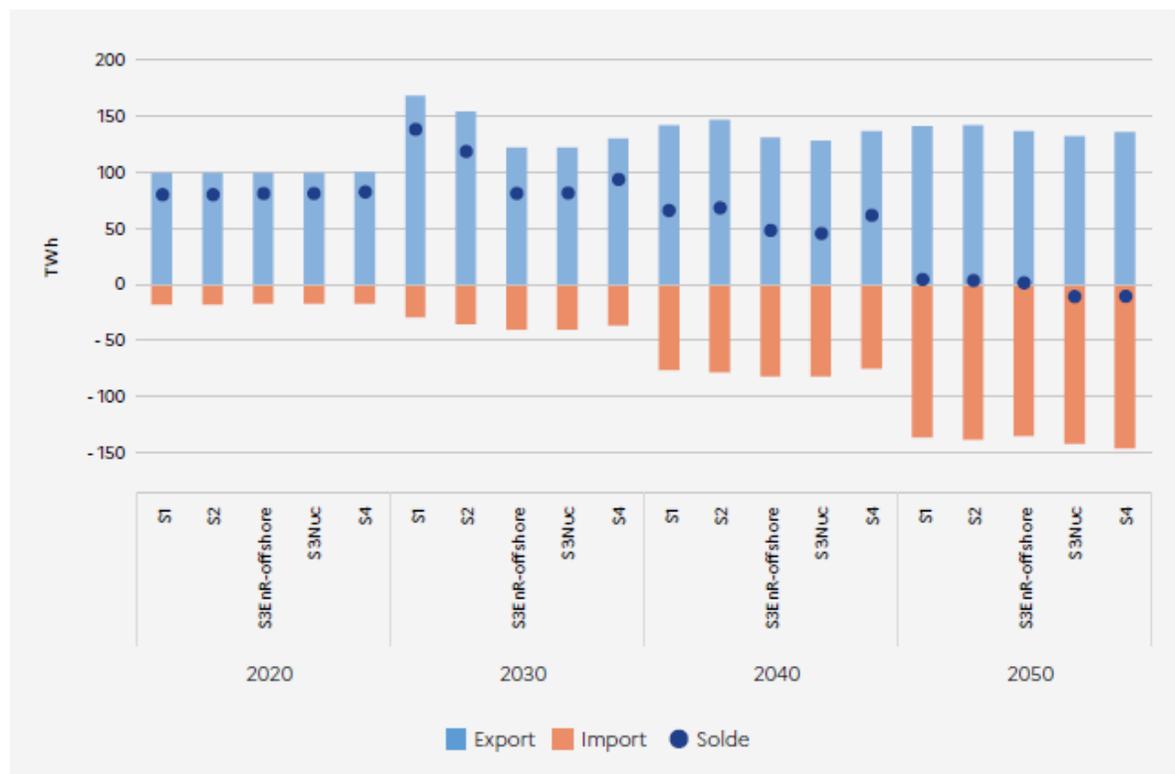


Composition du mix de production électrique (en % et en TWh) en 2050 par scénario

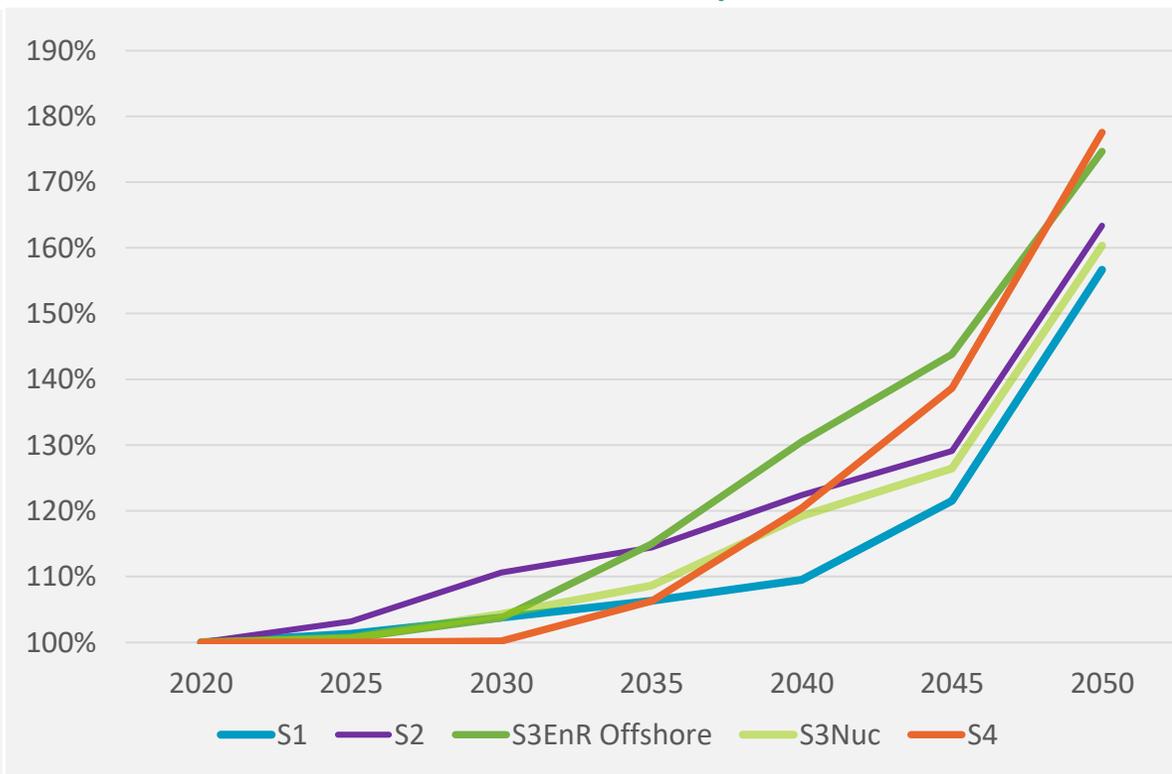


Dans tous les scénarios, les besoins d'équilibrage du système électrique reposent sur un développement important du réseau électrique (interconnexion et réseau inter-régional)...

Evolution des exportations et importations par scénario entre 2020 et 2050

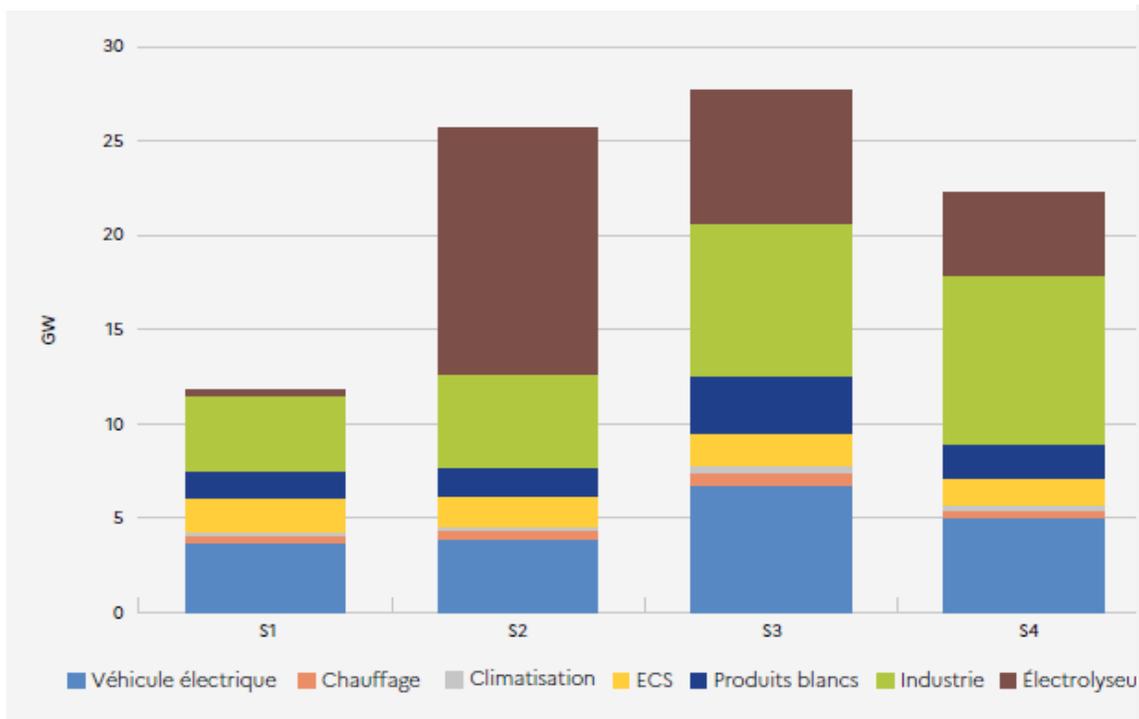


Evolution des capacités d'échange interrégionales (base 100 en 2020)

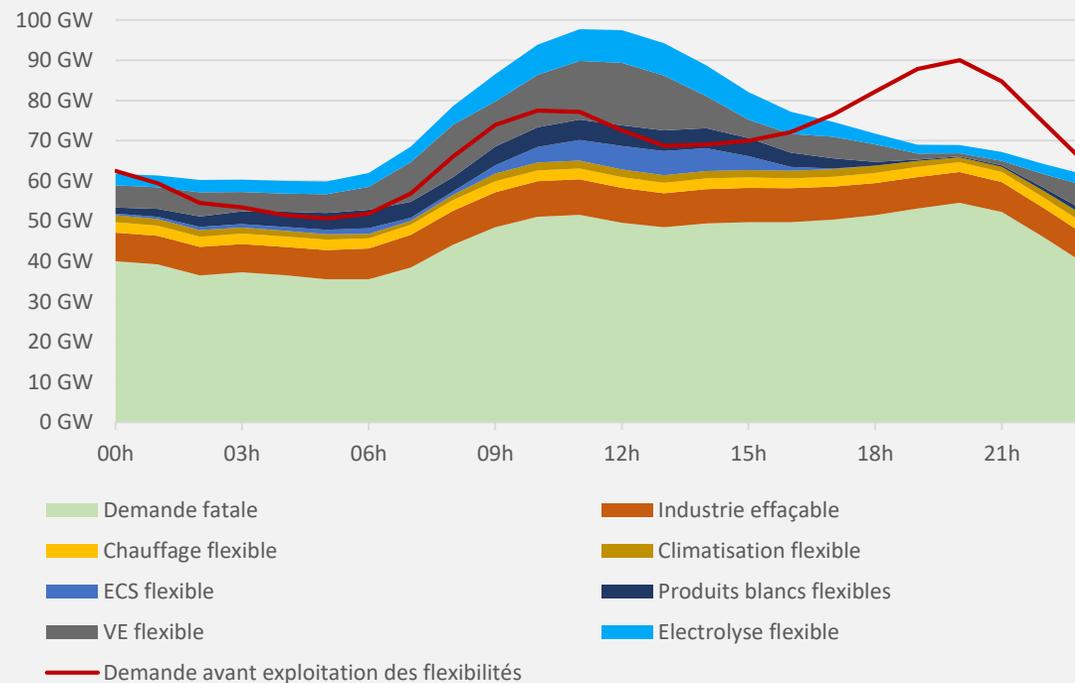


... mais aussi sur la pilotabilité de la consommation d'électricité qui contribue notamment à l'adéquation avec la production photovoltaïque...

Potentiel d'effacement en 2050 par scénario

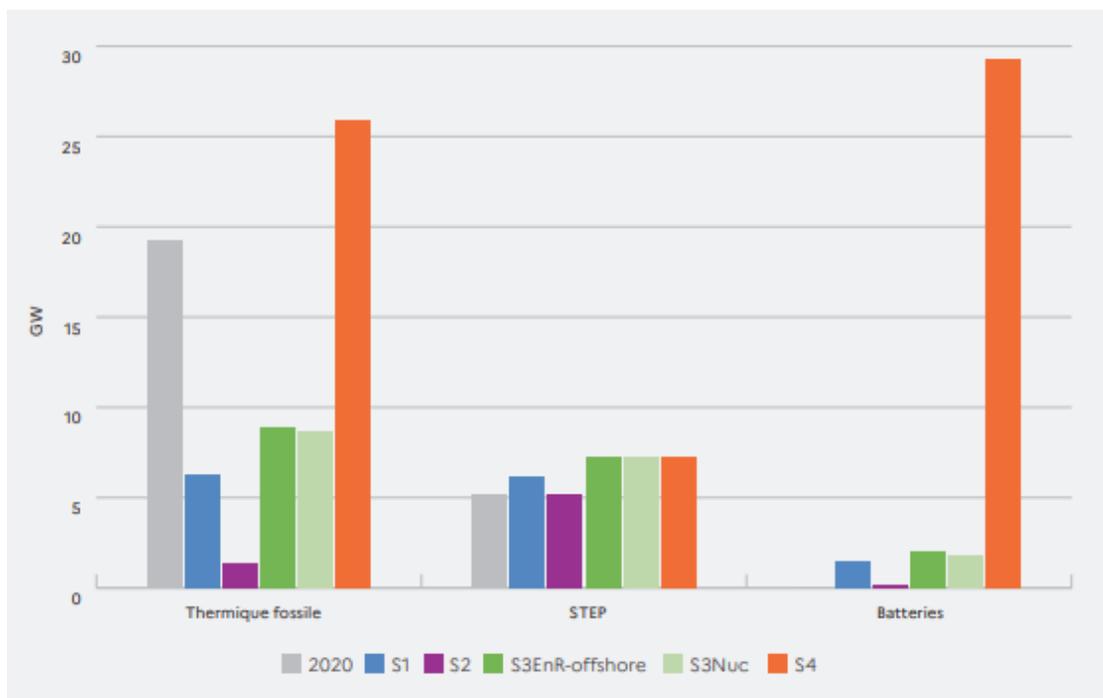


Profil journalier moyen de demande en 2050 dans S3EnR-Offshore



... et, notamment pour les scénarios S3 et S4, par le maintien d'une production d'électricité à partir de centrales au gaz.

Capacités de production flexible installées en 2020 et en 2050

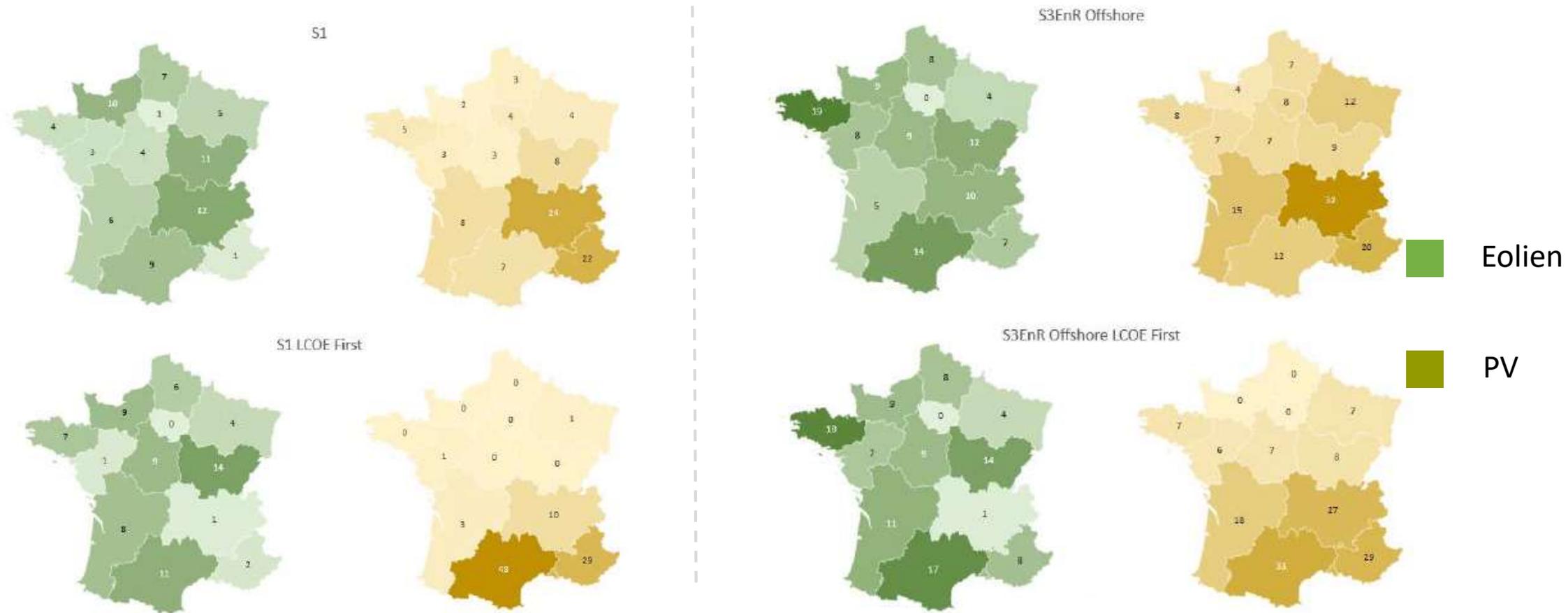


Evolution de la production d'électricité à partir de moyens thermiques fossiles en France



Les besoins de stockage dépendent aussi de la répartition géographique des moyens de production

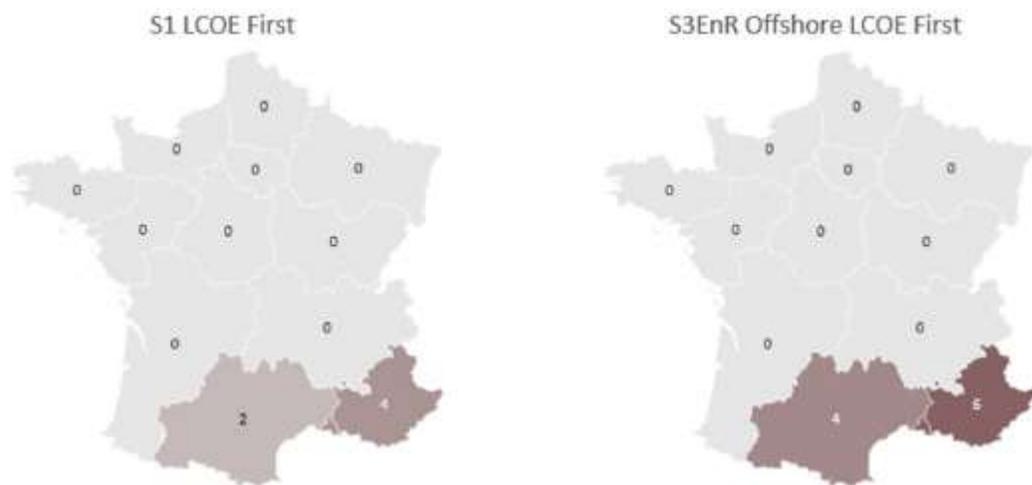
Répartition régionale des capacités installées (GW) éoliennes et photovoltaïques en 2050



Les besoins de stockage dépendent aussi de la répartition géographique des moyens de production

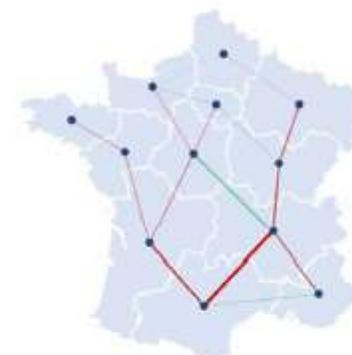
Plus de stockage et de réseau sont nécessaires si les moyens se concentrent là où les gisements sont de meilleurs qualité, mais plus loin des centres de consommation

Répartition régionale des capacités installées (GW) de batterie en 2050

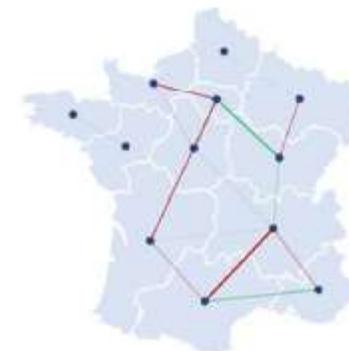


Rappel : Les capacités installées dans S1 et S3EnR-offshore ne dépassent pas 2 GW en 2050

S1 LCOE First – S1



S3EnR Offshore LCOE First – S3EnR Offshore



Différentiel de développement du réseau interrégional en 2050

- Hausse
- Baisse



Conclusion

- Un paysage énergétique en forte mutation
- Un besoin de stockage stationnaire dédié modéré, concurrencé par les autres leviers de flexibilité,
- Dans les scénarios ADEME, potentiel de P2G >> besoin de G2P
- Un déploiement modéré de batteries stationnaires soumis à la condition:
 - D'un développement massif des VE
 - D'un développement important de l'électrolyse et du P2G pour le stockage intersaisonnier
 - D'hypothèses de prix du gaz pré-crise
- Des configurations/contraintes locales peuvent modifier ces résultats



Panorama du stockage de l'énergie en Europe (régulation, programmes de développement, Plans de résilience européens)

Patrick CLERENS

Secrétaire général de EASE
(European Association for Storage of Energy)

Panorama of energy storage in Europe (regulation, development programmes, European Resilience Plans)

06.10.2022

Perspectives on the role of energy
storage in meeting the challenges of the
European energy system

Patrick Clerens

EASE Secretary General

EASE Members



A grid of logos for EASE members, organized into five rows. The logos include:

- Row 1:** Aarhus University, AIT, AKKURATE+, APREN, BASF, BlueSolutions, EEF, capital energy, CATL, cea, cellcube, CENER.
- Row 2:** circe, cobra, BATTERY NETWORK, corre.energy, DNV, E2S POWER, EDF, edp, enel, Energia salv, Energy Storage NL, POWERED BY DUTCH TECHNOLOGY, ENGIE.
- Row 3:** evapco, FLUENCE, FREYR, GEYSER, gravitricity, Highview Power, IBERDROLA, INNOLIT, KOMAG, LG Chem.
- Row 4:** MALTA, MITSUBISHI POWER, Naturgy, NGK, PIRITIUM, ΔEH, RED ELECTRICA DE ESPAÑA, Rte, SAFT, SAMSUNG SDI, SIEMENS energy, Sumitomo FW.
- Row 5:** SUNGROW, SQM, TEXEL, TLT-Turbo, TNO, TotalEnergies, unda, uni per, utb.cz, VOITH, WÄRTSILÄ, xtralis.

Europe is Moving Away from Centralised Energy Generation

Driven by Decarbonisation Goals → *Accelerated* by REPowerEU



Centralised Dispatchable Generation

Increase and decrease
production based on demand

‘Energy Transition’

Today’s Climate Goals:

2030

- ✓ 40% RES → 45% RES proposed REPowerEU*
- ✓ >1200 GW in 2030 wind+solar →
X3 today’s capacity
- ✓ 55% GHG reduction

Net Zero by 2050



Decentralised Variable Generation

Reliant on weather → need flexible,
dispatchable back-up to fill the gaps

What does This Mean for the Energy System Today?

Ambitious Goals raise Challenges for the grid

Key Challenges:

1. Grid support and resilience
2. Rising curtailment
3. Reliance on fossil fuels to fill the gaps, often gas peakers
4. Need to shift energy over days, weeks, seasons



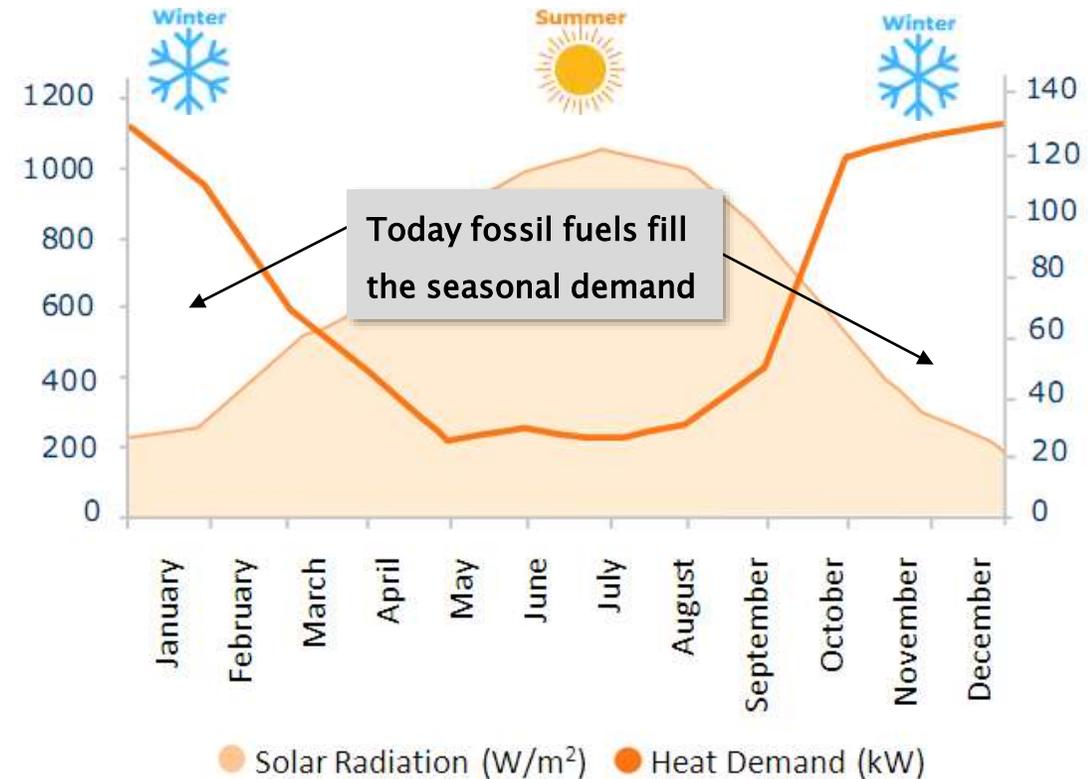
Already seeing these challenges today...

Key Challenges in the Energy System Today

Reliance on fossil fuels to fill the gaps

Seasonal timescale (longer durations)

- ✓ Traditionally fossil fuels meet seasonal demand especially heating
- ✓ Need a clean, dispatchable energy backup supply to meet longer duration needs

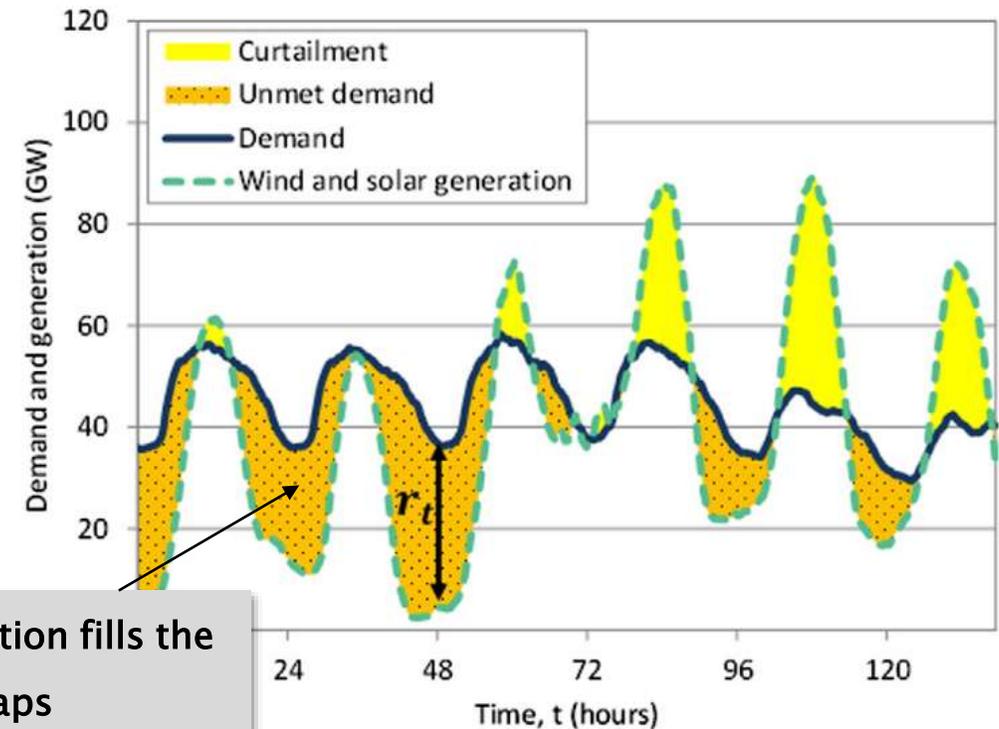


Key Challenges in the Energy System Today

Reliance on fossil fuels to fill the gaps

Daily timescale

- ✓ Balance variability of wind and solar production e.g. day/night cycle of solar
- ✓ Meet peak demand periods



Fossil fuel generation fills the unmet demand gaps

Fig. 2. Example of curtailment and residual demand in a power system.

Two Types of Flexibility From Energy Storage

Energy Storage

1. System Flexibility



one-directional
System flexibility

Electricity flows in one direction and is not given back to the system as electricity – it is converted into another energy carrier.

E.g.: Power-to-heat, Power-to-gas, V1G etc...

2. Energy Shifting



bi-directional
Energy Shifting

shifting electricity storing at times of surplus and giving electricity back to the system at times of deficit across different timescales (seconds, hours, days, weeks seasons) – to ‘fill the gaps’

E.g. Batteries, flow batteries, V2G, Flywheels, PHS, CAES, LAES, Supercapacitors, Gravity storage, Thermal energy storage (P2H2P) etc

Energy Storage Offers a Solution to Key Challenges

Providing Flexibility and Energy shifting

Key Challenges:

1. Grid support and resilience
2. Rising curtailment
3. Reliance on fossil gas peakers
4. Need to shift energy over days, weeks, seasons



How much energy storage?

Solutions with *Energy Storage*:

- ✓ Provide fasted response grid support services
- ✓ Store excess energy to be used when needed
- ✓ Provides a clean, dispatchable backup energy supply, reducing the need for fossil generators i.e. Natural gas
- ✓ Energy shifting over different timescales

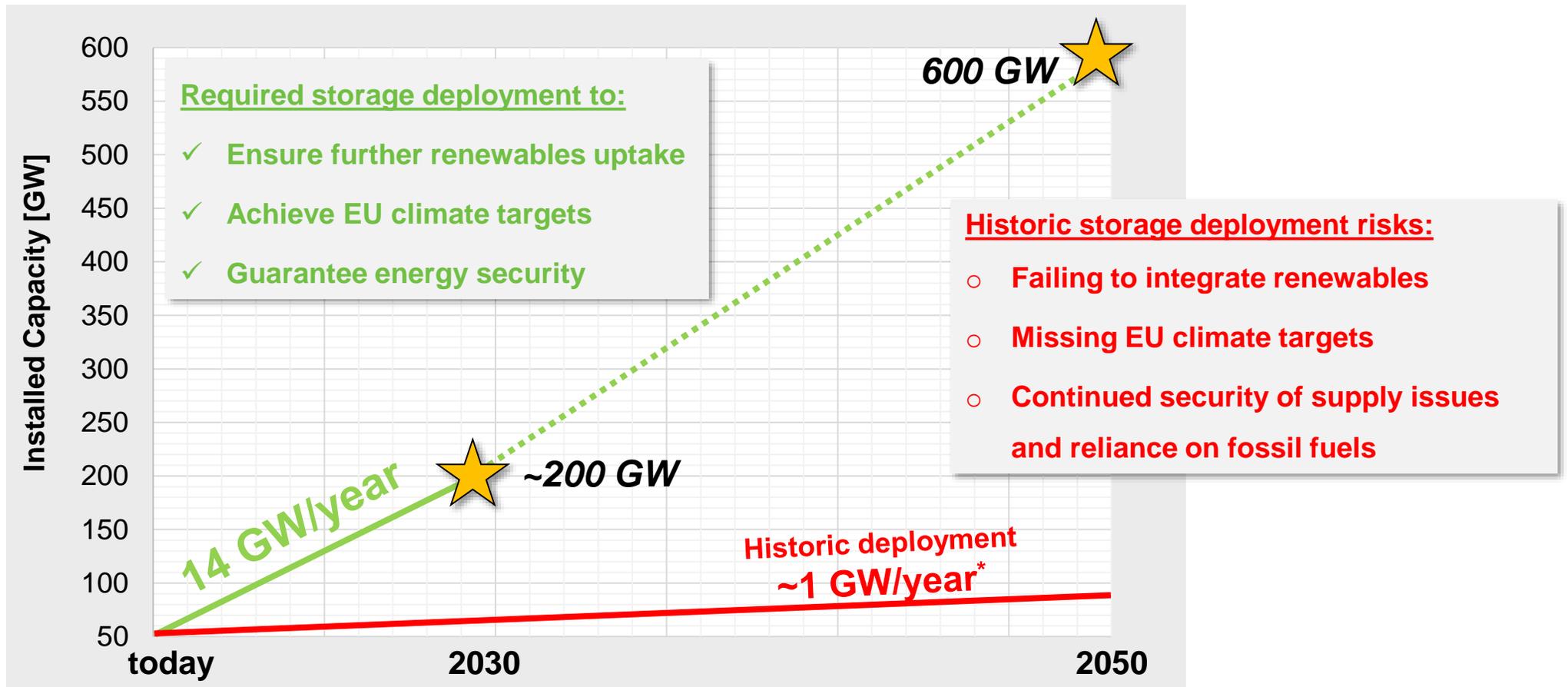
Energy Storage Targets

Already existing targets for Energy Storage 2030 & 2050

- ❖ Present-day regional targets existing in the US can inspire EU-wide targets
 - ✓ Energy Storage targets of 1.325 GW by 2020 were thus enacted in 2010 in California
 - ✓ More recently, the New York State has defined a deployment goal of 3,000 MW of additional storage by 2030
- ❖ National-wide ES targets are starting to appear in the EU
 - ✓ Spain, which is already targeting 74% renewables in the power sector by 2030, has long-term storage goals of 20 GW by 2030 and 30 GW by 2050

Energy Storage Estimates 2030 and 2050

Compared to Historic Market Deployment



How can we reach these targets?

Measures that need to be taken

- ✓ Set European energy storage strategy with targets for 2030 and 2050
- ✓ Eliminate double taxation and harmonise taxation at EU level
- ✓ Significantly reform the market design to take into account the new system challenges (curtailment, PPAs, gas peaker replacement...)
- ✓ Ensure the permitting process for co-located (ES and renewable energy) infrastructure is efficient, short, and simple

EU Policy Update

REPowerEU

➤ REPowerEU Communication:

“Energy storage plays a significant role in ensuring flexibility and security of supply in the energy system by facilitating the integration of renewable generation, supporting the grid, and shifting energy to the time when it is most needed. Ultimately, energy storage reduces the use of gas power plants in the energy system.”

- The Commission proposes to consider electricity storage assets as being in the **overriding public interest** and facilitate permitting for their deployment.
- The Communication’s Annex foresees a need for 10 billions in investments in **power storage** by 2030 to achieve Fit for 55 targets.
 - A specific REPowerEU window will be opened within the Innovation Fund, targeting innovative clean tech manufacturing such as storage.

EU Policy Update

Recovery and Resilience Plans

- ❖ On 1 September, ITRE Committee's rapporteur for the REPowerEU chapters in recovery and resilience plans, MEP Dan Nica (S&D), presented his draft opinion, highlighting the role of energy storage in decarbonising the energy system and increasing energy security.

“as storage is key for enhancing the security of supply, appropriate support, including financial, should be provided for increasing the storage for both gas and electricity and withdrawal capacities”.

- ❖ EASE Secretariat reached out to MEP Dan Nica, further clarifying that energy storage is a key enabler of the energy transition and independence from fossil fuels by adding the following text to the rapporteur's opinion:

“In particular, the targets for energy storage will enable the EU to become independent from gas power plants, which are currently used in case of renewable energy shortfall”

EU Policy Update

RED III & EEPB

- **RED III:** REPowerEU chapter of RED III is now under discussion in EP's ITRE
 - EASE cooperates with EU parties to ensure standalone storage facilities receive the same treatment as co-located ones in "go-to areas" (as defined by the proposal).
 - **The proposal mandates for Member States to select "go-to areas" for renewable and co-located facilities with faster permitting procedures (max 1 year, 6 months for repowering) and no individual EIA.**
- **EEPB:** In July, EASE spoke with ITRE rapporteurs → Adoption is set for 26 October 2022.
 - EASE Secretariat secured a definition of Zero Emission Buildings (ZEBs) and Nearly-zero Emission Buildings (NZEBS) which includes the use of energy procured from storage facilities on the local grid.
 - EASE Secretariat ensured storage supporting the integration of EV charging points is considered in Member States' "Sustainable Urban Mobility Plans".
 - Use of energy storage to support micro isolated systems will "be investigated"

EU Policy Update

SWD Strategy for Storage 2022

- ❖ DG ENER is preparing a **Staff Working Document on the EU Strategy for Energy Storage**, which is expected to come out in October 2022.
- ❖ EASE has actively engaged with DG ENER with two goals:
 1. **Ensure the SWD pushes for improvements of ES business case and regulatory framework:**
 - ✓ Support the EC and provide data in the context of the ENTEC project, EC Investor's dialogue and permitting work
 - ✓ Ensure EC team working on SWD is aware of regulatory challenges (for which EASE Secretariat is also engaging various EC units)
 - ✓ Answer to the EC request for information in the context of technologies, EU funding

EU Policy Update

SWD Strategy for Storage 2022

- ❖ EASE has actively engaged with DG ENER with two goals:
 2. **Ensure the SWD provides/sets the base for strong investment signals**
 - ✓ Push for an energy storage strategy and targets (cooperation with JRC/ENTEC as the data will come from there)
 - ✓ Other initiatives will be looked into...



**~200 GW
by 2030**

**600 GW
by 2050**

**CALL FOR
ENDORSEMENT:
ENERGY STORAGE
TARGETS!**



If you want to endorse these targets contact EASE team at e.cirule@ease-storage.eu
<https://ease-storage.eu/publication/call-for-endorsement-energy-storage-targets/>

Talk to us.

We're ready to answer your questions.

Email

info@ease-storage.eu

Website

www.ease-storage.eu

Phone number

+32 2 743 29 82

Follow us

@EASE_ES

Come visit us

Avenue Adolphe Lacomblé 59/8
BE – 1030 Brussels



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

État réglementaire du stockage d'électricité et actions menées par la Commission de Régulation de l'énergie (CRE) et son GT Stockage

Sara RAMI

chef du département raccordement et réseaux intelligents
Direction des réseaux, RTE

Un développement modéré mais un besoin croissant

Le stockage se développe en fonction des **besoins** et est en **concurrence** avec d'autres sources de flexibilité.

En France, le développement du stockage est encore limité :

- 415 MW de batteries raccordées et plus de 200 MW en file d'attente actuellement.
- Dans les ZNI, les batteries répondent déjà aux besoins de flexibilité des réseaux locaux avec près de 100 MW déjà en service, en majorité issus des AO CRE ZNI « PV + Stockage ».

L'accélération du développement des énergies renouvelables intermittentes, prévue dans la PPE, fera apparaître des **besoins** supplémentaires de **flexibilité** sur les réseaux.

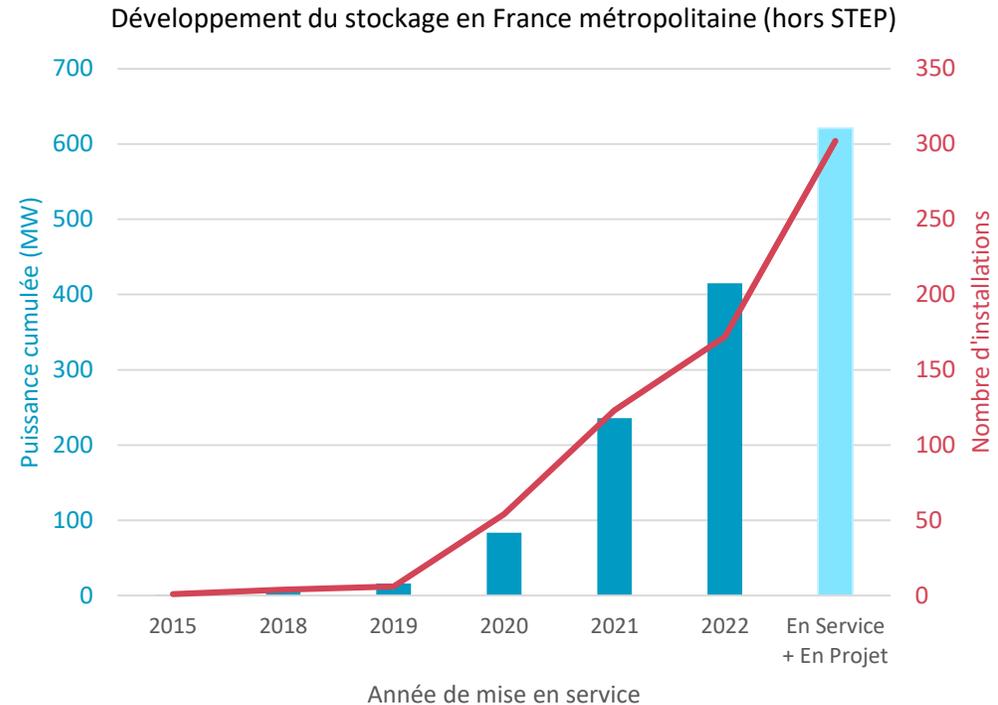
Le stockage doit pouvoir se développer en France sans rencontrer de frein réglementaire ou tarifaire injustifié.

Un développement qui s'accélère mais encore lent

Si le développement du stockage (hors STEP) en France métropolitaine s'accélère, il apparaît encore faible par rapport à certains de ses voisins européens.

L'évolution du marché du stockage (hors STEP) en France métropolitaine (à droite) en termes de puissance cumulée (MW) et de nombre d'installation est à mettre en perspective avec le déploiement dans d'autres pays :

- Royaume-Uni : 1,7 GW de puissance cumulée pour 127 installations et 27 GW en projet
- Belgique : mise en service d'une installation de 50 MW / 100 MWh en 2022



Un sujet dont la CRE s'est saisie

En septembre 2019, la CRE a publié **sa feuille de route** pour mettre en place un cadre juridique, technique et économique permettant un **développement du stockage pérenne et cohérent avec le système énergétique français et les ambitions de la PPE.**

Cette feuille de route vise à :

- **faciliter l'insertion** des installations de stockage dans le système électrique ;
- s'assurer que le stockage **peut offrir facilement les services** qu'il peut apporter sur toutes la chaine de valeur du système électrique ;
- s'assurer que les signaux de prix existants révèlent bien la valeur des différents types de services que le stockage rend.



Principaux enjeux identifiés par les acteurs

Structure TURPE

AO flexibilités
locales RTE/Enedis

Durée de fourniture de
la réserve primaire en
état d'alerte

Prescriptions
techniques de
raccordement

Coûts de
raccordement
métropole/ZNI

Le « bac à sable »
réglementaire

Faciliter l'insertion du stockage

Afin de **faciliter l'insertion du stockage dans le système électrique**, plusieurs mesures ont été prises :

- Un **GT raccordement CRE-DGEC a été mis en place** pour échanger avec les acteurs du secteur, être à l'écoute des problématiques qu'ils remontent et essayer de lever les éventuels freins identifiés.
- La **procédure de traitement des demandes de raccordement a été simplifiée** pour les raccordements des stockages **en distribution** et elle le **sera très bientôt en transport** (procédure en cours d'approbation par la CRE). Les stockages ne sont plus contraints de passer par deux procédures de raccordement distinctes (consommateurs et producteur).
- Des **prescriptions techniques transitoires de raccordement ont été précisées** par les GR, reprenant globalement les exigences du code RfG (producteurs), en attendant que les discussions européennes aboutissent.
 - Un **Policy Paper** sur l'évolution des codes RfG et DCC a récemment été publié par l'ACER et prévoit d'y incorporer les exigences s'appliquant au stockage pour une plus grande harmonisation au niveau européen en cohérence avec les exigences "producteurs" et en tenant compte des éventuelles spécificités du stockage.
 - Une consultation publique a été lancée par l'ACER fin septembre afin de collecter les propositions d'évolution des codes des acteurs.
- En outre, la CRE a demandé, à plusieurs reprises, aux gestionnaires de réseaux de prendre en compte les **spécificités du stockage dans les études de raccordement**, notamment le caractère pilotable et contracyclique :
 - RTE peut proposer des Offres de raccordement optimisées à la demande du stockeur.
 - Enedis en expérimente (bac à sable réglementaire).

Lever les freins à la valorisation des stockages

Il est nécessaire de **s'assurer que le stockage peut offrir facilement ses services**. A cet effet, la CRE demande :

- aux gestionnaires de réseaux de faire évoluer leurs **méthodes de dimensionnement des réseaux et des choix d'investissements** en prenant en compte les solutions de flexibilités, dont le stockage :
 - principe de dimensionnement optimal sur le RPT ;
 - foisonnement inter-filière, projet reflex sur le réseau de distribution
- aux gestionnaires de réseaux de **publier les congestions sur leur réseau et leurs besoins en termes de flexibilité** et de lui proposer conjointement un modèle de marché permettant de mobiliser efficacement les flexibilités locales.
 - 22 AO flexibilité ont été organisés mais n'ont globalement pas rencontré le succès escompté. La CRE échange avec les acteurs pour en identifier les raisons (manque de visibilité long terme, difficulté de cumuler les marchés, absence de rémunération capacitaire...)
- à RTE de veiller à ce que les **règles d'accès aux marchés** permettent aux dispositifs de stockage de participer aux différents mécanismes de marché. Le stockage peut déjà participer à la réserve primaire, et les règles MA-RE ont évolué en avril dernier afin de permettre au stockage de valoriser l'intégralité de sa flexibilité, y compris via un ajustement faisant passer le flux d'électricité d'injection à un soutirage ou vice versa.

Assurer des signaux économiques pertinents

Chantier tarifaire en cours

- Les stockeurs se comportent alternativement comme des consommateurs ou comme des producteurs du point de vue du réseau.
- Ce profil d'utilisation, s'il n'apporte pas systématiquement de valeur pour le réseau si les injections et les soutirages ne sont pas pilotés, peut dans certains cas permettre d'éviter certains renforcements.
- La CRE a d'ores et déjà lancé les **travaux sur la tarification du futur TURPE** afin de refléter ces effets sur le réseau et inciter les stockeurs à avoir un comportement vertueux pour le réseau.
- Ces travaux portent par exemple sur une éventuelle nouvelle composante tarifaire qui s'appliquerait aux utilisateurs pouvant à la fois injecter et soutirer et qui permettrait notamment de refléter la valeur créée par une synchronisation locale entre soutirage et injection.
- La CRE mènera une large concertation sur ces questions et des échanges bilatéraux peuvent être anticipés avec les acteurs qui seraient volontaires pour venir présenter les schémas de fonctionnement de leurs installations ou pour fournir des données d'utilisation.

Lever les freins grâce au « bac à sable » réglementaire

- La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi Energie-Climat) introduit **un dispositif d'expérimentation dans le secteur de l'énergie qui permet à l'autorité administrative ou à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'accorder des dérogations temporaires** aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations pour déployer à titre expérimental des technologies ou des services innovants.
- Ce « Bac à sable » réglementaire peut donc être un outil pour lever certaines contraintes au développement du stockage.
- Les demandes de dérogations seront désormais traitées au fur et à mesure de leur réception.
- Informations et formulaire de candidature : www.smartgrids-cre.fr/bac-a-sable

Lever les freins grâce au « bac à sable » réglementaire

- Dans le cadre du premier guichet du bac à sable réglementaire, **EDF a déposé une demande de dérogation** aux règles Services Systèmes fréquence, **visant à optimiser l'utilisation d'une batterie** en lui permettant de basculer de façon dynamique entre plusieurs périmètres de réserve.
- Dans le cadre du second guichet du bac à sable réglementaire, deux projets sont relatifs au raccordement des stockages d'électricité :
 - **Amarenco a déposé une demande de dérogation** aux études de comportements extrêmes de soutirage et d'injection dans le cadre des offres de raccordement de référence (ORR) d'ENEDIS, **visant à prendre compte le caractère contracyclique des stockages** dans le but d'aboutir à un dimensionnement plus juste des réseaux, à des économies pour la collectivité et à une facilitation du développement des stockages et des EnR.
 - **Un porteur de projet a déposé une demande de dérogation** à l'article 32 de l'arrêté du 9 juin 2020 qui limite la rampe de puissance des installations raccordées au réseau public de distribution à un maximum de 8 MW/min pour chaque point de livraison (PDL), **visant à faciliter la participation au marché de la réserve primaire** en augmentant le seuil actuel de puissance maximale valorisable de 4MW/PDL.



Pause Café - 15 min

**À l'entrée de la salle de
conférence**

Etude PEPS5 sur le potentiel français d'utilisation des technologies de stockage électrique, thermique et power to gas aux horizons 2030 et 2050

Colloque annuel du club stockage ATEE

6 octobre 2022



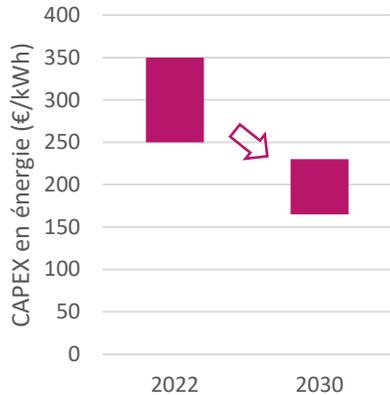
Agenda

- ▶ Contexte & objectifs
- ▶ Messages clés des cas électriques
- ▶ Messages clés des cas thermiques
- ▶ Messages clés des cas power-to-gas
- ▶ Questions & réponses

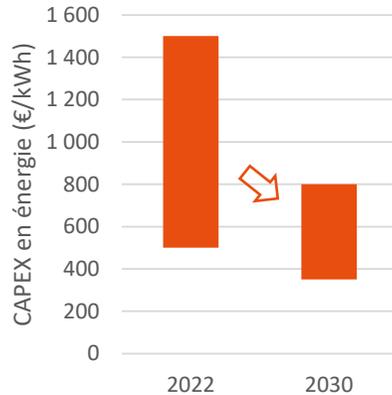
Baisse des coûts des technologies

Des baisses de coûts sont prévues pour les technologies de la filière stockage entre 2022 et 2030.*

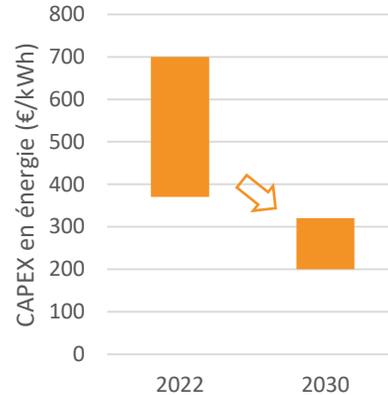
Batteries Li-ion Ucell > 4V - Grands systèmes



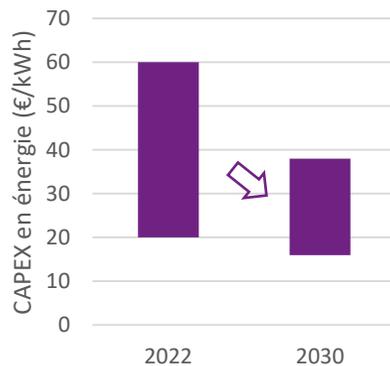
Batteries Li-ion Ucell > 4V - Résidentiel/petit industriel



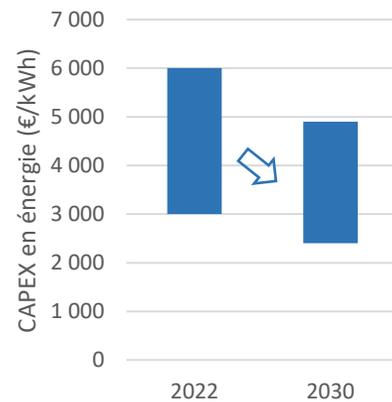
Batteries REDOX-Vanadium



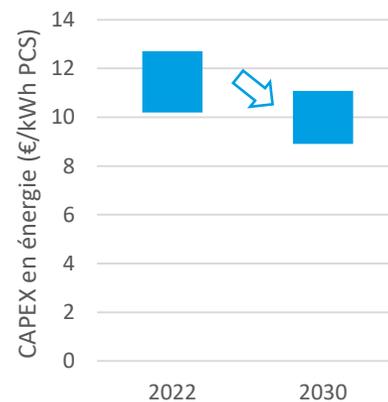
Stockage à air comprimé isochore adiabatique souterrain



Volant d'inertie haute vitesse



Stockage gazeux hors sol hydrogène



Entre 2030 et 2050, les coûts des batteries pourraient encore chuter de 35% (Source : Commission Européenne, EU Reference Scenario 2020).

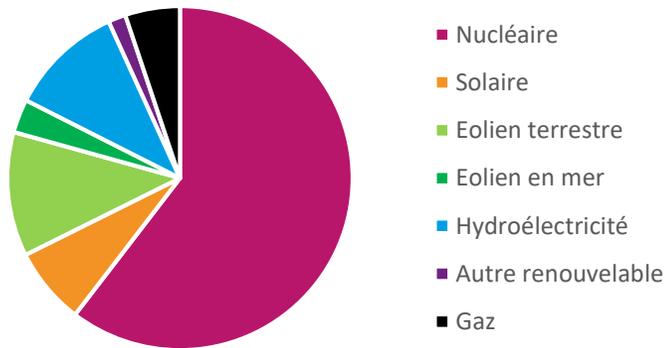
*Estimations avant la crise actuelle de l'énergie

Source : CEA

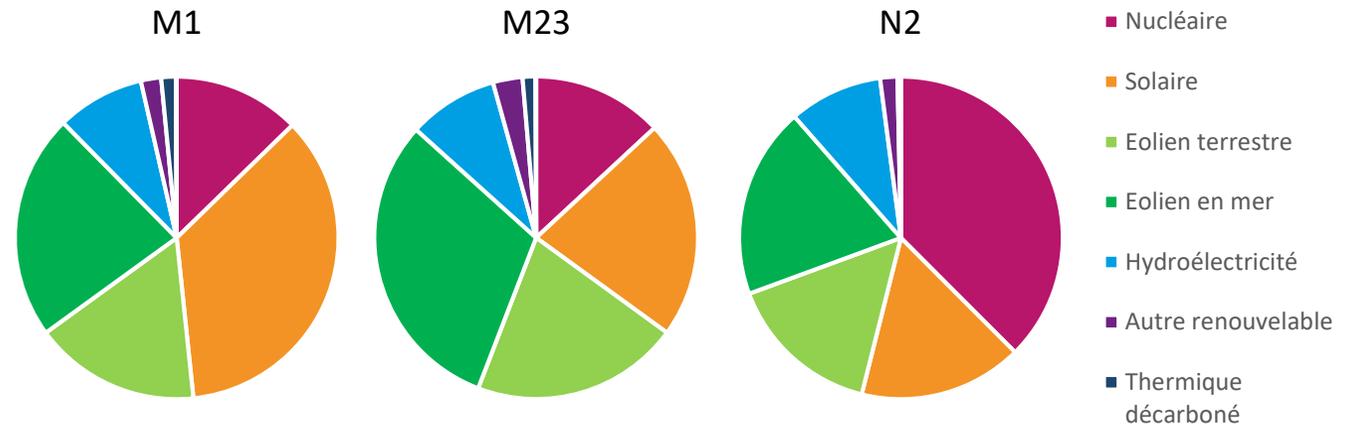
Des besoins de flexibilités en augmentation

En France, plusieurs scénarios d'évolution du mix électrique sont envisagés, menant à des besoins de flexibilités (stockage, interconnexion, effacement industriel, pilotage de la demande, etc.) en augmentation sur toutes les constantes de temps

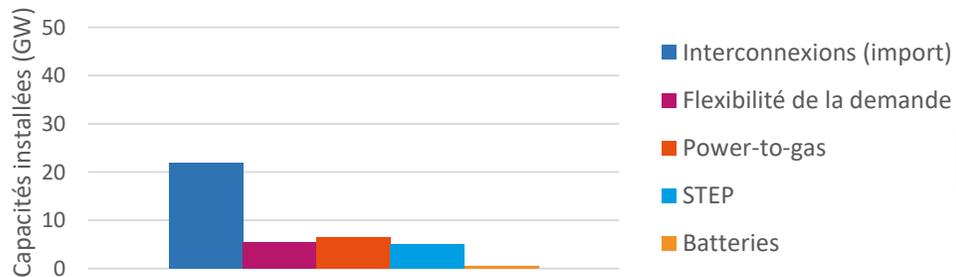
Mix de production en 2030



3 scénarios de mix de production en 2050

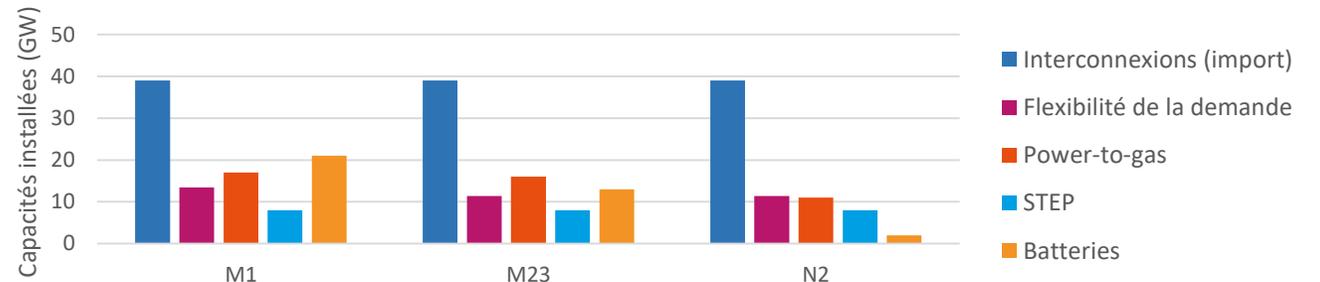


Flexibilités en 2030



Dont 3,5 millions de véhicules électriques en pilotage intelligent & 150 000 véhicules électriques en vehicle-to-grid

Flexibilités en 2050



Dont 22 millions de véhicules électriques en pilotage intelligent & 1 million de véhicules électriques en vehicle-to-grid

Les secteurs du froid et du chaud ont également évolué

La part de l'électricité dans la production de chaleur et de froid est croissante

- ▶ Le froid et la chaleur peuvent être une source de flexibilité supplémentaire pour le système électrique, le stockage étant intrinsèquement plus facile sur ces vecteurs que sur l'électricité (inertie thermique)
- ▶ Les besoins de flexibilité pour la chaleur augmentent avec l'essor de sources d'énergie intermittentes (chaleur fatale, solaire thermique, etc..)
- ▶ Les coûts des technologies qui évoluent avec le développement du nombre d'installations et la montée en maturité du marché, font des stockages de chaleur et de froid une piste sérieuse pour une flexibilisation économique de la consommation électrique.

L'électrification indirecte se développe aussi

L'hydrogène prend une importance considérable dans les planifications nationales en Europe

- ▶ En France, une stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné a été publiée:
 - | 7Mds € pour décarboner l'industrie, développer la mobilité lourde, soutenir la recherche et développer une filière industrielle
 - | 6.5 GW d'électrolyseurs à l'horizon 2030
- ▶ D'autres plans nationaux et études de la décarbonation du gaz en Europe envisagent une place prépondérante pour l'hydrogène dans le système énergétique à partir de 2030.
 - | REPowerEU annonce 65 GW d'électrolyseurs en UE27 en 2030.

L'étude PEPS5

- ▶ L'étude PEPS5 est commanditée par l'ATEE et financée aussi par l'ADEME et 16 sociétés membres du club stockage de l'ATEE.
- ▶ Cofinanceurs de PEPS5
 - | Validation du cadrage, avis experts sur les analyses
 - | Entretiens sur la place du stockage envisagée aux horizons 2030 et 2050
 - | Interactions autour des cas d'études via des groupes de travail
- ▶ **Artelys**: coordination du projet, spécification des cas d'études, réalisation des analyses technico-économiques, écriture des livrables
- ▶ **CEA**: expertise données technologiques, seconde vie des batteries, appui technique



Objectifs de l'étude

Analyser l'intérêt des technologies de stockage, de récupération et de conversion en France en 2030 et 2050

- | Autour de 15 cas d'études jugés pertinents, analysés à la marge de scénarios réferents,
- | Pour la collectivité (réduction des coûts totaux du système électrique sans prise en compte de taxes),
- | Pour un porteur de projet, pour certains cas

7 cas d'études stockage électriques



- Stockage centralisé en métropole
- Véhicules intelligents
- Alimentation sans interruption
- Autoconsommation individuelle
- Autoconsommation collective
- Stockage centralisé en ZNI
- Stockage hybride en ZNI

5 cas d'études stockage thermique



- Stockage dans un réseau de chaleur urbain basse température
- Valorisation électrique de la chaleur fatale issue d'un site industriel
- Power-to-heat haute température pour l'industrie
- Stockage de froid sur un réseau de froid tertiaire
- Stockage de froid dans l'industrie

3 cas d'études power-to-gas



- Valeur d'un électrolyseur pour l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz
- Méthanation
- Power-to-hydrogen-to-power

Modélisation multi-énergie

Les analyses technico-économiques s'appuient sur la modélisation et la simulation de systèmes électriques et P2X avec **Artelys Crystal Super Grid**, pour la France et l'Europe

- | Modélisation des systèmes au pas de temps horaire, pour 3 années climatiques
- | Optimisation simultanée du **dispatch électrique en Europe** et de la **fourniture de réserve en France**
- | Prise en compte des **contraintes techniques des groupes de production** (thermique, hydro, nucléaire, ..), interconnexions, stockages, P2X et de la flexibilité de la demande
- | Modélisation des **systèmes thermiques et froid** spécifique à chaque cas



Les analyses s'articulent autour des mix des « **Futurs énergétiques*** » de RTE (scénarios M1, M23 et N2) en 2030 et 2050, avec des variantes « prix gaz haut » et « +3GW Nucléaire » en 2030.

* Les hypothèses de modélisation et certaines données peuvent différer par rapport aux travaux de RTE (p.ex. profils demande et EnR) ce qui peut expliquer certaines différences de résultats.

Modélisation multi-énergie

Les analyses technico-économiques s'appuient sur la modélisation et la simulation de systèmes électriques et P2X avec **Artelys Crystal Super Grid**, pour la France et l'Europe

- | Modélisation des systèmes au pas de temps horaire, pour **3 années climatiques**
- | Optimisation simultanée du **dispatch électrique en Europe** et de la **fourniture de réserve en France**
- | Prise en compte des **contraintes techniques des groupes de production** (thermique, hydro, nucléaire, ..), interconnexions, stockages, P2X et de la flexibilité de la demande
- | Modélisation des **systèmes thermiques et froid** spécifique à chaque cas



Les scénarios 2030 et 2050 utilisés dans l'analyse ne reflètent pas le contexte actuel sur les prix de l'énergie, hormis dans le scénario « prix élevé » en 2030 où le prix du gaz est augmenté.

Les analyses s'articulent autour des mix des « **Futurs énergétiques*** » de RTE (scénarios M1, M23 et N2) en 2030 et 2050, avec des variantes « prix gaz haut » et « +3GW Nucléaire » en 2030.

* Les hypothèses de modélisation et certaines données peuvent différer par rapport aux travaux de RTE (p.ex. profils demande et EnR) ce qui peut expliquer certaines différences de résultats.

Analyse économique en approche marginale

Les résultats présentés dans PEPS5 s'inscrivent à la marge de scénarios où des moyens de flexibilités sont déjà présents :

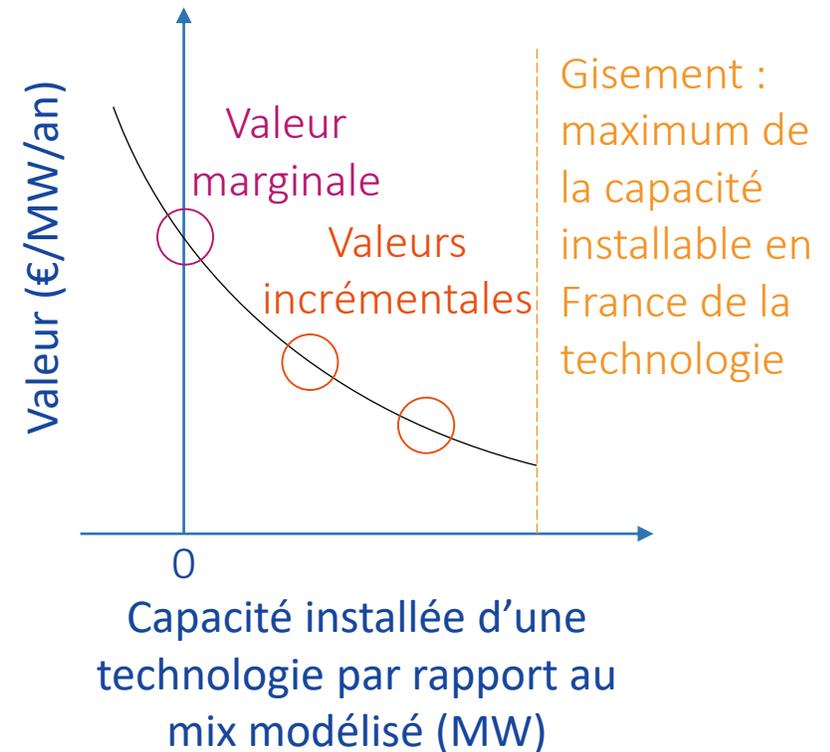
On parlera de valeur « marginale » pour évaluer la valeur (i.e. diminution des coûts du système électrique) d'une installation supplémentaire de stockage par rapport au mix modélisé.

On parlera de valeur « incrémentale » pour évaluer la valeur d'un nombre d'installations supplémentaire de stockage important (+ 1 GW, + 2 GW par exemple) par rapport au mix modélisé.

L'approche marginale permet de comparer plusieurs technologies entre elles dans les scénarios modélisés mais présente plusieurs limites :

La valeur calculée n'est valide qu'autour d'un mix de référence. En particulier, elle diminue si on construit beaucoup plus d'installations que dans le mix modélisé.

La prise en compte de la concurrence entre technologies dans un but d'adaptation du mix modélisé doit aussi prendre en compte le gisement des technologies comparées.



Agenda

- ▶ Contexte & objectifs
- ▶ Messages clés des cas électriques
- ▶ Messages clés des cas thermiques
- ▶ Messages clés des cas power-to-gas
- ▶ Questions & réponses

Stockage centralisé – Valeurs et paramètres

La pertinence économique des flexibilités sur le système électrique se construit sur une combinaison de valeurs

- Les valeurs pour le système électrique des flexibilités évaluées dans l'étude sont :
 - La valeur **d'arbitrage**, c'est-à-dire la capacité du stockage de consommer à prix faible et produire à prix élevé, permettant de réduire les coûts variables du système,
 - La valeur de **réserve**, c'est-à-dire la capacité du stockage à participer aux réserves primaires et secondaires, pour faire face aux variations court terme, permettant de mieux optimiser le fonctionnement des autres groupes pour l'équilibre offre-demande,
 - La valeur **capacitaire**, c'est-à-dire la capacité du stockage de produire aux moments les plus critiques pour le système de manière à éviter des investissements supplémentaires*
- Les caractères différenciants des stockages pour ces différentes valeurs sont le rendement et la durée de décharge (ratio volume/capacité).

	Batteries Li-ion		Station de pompage-turbinage		Power-to-hydrogen-to-power		
		2030	2050		2030 & 2050		2030 & 2050
Efficacité du cycle		85-90%			80-85%		35-40%
Durée de stockage typique	10 mins – 6h		6h – 24h		24h – 2 mois		
Durée de vie (années)	15 - 18	20	75		20		
CAPEX puissance (k€/MW)	60 – 130	50 – 80	600 – 1300		640 – 1100 (hors électrolyseur)		
CAPEX énergie (k€/MWh)	185 - 250	150 - 200	10 – 20		0,1 – 10**		

* Investissements supplémentaires supposés à 60 k€/MW/an si besoin de nouveaux moyens de pointe ou (pour 2030 seulement) à 15 k€/MW/an (coût de maintien) si les moyens de pointe existant suffisent. La valeur est supposée captée entièrement si le stockage est en mesure de fournir de l'électricité pendant les 400h les plus chères de l'année, ce qui est pessimiste pour les stockages courts.

** forte variation suivant la nature du stockage: hors sol ou stockage souterrain

Stockage centralisé – Valeur de réserve

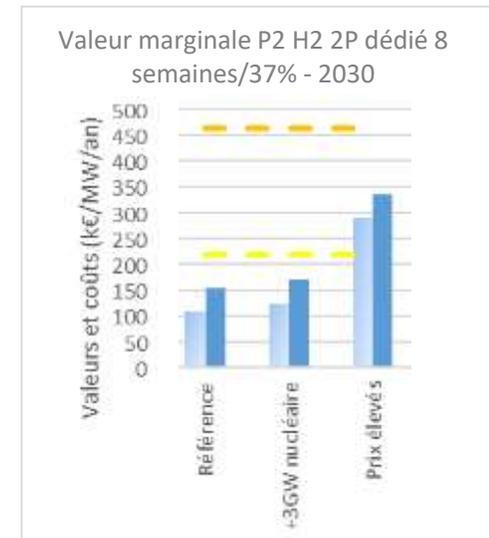
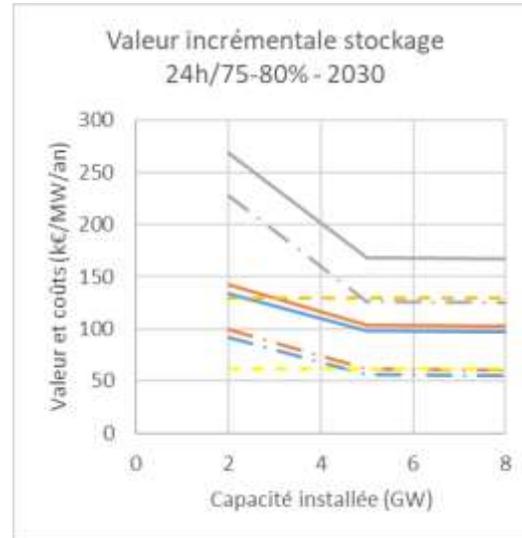
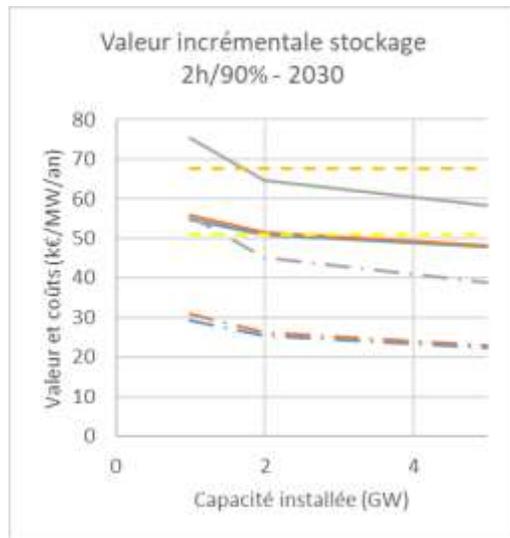
La valeur de réserve n'est pas suffisante pour créer un business model pérenne à elle seule

- ▶ Même si le stockage (batteries en particulier) reste très pertinent techniquement pour la fourniture de réserve primaire et secondaire, la forte concurrence sur le marché de réserve en 2030 et 2050 réduit la valeur du stockage centralisé pour la réserve, a fortiori dans des scénarios où les véhicules électriques peuvent y contribuer.
- ▶ Le stockage dédié à la réserve ne trouve pas de pertinence économique

Stockage centralisé – Pertinence économique marginale

La pertinence économique des stockages centralisés à la marge des scénarios dépend largement des prix de l'énergie et du besoin capacitaire en 2030

- ▶ La valeur des stockages courts (batteries Li-ion) dépassent leurs coûts en 2030 si les prix du gaz sont élevés et s'il y a besoin de nouvelles capacités.
- ▶ Les stockages moyen-termes (STEP) semblent pertinents économiquement dans tous les scénarios.
- ▶ Le P2H2 pour une utilisation unique pour la production d'électricité (P2H₂2P) n'est intéressant pour la collectivité en 2030 que si les prix du gaz sont élevés, s'il y a besoin de nouvelles capacités et si les coûts du stockage d'hydrogène sont dans la fourchette basse des prévisions.



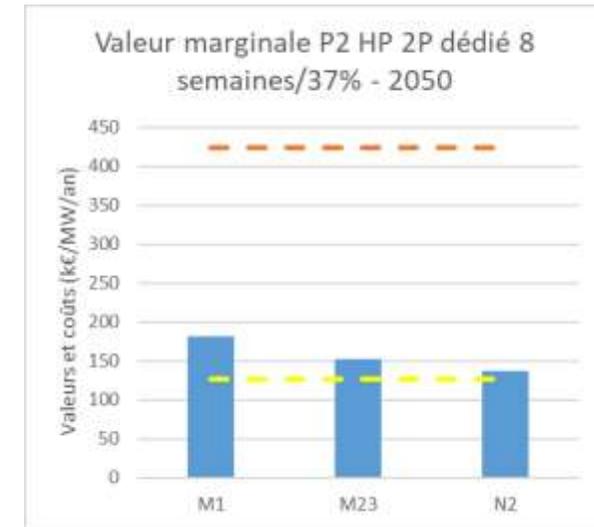
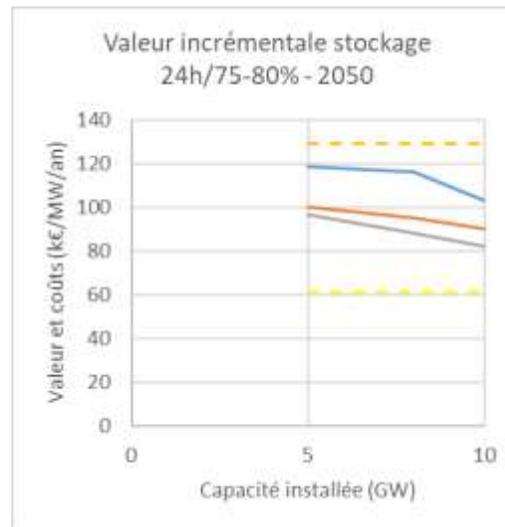
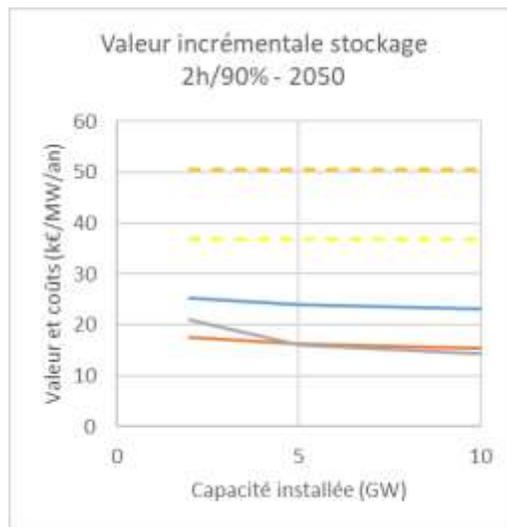
- · — Référence - valeur capacitaire limitée
- · — +3GW nucléaire - valeur capacitaire limitée
- · — Prix élevés - valeur capacitaire limitée
- · — Coûts Li-ion (2h/90%)/STEP (24h/75-80%) bas
- · — Coûts Li-ion (2h/90%)/STEP (24h/75-80%) haut
- Référence
- +3GW nucléaire
- Prix élevés
- Coûts Li-ion (2h/90%)/STEP (24h/75-80%) haut

- Valeur capacitaire + arbitrage
- Valeur capacitaire limitée + arbitrage
- Coûts électrolyseur + stockage + turbine hauts
- Coûts électrolyseur + stockage + turbine bas

Stockage centralisé – Pertinence économique marginale

La pertinence économique des stockages centralisés à la marge des scénarios dépend largement des mix électriques et de flexibilités en 2050. De manière générale, la valorisation des stockages est largement dépendante du développement des autres flexibilités.

- ▶ Développer les capacités installées de batteries Li-ion au delà des capacités des scénarios de RTE en 2050 n'est pas économiquement pertinent, du à une valeur capacitaire inférieure à cet horizon.
- ▶ Les STEP semblent pertinents économiquement dans tous les scénarios, leurs capacités ayant été bridées par leur gisement dans l'étude de RTE. Si de nouveaux projets présentant des coûts standard sont possibles, l'investissement est intéressant économiquement parlant.
- ▶ Le P2H₂2P est mieux valorisé qu'en 2030 mais n'est pas toujours pas intéressants économiquement s'il ne sert qu'au mix électrique.



— M1
— M23
— N2

--- Coûts Li-ion (2h/90%)/STEP (24h/75-80%) haut
--- Coûts Li-ion (2h/90%)/STEP (24h/75-80%) bas

■ Valeur capacitaire + arbitrage
--- Coûts électrolyseur + stockage + turbine hauts
--- Coûts électrolyseur + stockage + turbine bas

Stockage centralisé – Impact sur les émissions de CO2

Indépendamment de leur valeur économique, les stockages centralisés permettent tous une réduction des émissions de CO2 pour le système électrique.

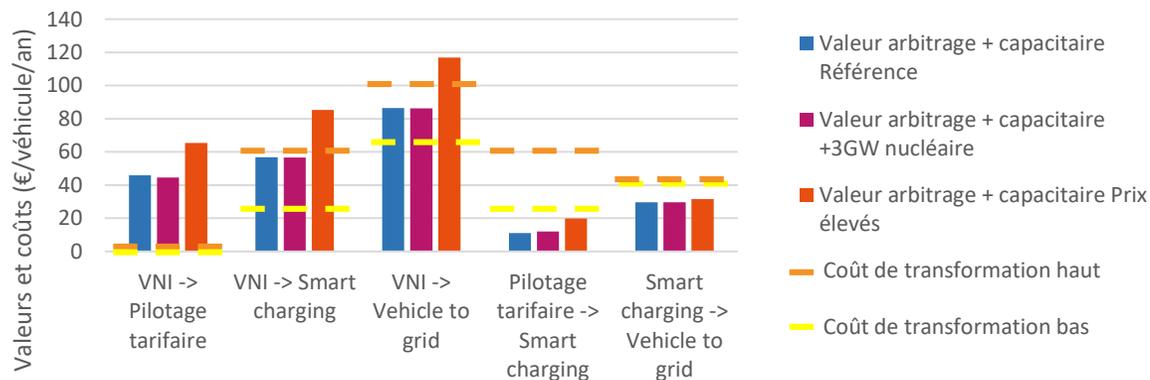
- ▶ De manière générale, le stockage ajouté à la marge du système permet une réduction des écrêtements des renouvelables et de l'appel aux capacités thermiques fossiles, réduisant donc les émissions du système, ces réductions étant à comparer aux émissions annualisées des technologies calculées en analyse du cycle de vie
- ▶ En 2030:
 - | De nouvelles capacités de stockage centralisé en France permettent de décarboner le mix européen et pas seulement le mix français
 - | Le stockage permet de décarboner plus le mix électrique dans le scénario +3 GW nucléaire que dans le scénario référence en optimisant l'utilisation de l'électricité décarbonée produite par le nouveau nucléaire
- ▶ En 2050, le mix électrique étant déjà décarboné, de nouvelles installations de stockage diminuent peu les émissions de CO2, toutefois les installations déjà installées sont nécessaire pour garantir la décarbonation du mix.

Pilotage de la charge des véhicules électriques

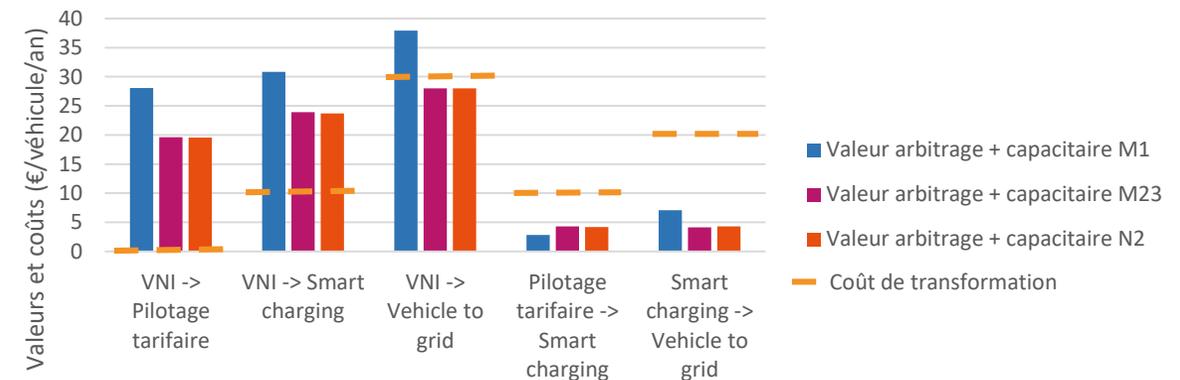
Le pilotage de la charge des véhicules électriques est une source économique de flexibilité dans tous les scénarios

- Le fait de passer d'une consommation non-pilotée (véhicule non intelligent ou « VNI ») à une consommation pilotée avec un pilotage tarifaire* ou un pilotage dynamique** (« smart charging ») est intéressant pour la collectivité. Le pilotage tarifaire en particulier, même s'il est moins optimisé pour le système, a le ratio valeur/coût le plus élevé pour la collectivité, étant donné ses coûts quasi-nuls. En revanche, le passage d'un pilotage tarifaire à un véhicule en smart charging n'est pas pertinent d'un point de vue économique à la marge des scénarios modélisés, car le pilotage tarifaire capte l'essentiel de la valeur de la transformation.

Valeurs marginales et coût d'une transformation de la recharge d'un véhicule électrique en 2030



Valeurs marginales et coût d'une transformation de la recharge d'un véhicule électrique en 2050



- Le passage d'un véhicule non piloté au V2G a un ratio valeur sur coût moins intéressant mais semble toutefois pertinent dans les scénarios avec les spreads journaliers les plus marqués, c'est-à-dire en 2030 et pour M1 en 2050. La encore, le passage d'un pilotage tarifaire à un véhicule en V2G n'est pas pertinent d'un point de vue économique.
- Tout comme le stockage centralisé, ces modes de pilotages diminuent les émissions de CO2 du mix électrique européen, d'autant que le coût CO2 de l'adaptation d'un véhicule électrique existant n'est constitué que des émissions du système IT supplémentaire.

*tarifaire : évalué en supposant un profil journalier de recharge constant par mois

**dynamique : profil de charge optimisé pour chaque cas avec un signal prix horaire

Stockage pour l'autoconsommation

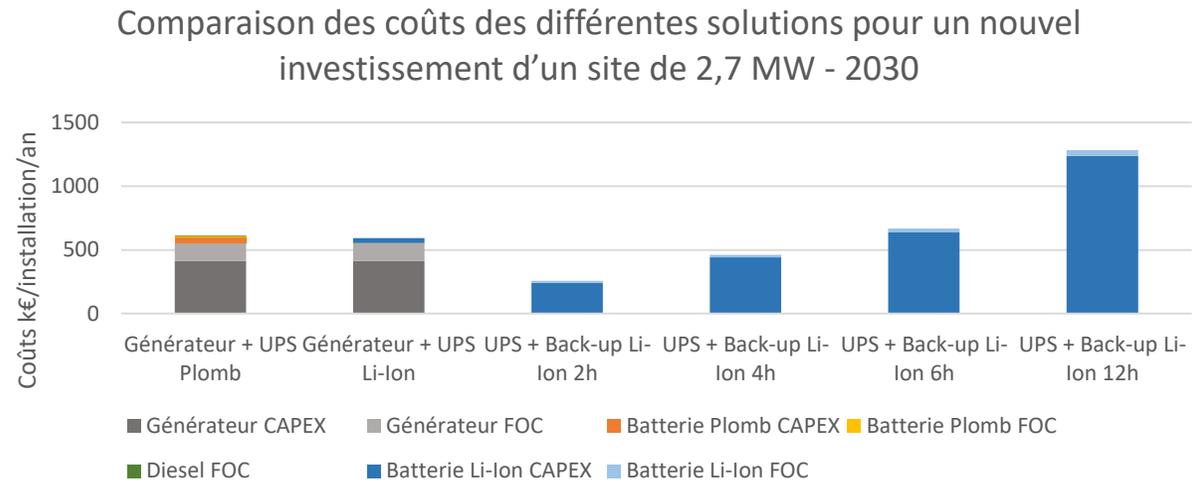
Le stockage pour l'autoconsommation sans réinjection sur le réseau* peu pertinent pour la collectivité

- ▶ Un stockage installé pour maximiser l'autoconsommation individuelle d'un particulier disposant de capacité solaire n'est pas pertinent économiquement pour la collectivité : les économies de coût d'approvisionnement seules sont inférieures aux coûts d'équipement engagés.
- ▶ Le stockage pour l'autoconsommation collective, dans le cas d'une communauté produisant seulement du photovoltaïque, est plus pertinent étant donné les économies d'échelle même si son bilan reste négatif pour la collectivité. Le stockage ne permet pas de s'affranchir d'une connexion au réseau dans cette configuration.
- ▶ Le stockage peut toutefois être pertinent du point de vue d'un acteur (communauté EnR ou distributeur) si cet acteur valorise plus fortement l'énergie autoconsommée: un premium (pour le porteur de projet) à l'énergie autoconsommée de 250€/MWh en 2030 et 100€/MWh en 2050 serait nécessaire pour rendre pertinent un stockage.

Batteries pour l'alimentation sans interruption (ASI)

Les batteries Li-ion en ASI pertinentes dans le cas d'interruptions courtes (4 à 6h)

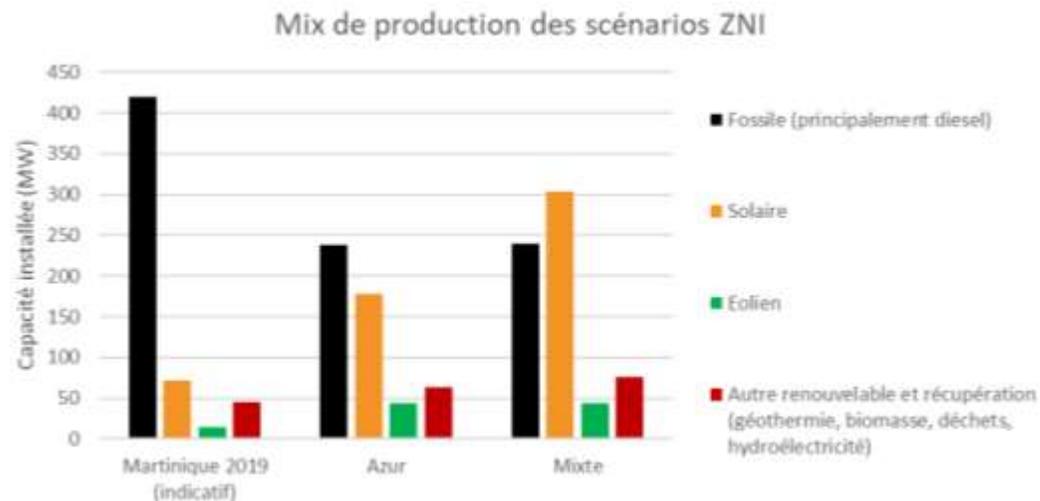
Les batteries aujourd'hui sont principalement utilisées sur des durées courtes (15min) après un incident, avant l'utilisation de groupes électrogènes. Remplacer le groupe électrogène par une batteries Li-ion est pertinent économiquement seulement si les incidents attendus sont courts (4 à 6h)



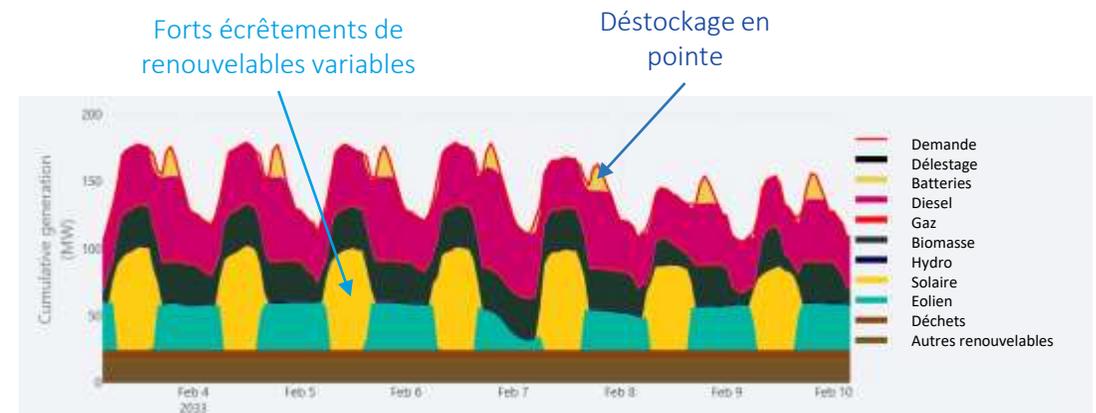
Dans un tel contexte, il est possible d'ajouter des capacités de stockage dédiés à la participation aux marchés (réserve et day-ahead) pour améliorer le bilan économique de l'installation ASI, toutefois cette solution reste moins pertinente qu'un stockage centralisé si les coûts d'achat des capacités de stockage supplémentaires sont supérieures à celles du stockage centralisé.

Stockage dans les Zones Non Interconnectées (ZNI)

- ▶ Dans PEPS5, une ZNI a été modélisée en s'inspirant des BP 2019-2021 pour la Martinique en 2033 d'EDF SEI, dans deux scénarios « Azur » et « Mixte »
- ▶ Dans ces scénarios, l'évolution des moyens de production renouvelable, et en particulier solaire, est très importante. Le but de ces cas d'étude est d'étudier la valeur du stockage dans ces scénarios.
- ▶ Une variante a été implémentée avec une contrainte de sûreté sur la part EnR intermittente horaire, avec au maximum 45%* de la demande pouvant être produite par de l'éolien et du solaire au niveau horaire dans les simulations réalisées



Production cumulée en Martinique 2033 – scénario Mixte avec contrainte de sûreté



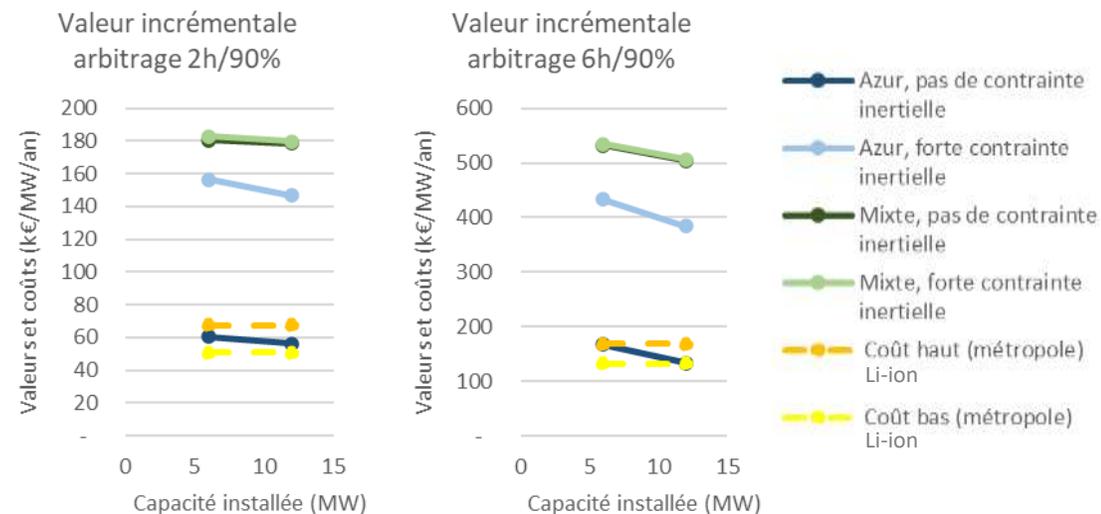
*le seuil inscrit dans les textes (actuellement 35%) correspond à un seuil en-dessous duquel le GRD n'a pas vocation à limiter la production EnR. En 2033, des leviers pourront avoir été mis en œuvre par le GRD pour assurer l'insertion en sûreté des EnR, aussi ce seuil pourra augmenter même au-delà de 45%.

Stockage dans les ZNI - Centralisé

Le stockage par batteries très pertinent dans les ZNI si les capacités de renouvelables variables croissent

Développer le stockage court terme* est pertinent à partir du moment où les capacités renouvelables variables deviennent importantes. En effet, dès lors que les conditions sur la sûreté du système sont réunies, (inertie, réserve...), ce dernier permet de réduire l'appel aux groupes thermiques, typiquement dans le scénario **Mixte (en vert)**.

Le stockage court terme peut également avoir une forte valeur lorsqu'il y a des contraintes de sûreté sur la part EnR intermittente horaire, typiquement dans le scénario **Azur (en bleu)**.



*projections quantitatives réalisées sur la base de batteries lithium-ion. D'autres technologies de stockage pourraient également être pertinentes technico-économiquement

Agenda

- ▶ Contexte & objectifs
- ▶ Messages clés des cas électriques
- ▶ Messages clés des cas thermiques
- ▶ Messages clés des cas power-to-gas
- ▶ Questions & réponses

L'émergence des stockages thermiques

- ▶ La chaleur en tant que vecteur énergétique se stocke facilement, ce qui ouvre la porte à de nombreuses applications comme l'apport de **flexibilité aux réseaux de chaleur**, **l'efficacité des procédés industriels** et **le lissage de la production d'énergie**.
- ▶ Les valeurs apportées par le stockage thermique sont nombreuses: **réduction de moyen de production thermique**, **optimisation des coûts de production de chaleur**, **valeur pour le système électrique** et **réduction des émissions de CO2 et d'utilisation de matériaux**.
- ▶ Dans PEPS5, on se concentre sur des cas d'usages où la production de froid ou de chaleur est faite à partir d'électricité.

Stockage sensible	Stockage latent	Stockage thermochimique
<p>Stockage basse température 80°C (réservoir d'eau chaude) jusqu'au stockage haute température 800°C avec des céramiques.</p> <p>Différents fluides caloporteurs adaptés aux niveaux de température : eau, huile thermique, sels fondus, air.</p> <p><i>Maturité technologique TRL 6-9</i></p>	<p>Stockage basé sur le principe fusion/solidification d'un matériau (MCP).</p> <p>Choix de matériaux vaste pour couvrir une large gamme de température – paraffine avec une T° négative jusqu'à 300°C avec des sels en passant par des matériaux organiques comme les alcools de sucre ou les acides gras.</p> <p><i>Maturité technologique TRL 4-8</i></p>	<p>Utilisation d'une réaction chimique réversible fortement endothermique dans un sens et exothermique dans le sens opposé.</p> <p>Matériaux disponibles à différents niveaux de température, depuis les applications pour l'habitat (40°C) jusqu'aux centrales solaires (450°C avec de la chaux vive) Solution adaptée au stockage très longue durée (inter-saisonnier)</p> <p><i>Maturité technologique TRL 2-6</i></p>

Source: CEA

Un intérêt économique pour la collectivité

- ▶ L'ajout d'un stockage est globalement intéressant économiquement pour la collectivité et ce même dans la configuration d'un système électrique optimisé.

	Cas réseau de chaleur		Cas réseau de froid	Cas chaud industrie	Cas froid industrie
Gisement	358 GWh de chaleur produite par des PAC sur RCU, soit 110 GWh de consommation électrique ¹		1 TWh de froid produit par des GF, soit 240 GWh de consommation électrique ²	11 TWh de chaleur substituable par des RE, soit 9 TWh de consommation électrique	11 TWh de consommation électrique
Technologie étudiée	Eau chaude atmosphérique	Pit storage	Stockage MCP eau	Stockage air/solide	Stockage MCP -10°
TRL	8-9	7-9	8-9	6-9	6-8
Capacité étudiée	2MW ; 8h <i>Cycle court</i>	2MW ; 200h <i>Cycle long</i>	5-20MW ; 8h <i>Cycle court</i>	0,5MW ; 4h <i>Cycle court</i>	2,3MW ; 0,75h <i>Cycle court</i>
Ratio valeur/coûts ³ en 2030	>2	>2	>2	>2	>2
Ratio valeur/coûts ³ en 2050	1,8 - 2	>2	>2	1,2 – 1,9	>2

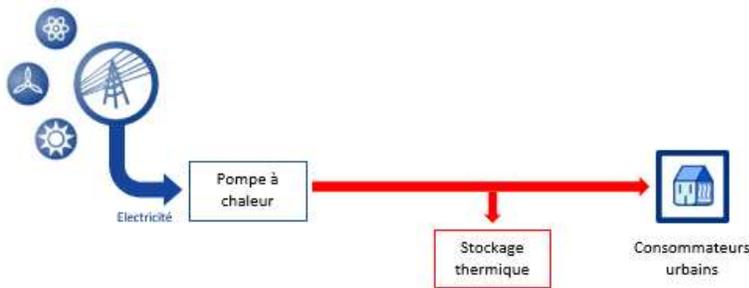
1 Hypothèse de COP de PAC industrielle égal à 3,2

2 Hypothèse de COP de groupe froid à compression électrique égal à 4,2

3 Définie ici par le rapport entre les gains économiques liés à l'ajout du stockage et les coûts supplémentaires engendrés par son installation et son exploitation

Valeurs économiques du stockage thermique

- ▶ L'intégration d'un stockage dans un système s'appuyant sur une production P2H ou P2C permet des économies principalement sur deux postes : la réduction des coûts de production d'électricité et (dans la plupart des cas) la réduction des investissements en production.
- ▶ Illustration : cas d'un stockage à cycle court (8h) sur un réseau de chaleur chauffé par P2Heat

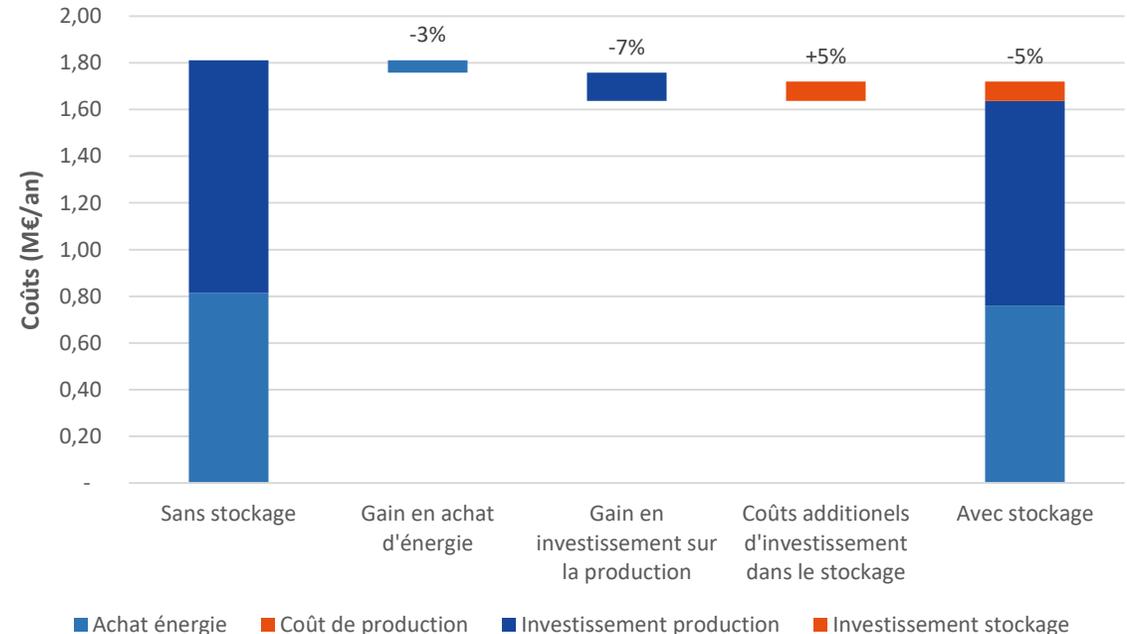


Gisement

45 réseaux de chaleurs urbains sont alimentés par des pompes à chaleur en France, ce qui représente **5% du gisement national** et près de **358GWh de chaleur produite**. Cette consommation équivaut à peu près à soit **110 GWh de consommation électrique**.

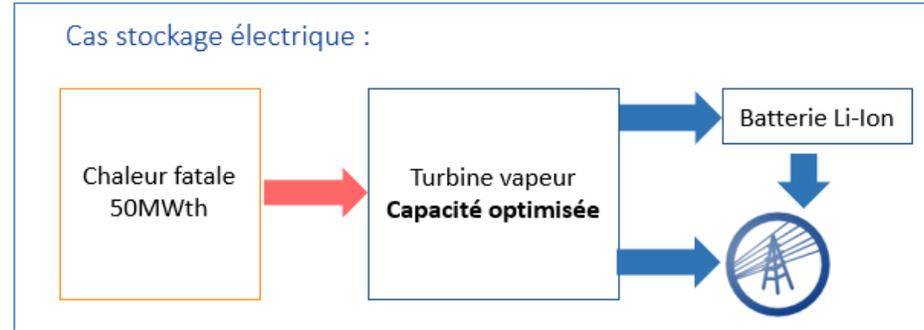
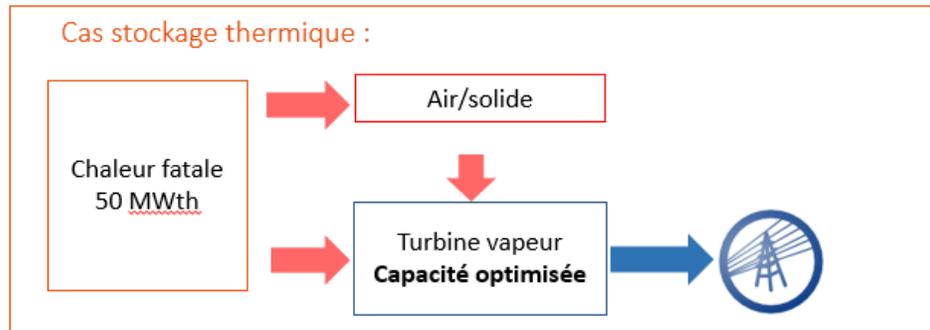
Source: ADEME

Evolution des postes de coûts de l'installation suite à l'ajout d'un stockage d'eau chaude atmosphérique (2MW, 16MWh) à horizon 2030 sur le scénario *Référence*



L'intérêt du stockage pour valoriser la chaleur fatale dépend fortement du cas de figure

- ▶ D'après l'ADEME, le **potentiel de chaleur fatale** valorisable issue de l'industrie française correspondrait à 110 TWh (soit 36% de la consommation de combustibles du secteur) dont environ **50 TWh qui pourrait être valorisable sous forme d'électricité**.
- ▶ Tel qu'évalué dans **PEPS3**, le stockage est pertinent pour la valorisation de chaleur fatale dans de nombreux cas, notamment quand le profil de chaleur fatale diffère du besoin final, et que les cycles charge/décharge sont nombreux (p.ex. journaliers).
- ▶ Dans **PEPS5**, on s'intéresse à l'intérêt d'un stockage dans le cas d'un gisement de chaleur fatale continu et constant couplé à une installation de **heat-to-power**.
- ▶ Dans **ce contexte spécifique**, l'ajout de stockage thermique pour arbitrer sur les prix de l'électricité n'est pas pertinent économiquement et moins intéressant qu'une batterie Li-ion positionnée en aval.

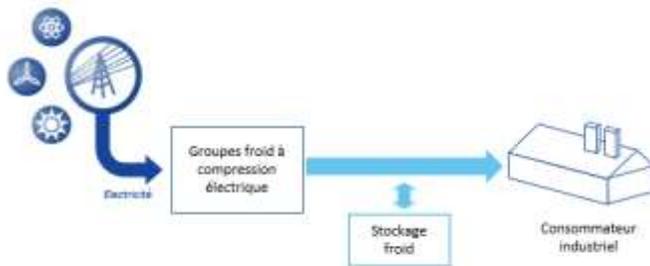


- 3 fois moins de capacité de stockage à installer
- Pas de surdimensionnement du moyen H2P
- Plus de flexibilité quant aux volumes d'énergie à placer par arbitrage sur les prix de marché,

- ▶ Néanmoins, on peut s'attendre que les résultats soient significativement meilleurs dans le cas de profils de chaleur fatale plus variables (tel qu'identifié dans PEPS3) même en couplage avec du H2P

Un besoin d'accessibilité aux prix

- ▶ Pour valoriser au maximum ces gisements de flexibilité, il est nécessaire que les producteurs pilotent leurs flexibilités face à un signal prix à la maille la plus fine possible
 - | Avoir des tarifs qui reflètent bien les prix et la valeur capacitaire de manière à pousser une utilisation vertueuse des flexibilités même pour les acteurs les plus petits
 - | Faciliter l'accès aux marchés pour ces consommateurs et les sensibiliser aux problématiques liées au système électrique
- ▶ Illustration : cas d'un stockage de froid chez un industriel

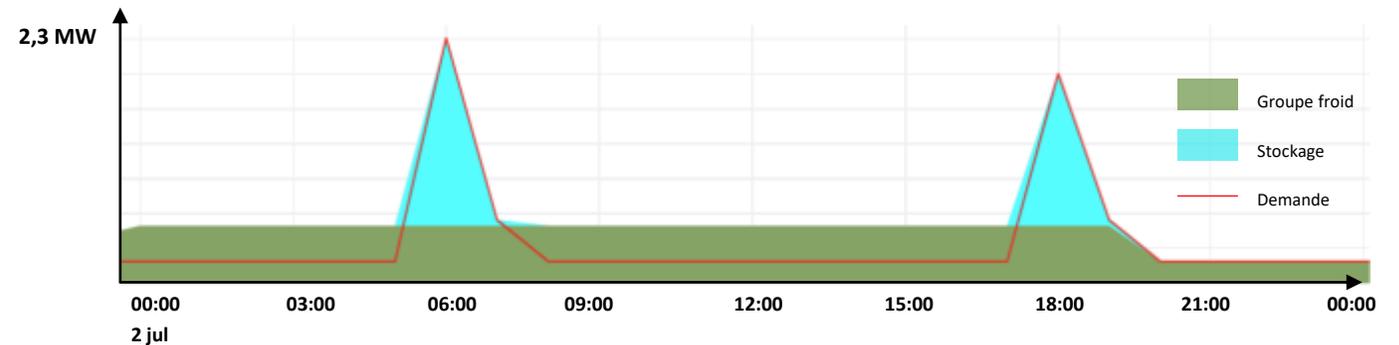


Gisement

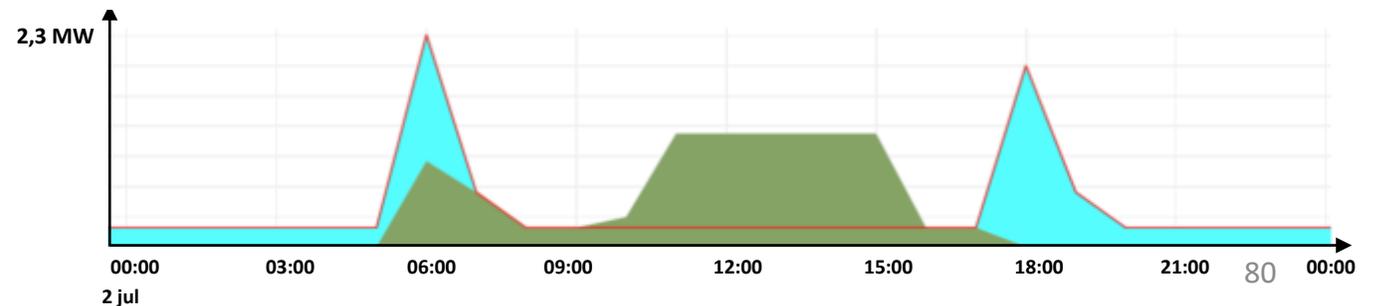
La production de froid industriel (hors entrepôts logistiques) représente **9% de la consommation électrique nationale du secteur de l'industrie, soit environ 11 TWh**

Source: ADEME

Production de froid avec stockage sur un jour d'été (Scenario M1 2050) - Groupe froid en base



Production de froid avec stockage sur un jour d'été (Scenario M1 2050) - Groupe froid répondant à un signal prix



Valeur environnementale du stockage thermique

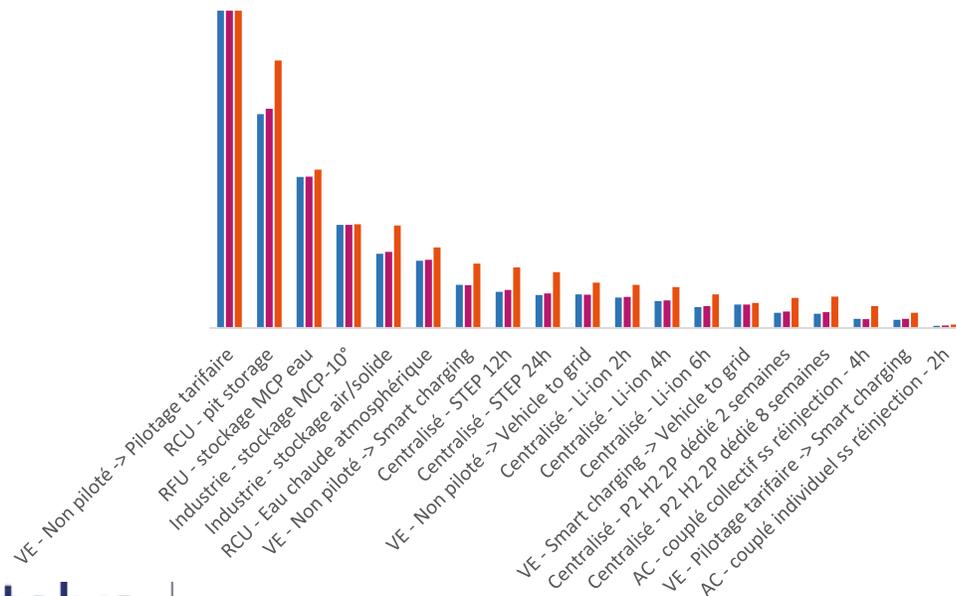
- ▶ En fonction des cas, le stockage thermique peut avoir une **valeur sur les émissions de CO2**, lorsqu'il permet de stocker des volumes de production électrique à faible émission pour éviter une production électrique carbonée future au moment les plus contraints du réseau, ou lorsqu'il évite l'appel à de la production de chaleur carbonée.
- ▶ L'intégration d'un stockage thermique a par ailleurs **d'autres valorisation environnementale que le CO2**. Il pourrait permettre de réduire le nombre de groupe de production thermique, de prolonger la durée de vie de ceux-ci et la quantité de fluide frigorigène associée dans le cas froid, améliorant d'autant plus le bilan environnemental de l'installation (éléments non quantifiés dans le cadre de cette étude).

Comparaisons de l'intérêt des flexibilités électrique / thermique

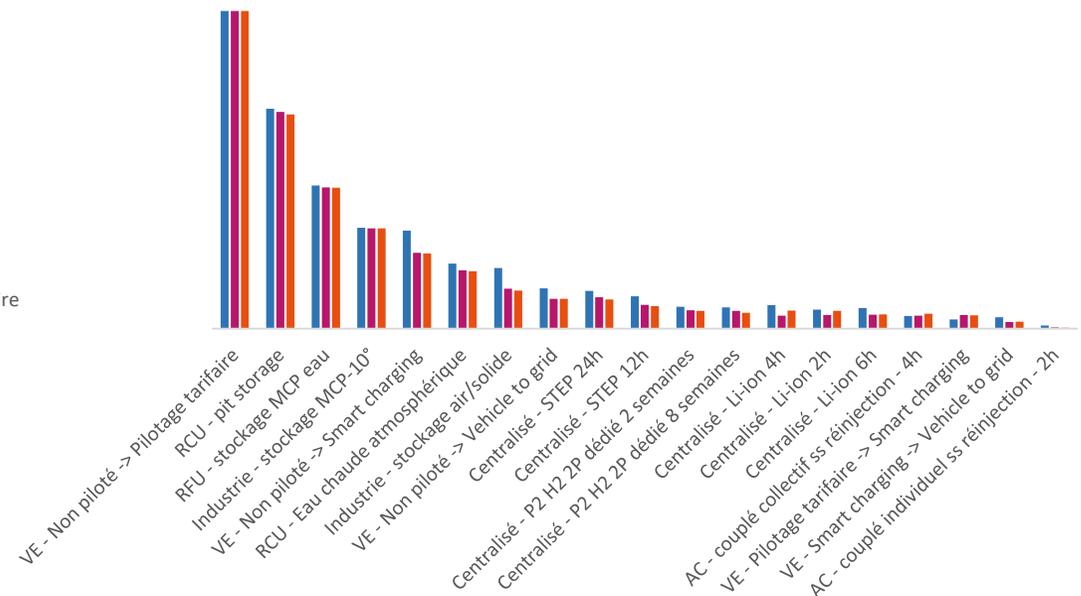
- ▶ Les ratios valeur/coûts (marginale aux scénarios étudiés qui possèdent déjà des flexibilités) sont les suivants
 - | Le pilotage tarifaire s'impose comme une solution sans regret.
 - | Les stockages thermiques et STEP sont très pertinents économiquement mais leur gisement est limité.
 - | Les batteries centralisées ne sont pas les moyens de flexibilité du système électrique les plus économiques mais leur gisement est illimité.
- ▶ A noter :
 - | Les technologies n'ont **pas les mêmes gisements**, donc un fort ratio valeur/coût ne signifie pas que la technologie va dominer le marché.
 - | Par ailleurs, cette classification **ne couvre pas l'ensemble des technologies de stockage existantes** et cas d'utilisation du stockage possible: d'autres technologies pourraient se positionner avantageusement en fonction des évolutions de leur paramètres technico économiques

Ratio valeur marginale/coûts moyens - 2030

Ratio valeur marginale/coûts moyens - 2050



■ Référence
 ■ +3 GW Nucléaire
 ■ Prix élevés



■ M1
 ■ M23
 ■ N2

Agenda

- ▶ Contexte & objectifs
- ▶ Messages clés des cas électriques
- ▶ Messages clés des cas thermiques
- ▶ Messages clés des cas power-to-gas
- ▶ Questions & réponses

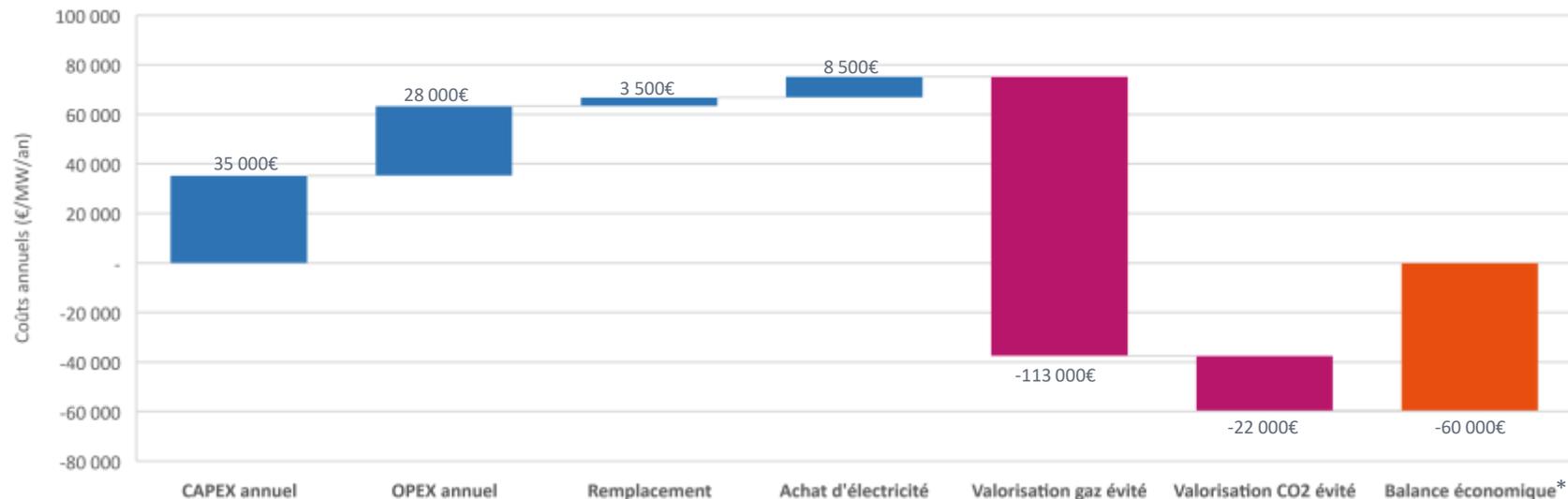
Valorisation d'une installation d'injection d'hydrogène sur le réseau

- ▶ Dans **PEPS4**, l'intérêt de l'électrolyse en remplacement d'installations de vaporeformage (pour un usage direct type industrie ou transport) a été confirmé pour des fonctionnements sur des heures à prix faible et décarbonées (2000h).
- ▶ On s'intéresse dans **PEPS5** à l'électrolyse pour **l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz**, pour décarboner le gaz transitant dans les réseaux. On notera que l'hydrogène produit par électrolyse pour la réduction de la production par vaporeformage a intrinsèquement plus de valeur que la production d'hydrogène pour l'injection, l'hydrogène produit dans le 1^{er} cas permettant d'éviter plus de gaz consommé par MWh produit.
- ▶ L'injection dans le réseau de gaz est possible mais contrainte (limite sur le taux dans le réseau, impact sur le matériel, saisonnalité de la production et de la consommation, prix élec élevé)
- ▶ Ce cas d'étude s'intéresse à l'injection d'hydrogène dans le réseau **à l'horizon 2030**, dans le cas d'un électrolyseur d' 1 MWe qui s'alimente sur le réseau électrique (à la marge d'un scénario existant) et injecte sur le réseau de gaz, en considérant que le point du réseau où est réalisée l'injection n'apporte pas de contrainte sur la production.

Le prix des combustibles fossiles et du CO2 comme facteurs dimensionnants

- ▶ La production d'hydrogène à la marge du système sur des heures décarbonées (de l'ordre de 2000 heures pour les scénarios considérés) n'est pas pertinent économiquement dans les scénarios de référence mais a **un intérêt économique pour la collectivité dans une configuration où le prix du gaz est élevé** (80€/MWhPCI).
 - | Pour rappel, cet intérêt reste inférieur à celui de la production d'hydrogène en remplacement de vaporeformage qu'il vaut mieux privilégier si le gaz est à ce prix.
- ▶ Dans une situation avec des prix du gaz à un niveau pre-2020, l'intérêt économique est avéré pour **un prix du CO2 de 160 à 200 €/t** (électrolyseur alcalin) ou de **250 à 310 €/t** (électrolyseur PEM).

Bilan annuel détaillé d'un électrolyseur Alcalin d'1 MWe en 2030 sur le scénario *Prix élevés* pour 2000h de fonctionnement

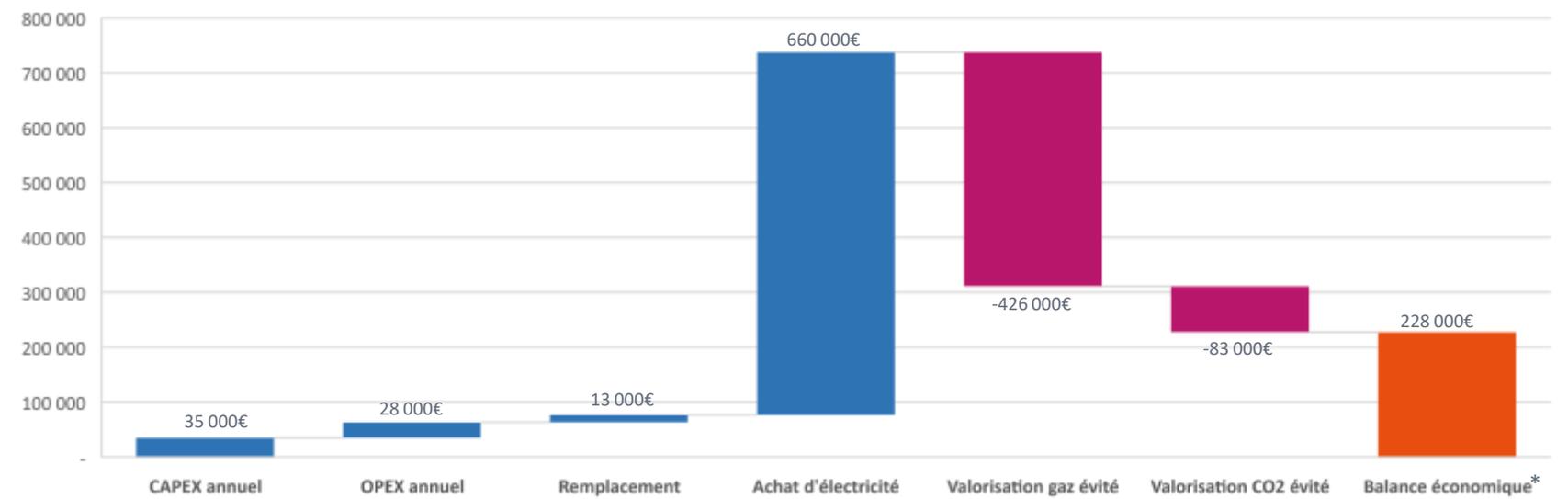


*La **balance économique** fait la différence entre les coûts annualisés (CAPEX, OPEX, remplacement et achat d'électricité) et les gains liés au gaz naturel et CO2 évités sur une année. Si la balance est positive, les coûts sont supérieurs aux gains.

Un fonctionnement sur un grand nombre d'heures non favorable pour la collectivité

- ▶ L'injection d'hydrogène via un fonctionnement des électrolyseurs sur un plus grand nombre d'heures (6000 heures) n'est pas intéressant économiquement pour la collectivité : le prix de l'électricité moyen sur 6000 heures est trop élevé par rapport aux économies de gaz réalisées, même dans un cas avec un prix du gaz élevé.

Bilan annuel détaillé d'un électrolyseur Alcalin d'1 MWe en 2030 sur le scénario *Prix élevés* pour 6000 heures de fonctionnement

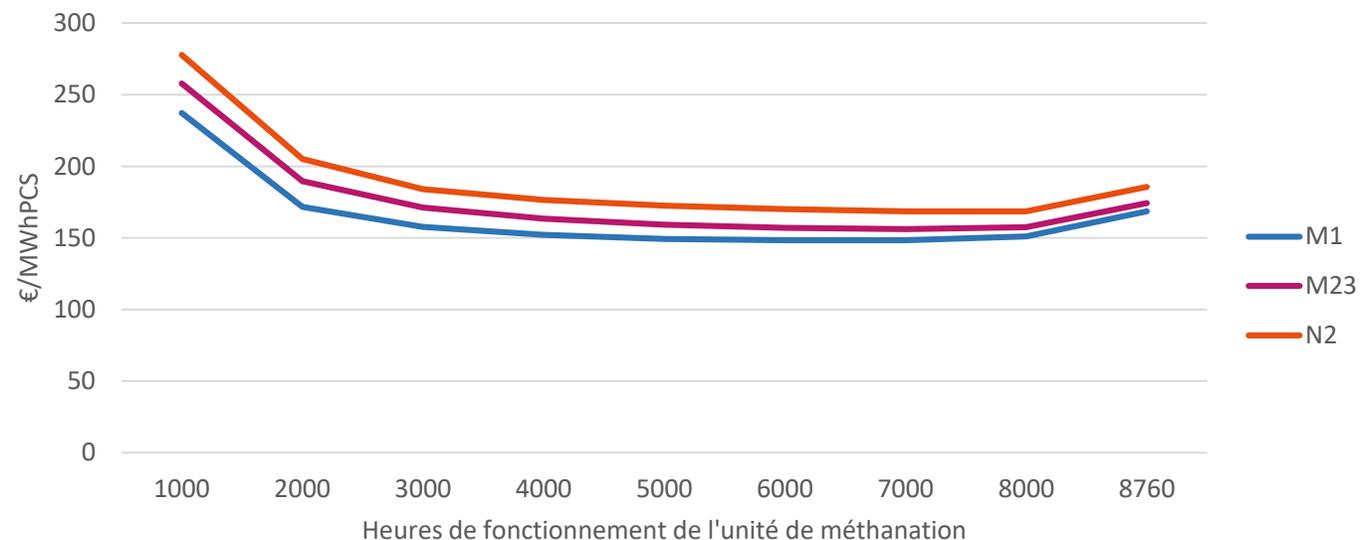


*La balance économique fait la différence entre les coûts annualisés (CAPEX, OPEX, remplacement et achat d'électricité) et les gains liés au gaz naturel et CO2 évités sur une année. Si la balance est positive, les coûts sont supérieurs aux gains.

Intérêt pour la collectivité d'une installation de méthanation

- ▶ En 2050, la décarbonation du système gazier pourrait s'appuyer sur la méthanation, production de gaz à partir d'hydrogène, de CO₂ et d'électricité.
- ▶ Dans cette analyse, on considère un **électrolyseur PEM d'1MWe** et un **méthanateur en série de 0,688 MWCH₄**, pour produire du méthane. L'approvisionnement en CO₂ est supposé à **280€/tCO₂**, pour une solution médiane de capture, stockage et transport.
- ▶ Les coûts de production du méthane résultants sont de **150 à 170€/MWh PCS** suivant le scénario, avec un optimum économique obtenu entre 6000 et 7000 heures de fonctionnement. Le coût de production de l'hydrogène électrolytique associé est de 2.4-3.1 €/kgH₂.

Coût de production du gaz via méthanation biologique (1MWe électrolyseur + 0.688 MWch₄ méthanateur)



Merci pour votre attention



Maxime Chammas

Artelys France – Project Director

maxime.chammas@artelys.com

Laurent Cornaggia

Artelys France – Project Manager

laurent.cornaggia@artelys.com

Igor Arduin

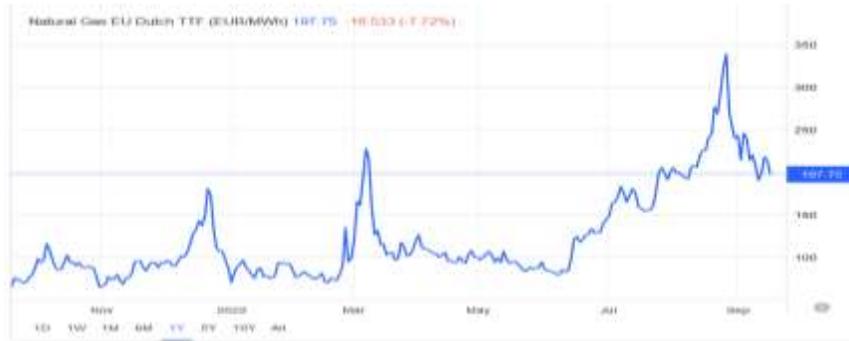
Artelys France – Project Manager

igor.arduin@artelys.com

Une situation actuelle favorable au déploiement des flexibilités

Les prix du gaz et de l'électricité sont en augmentation très forte depuis 2021

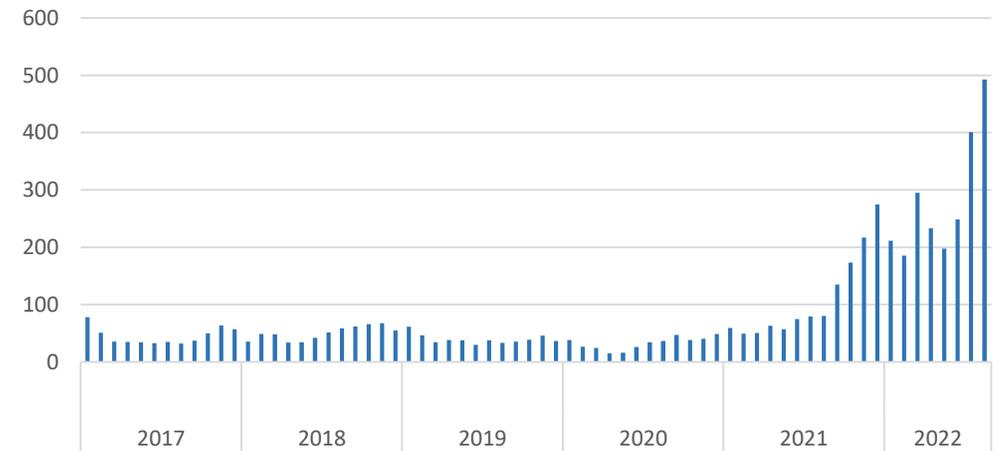
Le prix du gaz est passé de 70€/MWh à 200€/MWh en 1 an



Le prix du CO2 a atteint 98€/tCO2 en Aout 2022



Prix moyen mensuel du day-ahead en France (source: Open data Commission de Régulation de l'Énergie)



Le prix de l'électricité a atteint le plafond de 3000 €/MWh du marché du day-ahead le 4 avril à 8h

Données

L'étude technico-économique s'appuie sur les travaux du CEA réalisés pour PEPS5.

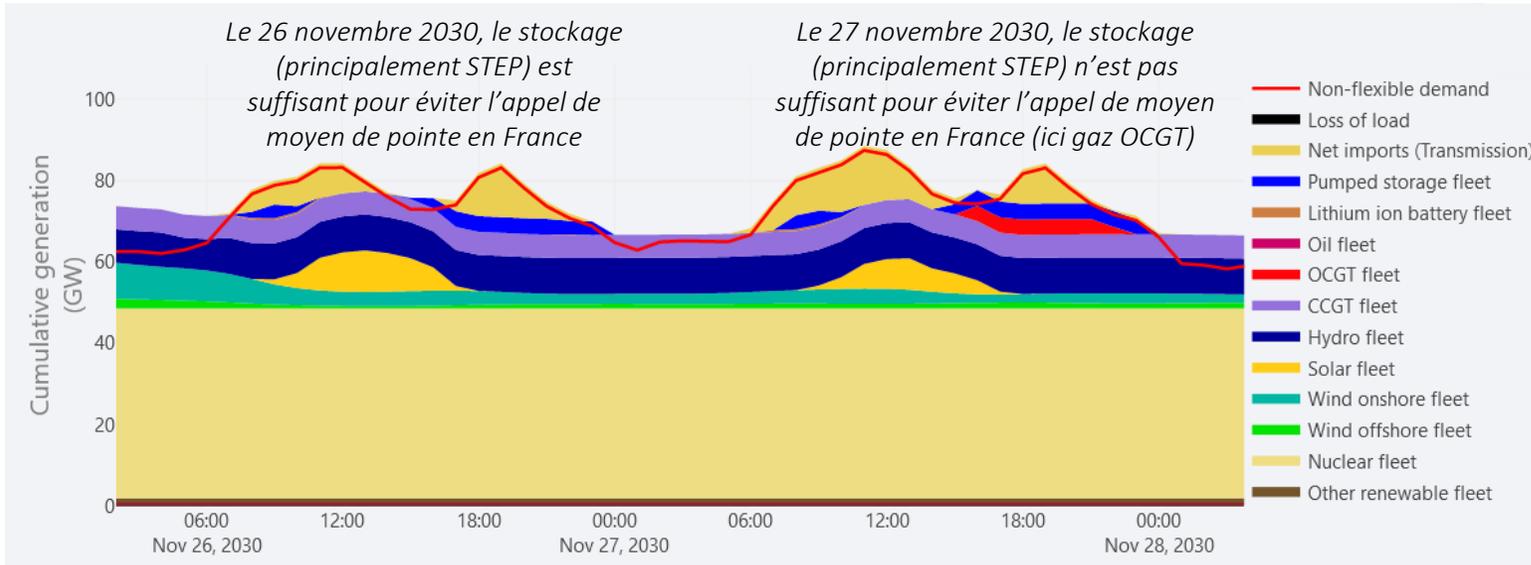
En particulier ont été produits dans le cadre de l'étude :

- | Des hypothèses technico-économiques pour **l'ensemble des technologies étudiées** dans le projet
- | Une mise à jour du **benchmark sur la place du stockage** dans les systèmes électriques et marchés
- | Un rapport sur la **seconde vie des batteries**
- | Une mise à jour des **fiches technologiques** incluant de nouvelles fiches pour les technologies non couvertes

Des données spécifiques ont aussi été fournies par les membres du COPIL sur le système électrique et sur les cas d'études.

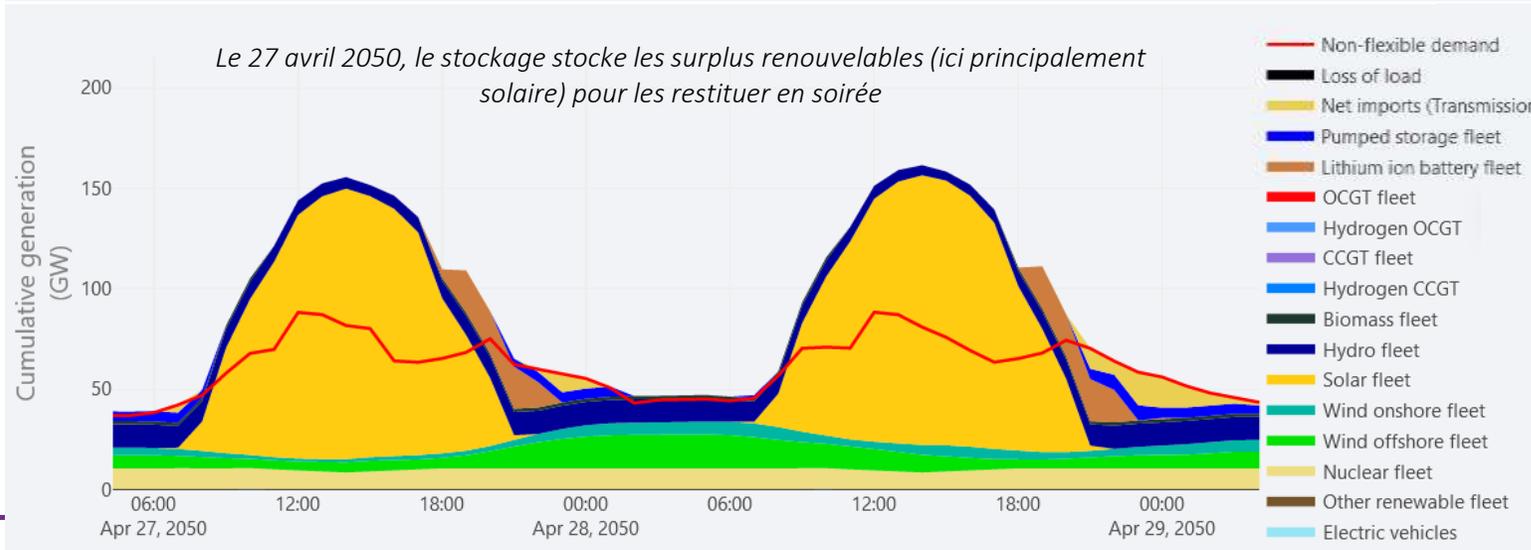
Stockage centralisé – Illustrations de l'arbitrage

Scénario de référence
2030 pour la France



- ▶ La valeur d'arbitrage combine l'intérêt pour la collectivité
 - de substituer des moyens de productions chers par des moyens moins onéreux
 - et d'éviter les écrêtements de renouvelables.

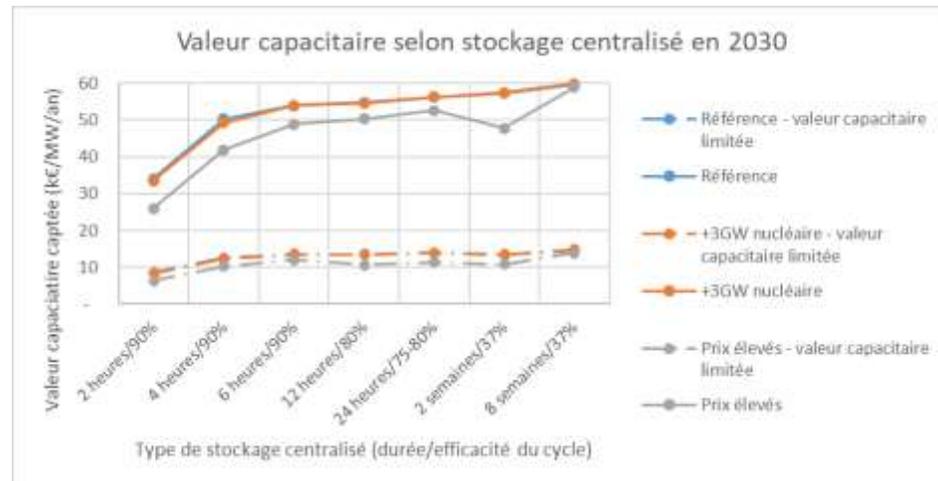
Scénario M1
« solaire » 2050 pour la France



Stockage centralisé – Valeur capacitaire

La valeur capacitaire est indispensable pour la pertinence économique des stockages

- ▶ En 2030 comme en 2050, la valeur capacitaire compte pour entre **30 et 60%** de la valeur totale du stockage si le système électrique français nécessite de nouvelles capacités de pointe.
- ▶ Elle est plus importante pour les stockages longs (12h+) que pour les stockages courts.



Valeurs apportées par le stockage thermique

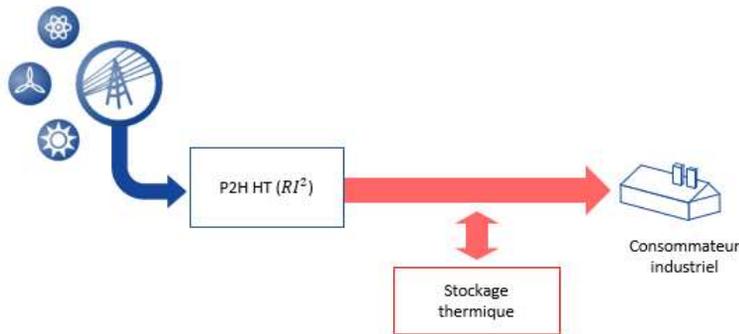
Les valeurs apportées par le stockage thermique sont nombreuses

- ▶ **Réduction de moyen de production thermique**, c'est-à-dire la capacité du stockage à limiter les besoins de chaleur aux moments de pointe et ainsi permettre au système de fonctionner avec une capacité de production moins importante;
- ▶ **Optimisation des coûts de production de chaleur**: utiliser le stockage de manière à maximiser l'utilisation de sources fatales ou production de chaleur à bas coût (récupération de chaleur, UIOM, ..) et limiter les arrêts et démarrages de groupes de production
- ▶ **Valeur pour le système électrique**, c'est-à-dire, pour une installation produisant de la chaleur ou du froid à partir d'électricité, la capacité du stockage à minimiser les coûts d'achat d'électricité (valeur d'arbitrage) et dans le même temps de réduire l'appel au réseau électrique en période de pointe (valeur capacitaire)
- ▶ **Réduction des émissions de CO2 et d'utilisation de matériaux**, c'est-à-dire la capacité du stockage de consommer à des moments de plus faible émission et de substituer ainsi une production carbonée, mais aussi de permettre de réduire les besoins en matériaux liés au moyen de production (allongement de durée de vie, réduction des fluides caloporteurs).

Dans PEPS5, on se concentre sur des cas d'usages où la production de froid ou de chaleur est faite à partir d'électricité.

Un intérêt économique pour la collectivité (3/3)

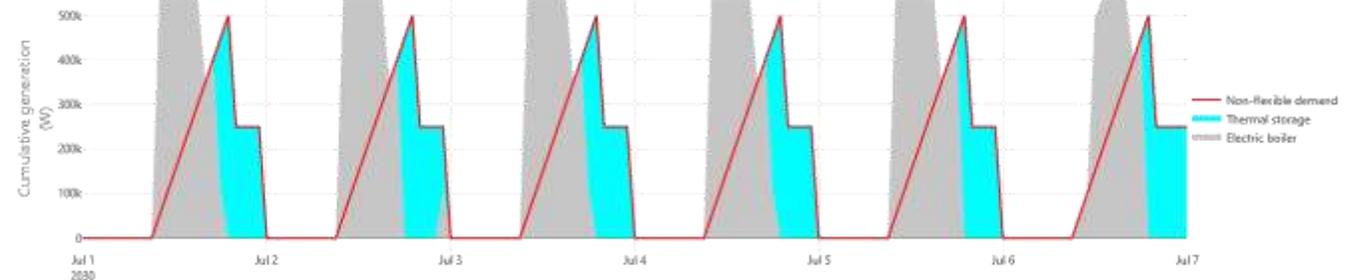
- ▶ Dans certains cas, l'introduction d'un stockage s'accompagne d'un dimensionnement plus élevé des capacités de production de manière à permettre une plus grande capacité d'arbitrage face aux prix de l'électricité et ainsi d'augmenter les gains sur l'approvisionnement.
- ▶ Illustration : cas d'un industriel chauffé avec P2H (résistance électrique) avec un profil journalier très marqué



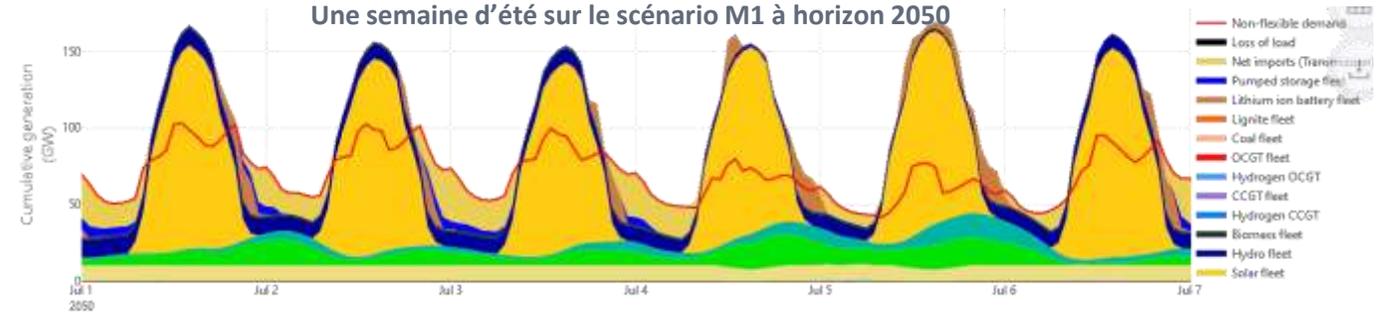
18% de la consommation de combustibles des processus thermiques serait substituable par des sources électriques, ce qui représente **42 TWh de chaleur**. En particulier, **11 TWh de chaleur** pourrait être produit à partir de résistances électriques (soit **9 TWh de consommation électrique**)

Source: ADEME

Production de chaleur avec stockage air/solide (0,5 MW, 2MWh)
Une semaine d'été sur le scénario M1 à horizon 2050

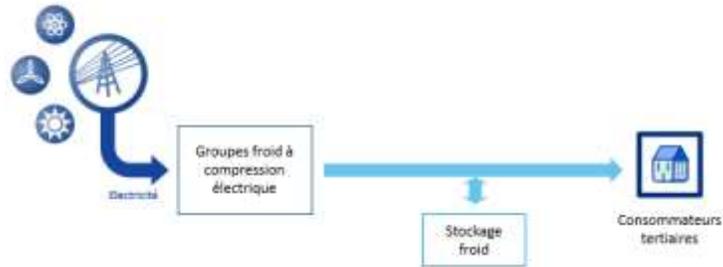


Cumulative de production électrique à la maille France
Une semaine d'été sur le scénario M1 à horizon 2050



Des situations variées favorables au stockage (1/2)

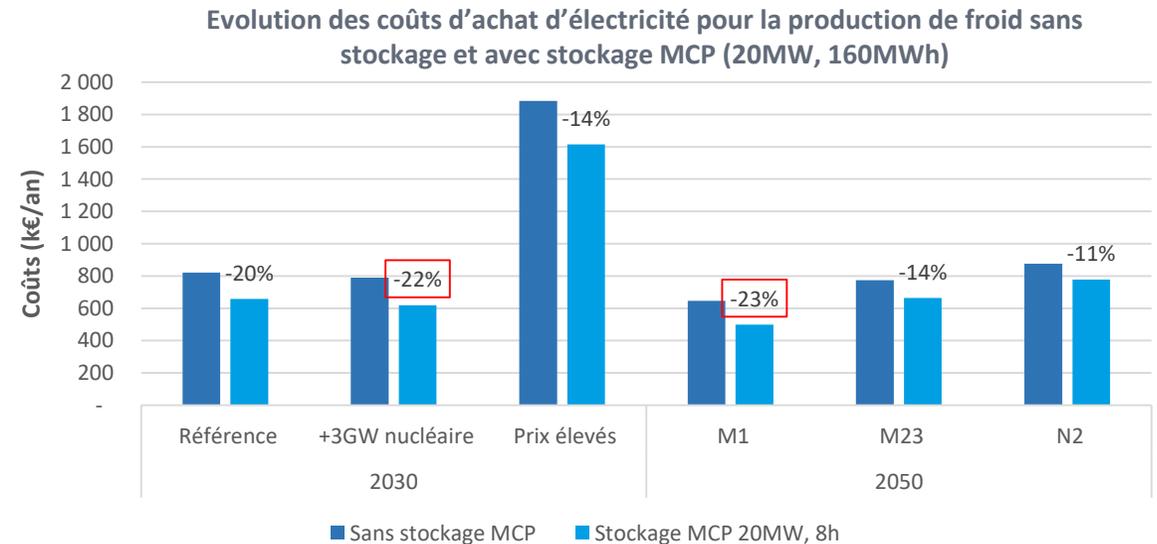
- ▶ Les scénarios particulièrement intéressants pour l'installation d'un stockage sont les scénarios à horizon 2030 et à composante solaire importante à horizon 2050 car ils ont une forte variabilité de prix journalière. Ces configurations permettent aux stockages de réaliser de plus grands gains en approvisionnement, déplaçant une consommation aux prix élevés à des prix bien plus faibles.
- ▶ Illustration : cas d'un **stockage de froid** sur un réseau de froid alimenté par un groupe froid électrique



Gisement

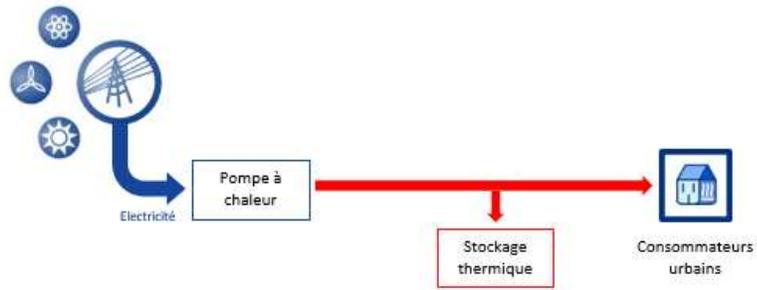
En 2019, **24 réseaux de froid** français produisait près d'**1 TWh de froid** sur l'année. Cela équivaudrait à une **consommation électrique de 240 GWh**.

Source: ADEME



Des situations variées favorables au stockage (2/2)

- ▶ Les stockages à cycle long se révèlent tout aussi intéressants sur des scénarios avec des besoins en flexibilité hebdomadaires ou saisonniers plus importants.
- ▶ Illustration : cas d'un stockage cycle long (200h) sur un réseau de chaleur alimenté par P2Heat



Gisement

45 réseaux de chaleurs urbains sont alimentés par des pompes à chaleur en France, ce qui représente **5% du gisement national** et près de **358GWh de chaleur produite**. Cette consommation équivaut à peu près à soit **110 GWh de consommation électrique**¹.

Source: ADEME

Production de chaleur, en vert, avec pit storage (2MW, 400MWh), en bleu, pour répondre à une demande, en rouge.
Mois d'été à horizon 2050 sur M23



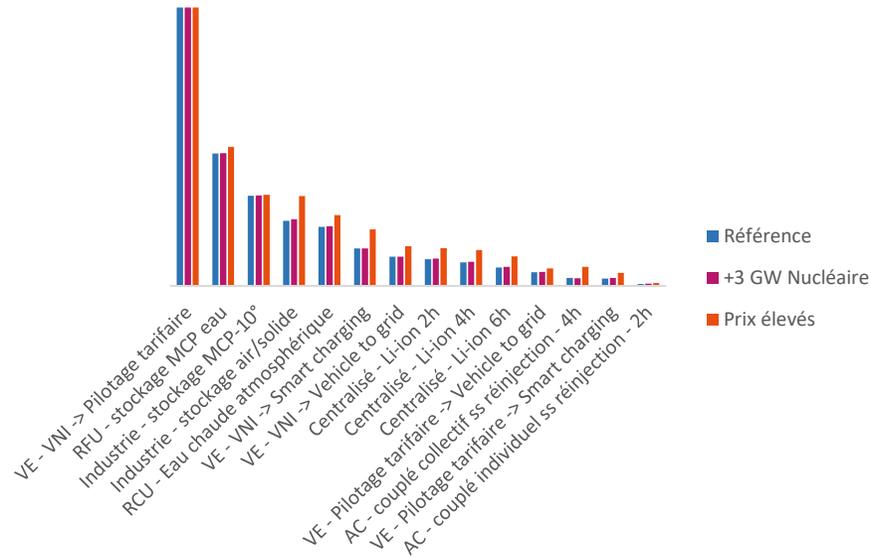
Prix de l'électricité
Mois d'été à horizon 2050 sur M23



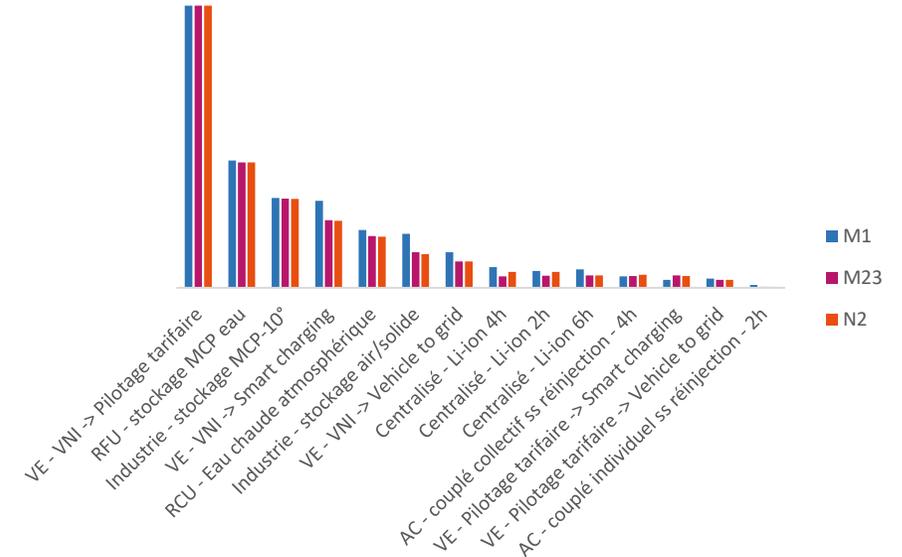
Comparaisons de l'intérêt des flexibilités électrique / thermique

- La classification peut aussi se séparer selon les type de stockage court terme sous 12 heures, et long terme de 12 heures et plus.

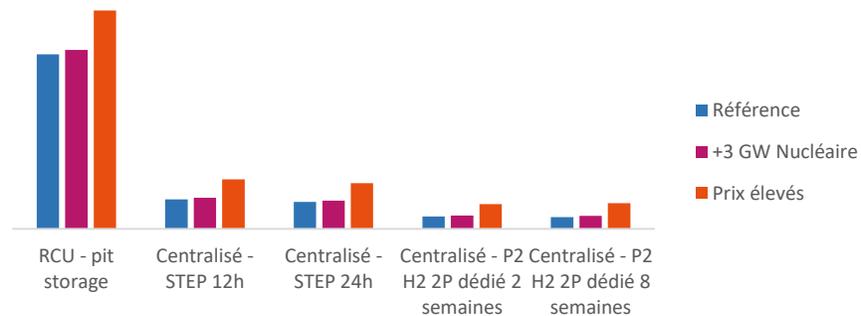
Ratio valeur marginale/coûts moyens - 2030 - Stockage court terme (sous 12h)



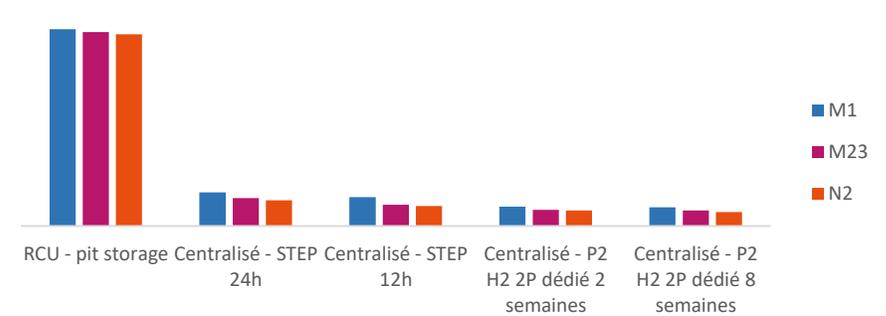
Ratio valeur marginale/coûts moyens - 2050 - Stockage court terme (sous 12h)



Ratio valeur marginale/coûts moyens - 2030 - Stockage long terme (12h et plus)



Ratio valeur marginale/coûts moyens - 2050 - Stockage long terme (12h et plus)



Merci pour votre attention



Maxime Chammas

Artelys France – Project Director
maxime.chammas@artelys.com

Laurent Cornaggia

Artelys France – Project Manager
laurent.cornaggia@artelys.com

Igor Arduin

Artelys France – Project Manager
igor.arduin@artelys.com



QUESTIONS EN SALLE -DEBAT

10 min

Demandez le micro



Bilan et perspectives pour le stockage d'électricité

Louise ORIOL

Direction Nouvelles Flexibilités pour le Système Electrique, RTE

1

Où en est-on du développement du stockage ?

2

Quelle démarche sur les congestions réseaux ?

3

Quelle évolution des besoins de flexibilité du système électrique ?

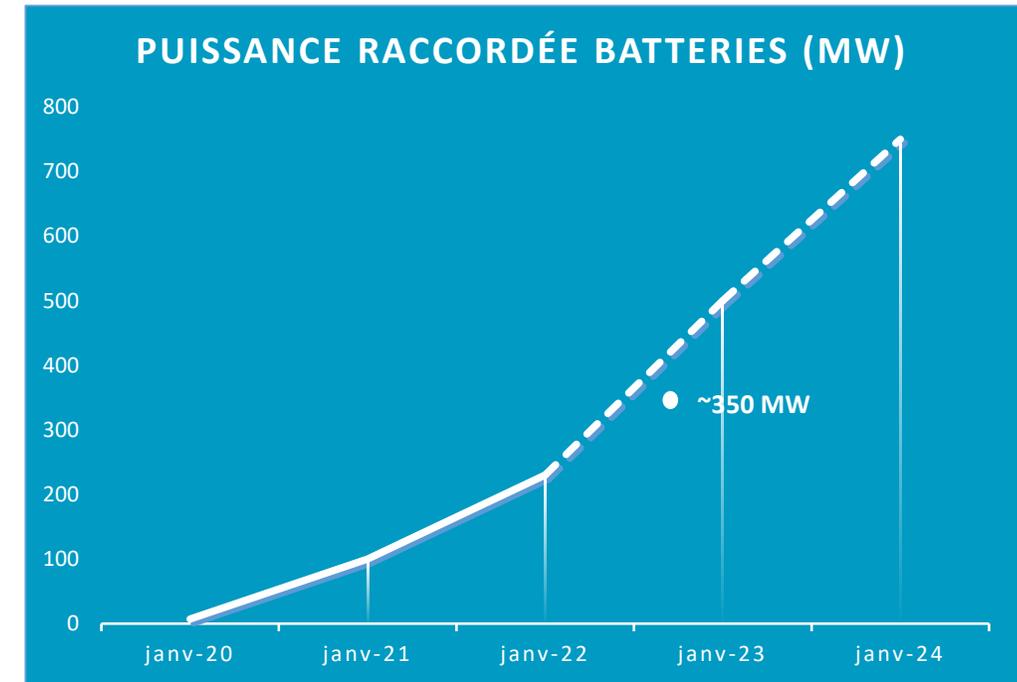
1

Où en est-on ?

Bilan et perspectives

Etat des lieux du stockage en France

- **Le stockage d'électricité** en France métropolitaine continentale au 1^{er} octobre 2022 :
 - STEP : 5 GW (en turbinage)
 - Batteries : au moins 350 MW dont 100 MW sur le réseau de transport
- **Le stockage thermique** :
 - Ballons d'eau chaude sanitaire : environ 18 GW installés et asservis (mais 8-9 GW d'appel de puissance instantanée)
- **260 MW de batteries sont certifiées pour participer à la réserve primaire (FCR)** pour un peu moins de 500 MW de réserve primaire pour 2022.
 - **Les batteries représentent aujourd'hui plus 50% de la réserve primaire**



Environ 500 MW attendus fin 2022 et plus de 700 MW attendus d'ici fin 2023

RTE a travaillé ces dernières années à ouvrir ses mécanismes au stockage stationnaire



- De nombreuses évolutions ont été apportées aux différents mécanismes opérés par RTE pour permettre la participation du stockage stationnaire
- Le programme de travail de RTE pour les prochaines années inclut:
 - La finalisation du **cadre de raccordement** du stockage
 - La clarification du **traitement du stockage non-stationnaire** dans les différents mécanismes d'équilibrage
 - L'ouverture des **possibilités d'agrégation injection/soutirage** sur le mécanisme d'ajustement

	Marchés	Ajustement	Services système f/P
CAPACITE (€/MW)	<p>Mécanisme de capacité Valorisation explicite en capacité certifiée <i>Prix de clearing des enchères ou prix négocié (gré-à-gré)</i></p> <p>Appel d'offres long terme du mécanisme de capacité Valorisation explicite en capacité certifiée <i>Prix de clearing de l'appel d'offre</i> ~250 MW de stockage retenus pour les AOLT 2021-2027 et 2022-2028</p>	<p>Appel d'offres Réserves rapide et complémentaire <i>Prix marginal</i> Resp. 1000 et 500 MW</p>	<p>Réserve primaire FCR appel d'offres journalier transfrontalier <i>Prix marginal</i> ~ 500 MW</p> <p>Réserve secondaire aFRR prescription journalière (relais de fonctionnement) Entre 500 et 1000 MW, 700 MW en moyenne</p>
ENERGIE (€/MWh)	<p>Marchés de gros Carnet d'ordre sur les bourses <i>Prix de clearing (SPOT)</i> Gré-à-gré (Contrats, NEB) <i>Prix de l'offre</i></p>	<p>Mécanisme d'ajustement Offres contractualisées (AOE et AO RRRC) <i>Prix de l'offre</i></p> <p>Offres libres <i>Prix de l'offre</i></p>	<p>Réserve primaire FCR activation automatique calée sur la fréquence <i>Prix SPOT</i></p> <p>Réserve secondaire aFRR activation automatique calée sur le niveau N <i>Prix SPOT</i></p>

2

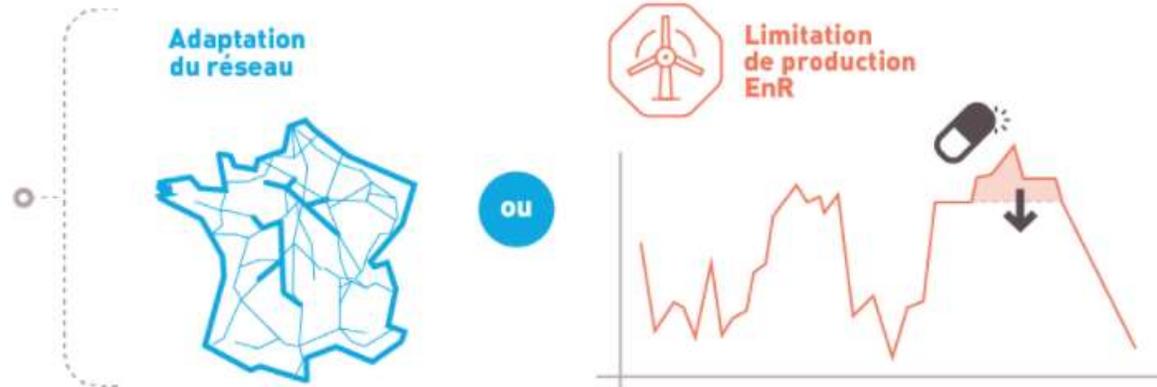
Quelles opportunités sur les congestions réseaux ?

AO Flexibilités de RTE

Le dimensionnement optimal, qu'est-ce que c'est ?

Eviter de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année pour évacuer de la production ENR en acceptant des écrêtements ponctuels de production dans les zones de forte production renouvelable

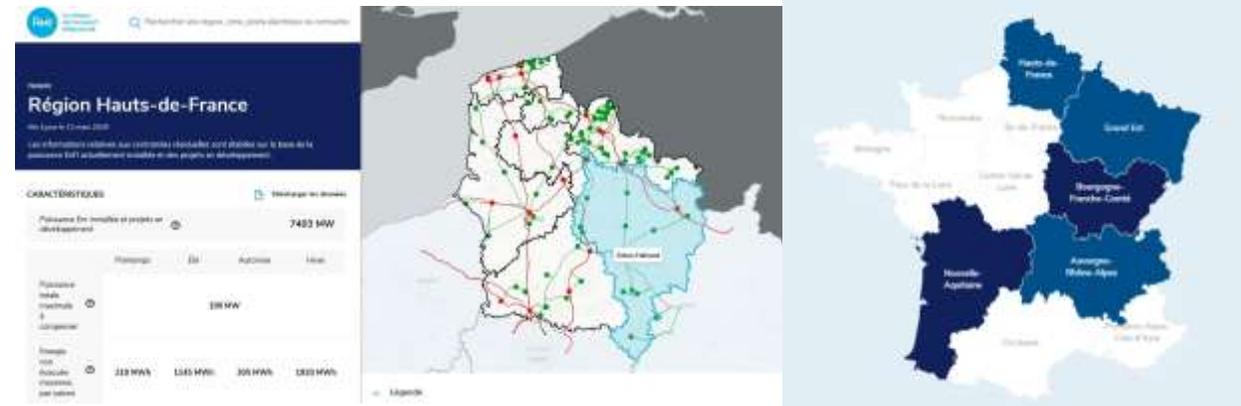
Arbitrage entre investissement réseau et écrêtement, réalisé dans les études de dimensionnement réseau



Quel rôle pour les flexibilités dans la gestion des congestions réseau ?

1 Les flexibilités peuvent **réduire les contraintes « résiduelles »** qui subsistent une fois réalisés les renforcements réseau justifiés économiquement.

- Dans cette configuration, RTE a déjà fait l'arbitrage entre **écrêtement ENR et renforcement réseau (dimensionnement optimal)**
- Participation des flexibilités **sans engagement de disponibilité**
- Nécessité d'informer les acteurs de marché sur la localisation et les caractéristiques des contraintes
- **Démarche de publication des contraintes résiduelles**
 - 5 régions couvertes à date
 - Vision prospective sur un horizon de 3 à 5 ans
 - Les publications seront progressivement étendues à l'ensemble du territoire d'ici janvier 2023



<https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/>

➔ **Travaux en cours pour traiter ce cas d'usage : mise en œuvre après 2025**

Quel rôle pour les flexibilités dans la gestion des congestions réseau ?

2 Les flexibilités peuvent **éviter ou reporter des investissements**, en proposant une solution alternative à un coût inférieur.

Principe du dimensionnement optimal

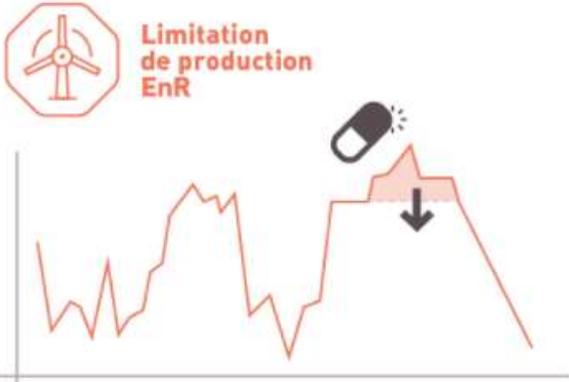
Etape 1

Arbitrage entre investissement réseau et écrêtement, réalisé dans les études de dimensionnement réseau

Adaptation du réseau



ou



Principe des AO expérimentaux de flexibilités

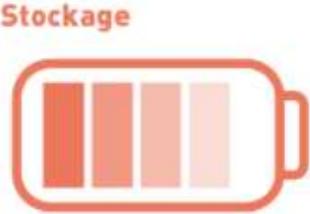
Etape 2

Arbitrage réalisé entre investissement réseau et service de flexibilité + écrêtement résiduel

Adaptation du réseau



ou



Stockage



Effacement de consommation



et

Nécessité de réserver le service de flexibilité

Les grands principes de l'appel d'offres expérimental flexibilités



Cas d'usage sur la zone de Perquie : Zone de contraintes d'évacuation de production PV et arbitrage avec la construction d'une liaison souterraine 63 kV

Eligibilité : Stockage directement ou indirectement raccordé au RPT

Nombre de lauréat : 1 seul lauréat par appel d'offres

Durée du contrat : 5 ans fermes avec possibilité de renouvellement par tranche de 1 an et jusqu'à 5 ans de plus

Rémunération : prime fixe annuelle (en €/MW) et prime à l'activation (en €/MWh)

Nature du service : service de soutirage (injection gérée par l'offre de raccordement)

Engagement : mise à disposition d'un volume minimal (MWh) par période d'engagement de 6 mois dans la limite de la puissance maximale d'activation indiquée par le lauréat

Activation : par automate

Principe d'interclassement : coût de la flexibilité (fixe + variable) + coût de l'écrêtement résiduel < coût de l'investissement réseau annualisé + coût de l'écrêtement résiduel

Date de lancement de l'AO sur Perquie : 29 Juin 2022 → 21 octobre 2022

Date de début de service envisagée : 1^{er} octobre 2027



Quid après ce premier AO ?

S2 2022

À court terme

- Continuer la démarche expérimentale sur de nouvelles zones
- REX des 4 premières zones : des nouveaux critères mis à jour pour identifier de nouvelles zones

> 2023

À plus long terme

- Basculer d'une démarche expérimentale à une industrialisation du processus via intégration dans la doctrine
- REX Ringo + REX de toutes les expérimentations aboutiront à un seul niveau de critères consolidés
- Tous les investissements seront ainsi étudiés s'ils ne vérifient aucun critère d'exclusion

L'un des enjeux phares à moyen terme sera la question de la participation à des services de nature très différente (équilibre offre/demande vs. gestion des congestions réseau)

- L'AO flexibilités ne permet pas de justifier d'un investissement dans une capacité de stockage pour ce service seul
- La participation à plusieurs mécanismes doit être encouragée sans remettre en cause l'engagement des acteurs sur les différents services pour lesquels ils ont été retenus

3 Quelle évolution des besoins de flexibilité du système électrique ?

Les enseignements des Futurs Énergétiques 2050

Des besoins de flexibilité en augmentation dans tous les scénarios, dans des proportions variables selon les choix sur le mix électrique

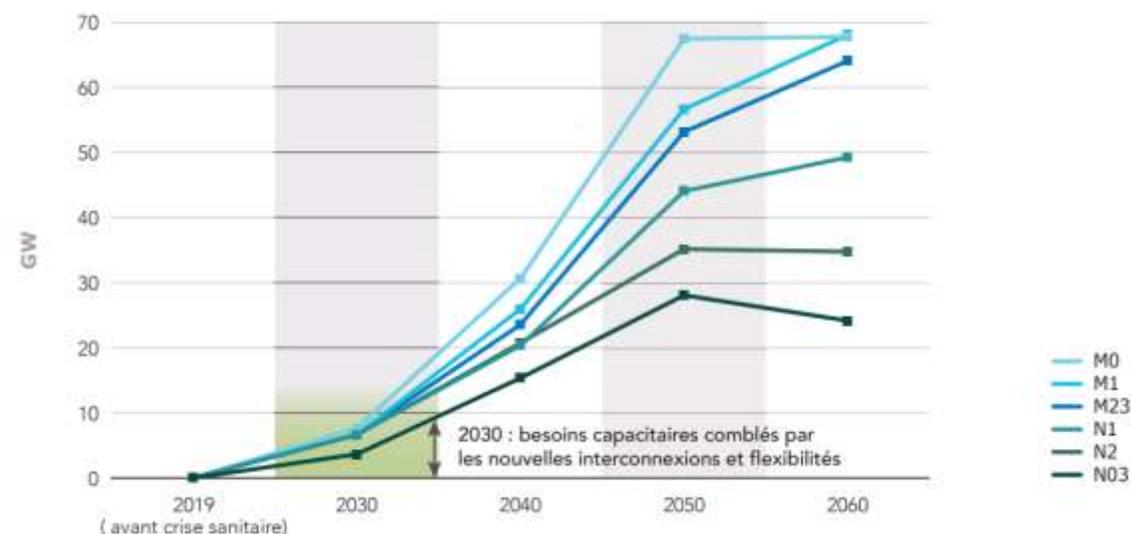
- Les besoins de flexibilités augmentent dans tous les scénarios, sous l'effet :
 - De l'augmentation de la consommation d'électricité
 - De la baisse de la capacité pilotable (nucléaire et thermique), remplacée par une production renouvelable variable, dont la contribution statistique à la sécurité d'approvisionnement est moindre
 - De l'augmentation des besoins de réserves opérationnelles, sous l'effet du développement des productions renouvelables

• Jusqu'en 2030, ces besoins peuvent être couverts par le développement des interconnexions et de la flexibilité de consommation

• A partir de 2040, **les besoins sont plus massifs, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire** et en particulier dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, du fait du profil de production jour-nuit et d'une production plus faible en hiver

⇒ ... mais les besoins en puissance ne suffisent pas à décrire complètement les besoins de flexibilité et la nature des services de flexibilité dont le système électrique a besoin

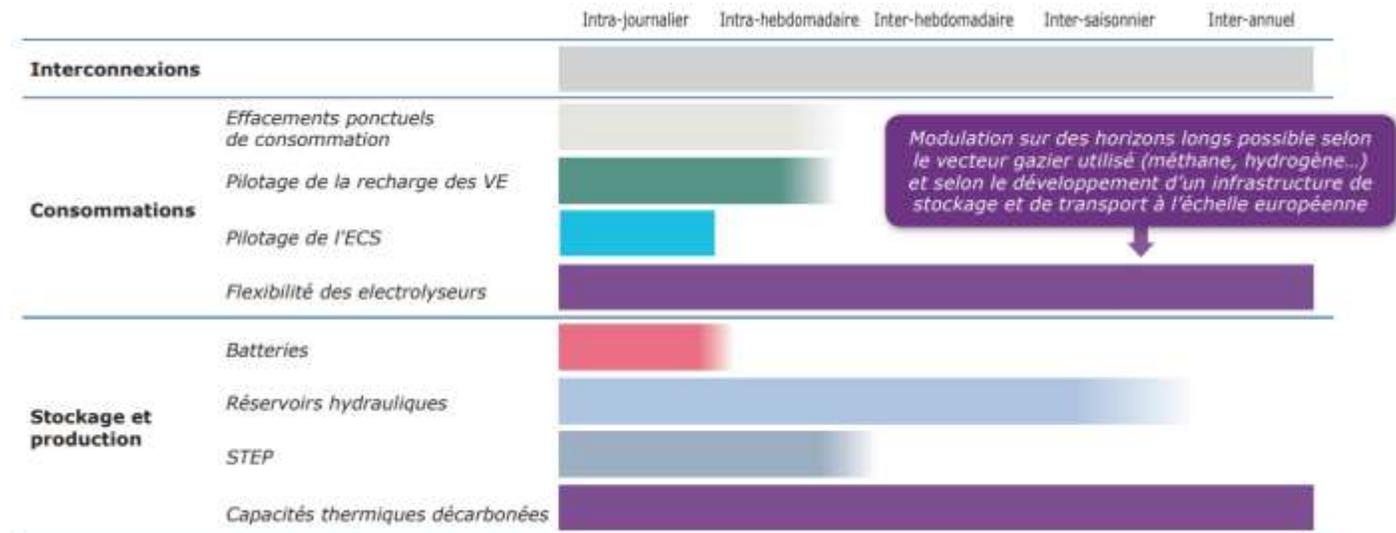
Evolution des besoins de nouvelles capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement



Toutes les solutions de flexibilité ne sont pas équivalentes, elles sont complémentaires les unes aux autres

- Au-delà du besoin de puissance, **des besoins de modulation en énergie** portant sur des horizons différents
- L'analyse montre que **les besoins de modulation augmentent pour tous les horizons temporels** (intra-journalier, intra-hebdomadaire, inter-hebdomadaire, inter-saisonnier, inter-annuel)
- Différentes solutions de flexibilité peuvent être développées :
 - Flexibilités sur la consommation
 - Production pilotable
 - Stockage (batteries, STEP, power-to-gas-to-power)
 - Interconnexions
- Ces solutions présentent des **caractéristiques différentes et complémentaires**, en agissant sur des horizons temporels différents

Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquels elles agissent



A l'horizon 2050, un intérêt différencié à développer de nouvelles capacités de stockage selon les technologies et les choix d'évolution du mix de production



STEP :

- Un développement économiquement pertinent dans tous les scénarios, mais un gisement limité

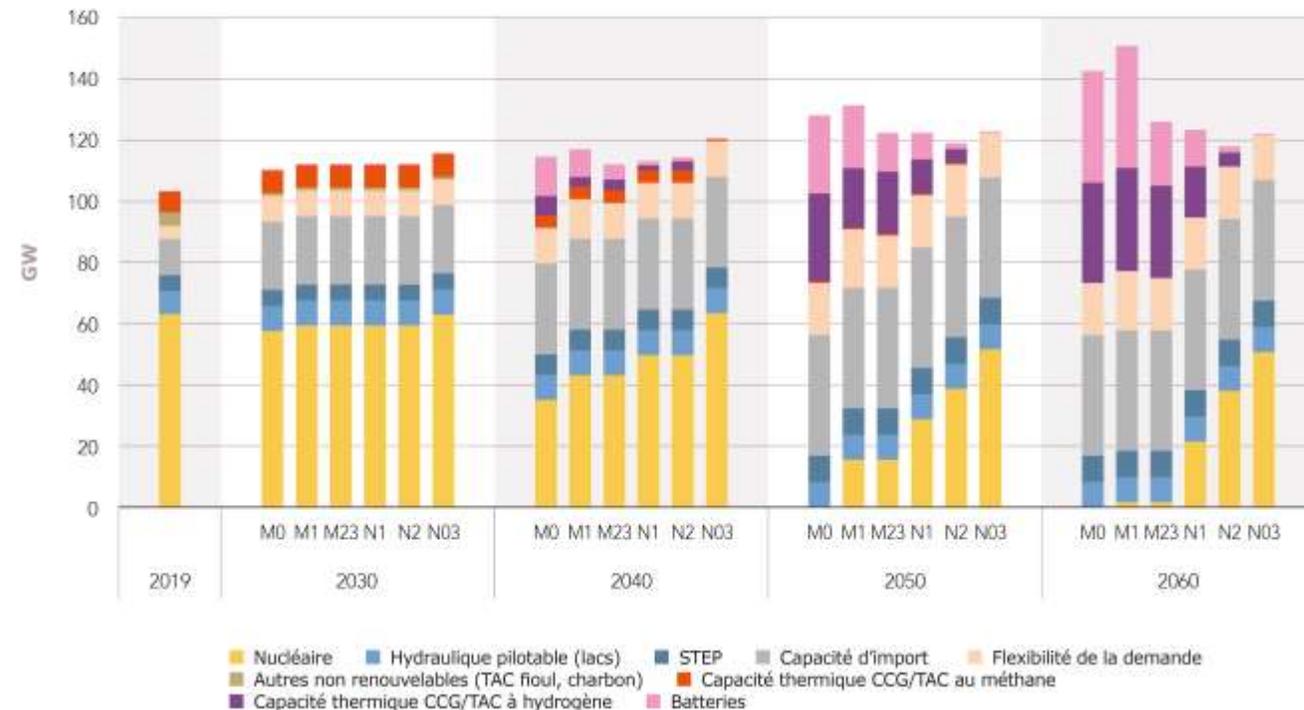
Power-to-gas-to-power/production thermique décarbonée :

- Une nécessité dans tous les scénarios sans relance significative du nucléaire, sauf à mobiliser une partie du gisement de biomasse pour la production d'électricité

Batteries :

- Un intérêt dans les scénarios à fort taux de renouvelables, notamment de production photovoltaïque
- Mais une solution dont la place dépendra du développement des flexibilités de consommation (recharge des VE, ECS, etc.) et du coût

Figure 7.37 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement^{29,30}



État de déploiement des installations de stockage chez ENEDIS

Mathieu RAINOT

Expert raccordement, ENEDIS

Nathan BILLION GRIVEAU

Consultant Département Acteurs et Mécanismes de Marché, ENEDIS

Panorama du stockage BT et HTA

Etat des lieux & Flexibilités sur le réseau Enedis

SOMMAIRE

01



Panorama des raccordements de Stockages au RPD Enedis

02



Panorama des typologies principales observées

03



Appels au marché pour des flexibilités locales

Panorama des raccordements de Stockages au RPD Enedis

—
Etat des lieux à la fin du T2 2022

Panorama des installations de stockage **raccordées au T2** 2022

Sources : Le Mix par Enedis ([open data](#))

Basse Tension (BT) : 8536 installations

- 8518 installations BT \leq 36 kVA
- 18 installations BT $>$ 36 kVA



 Repère : environ 570 000 installations de production BT toutes confondues

Haute Tension (HTA) : 167 installations

- Grande majorité 100% stockage
- 159 stockages seuls pour 206 MW



 Repère : 6 594 installations de production HTA toutes confondues pour 29 GW

Nombre de nouvelles mise en service par trimestre



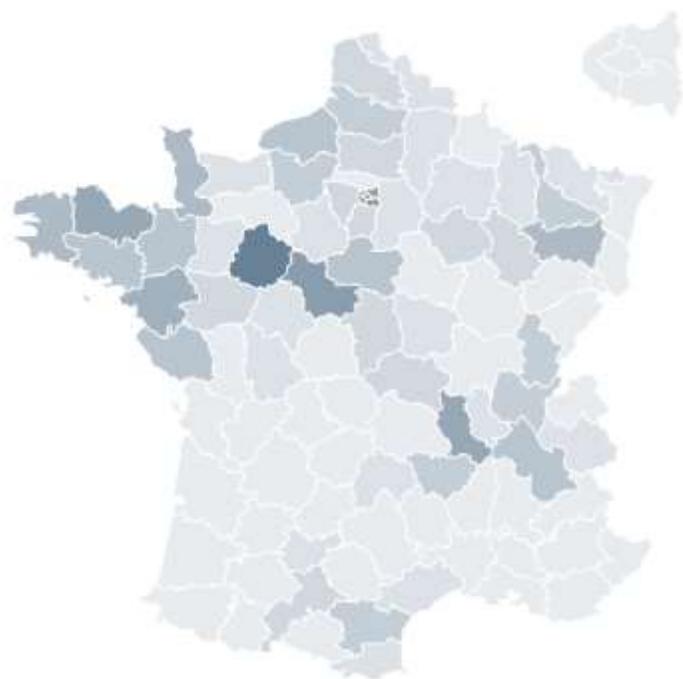
Nombre de nouvelles mise en service par trimestre



Panorama des demandes de raccordement – T2 2022

Focus sur le raccordement HTA

Sources : Le Mix par Enedis ([open data](#))



 137 projets en cours
dont 130 en stockage « seul »
et 7 en PV+stockage



201 MW



18 MW cumulés PV+stockage

Panorama des typologies principales observées

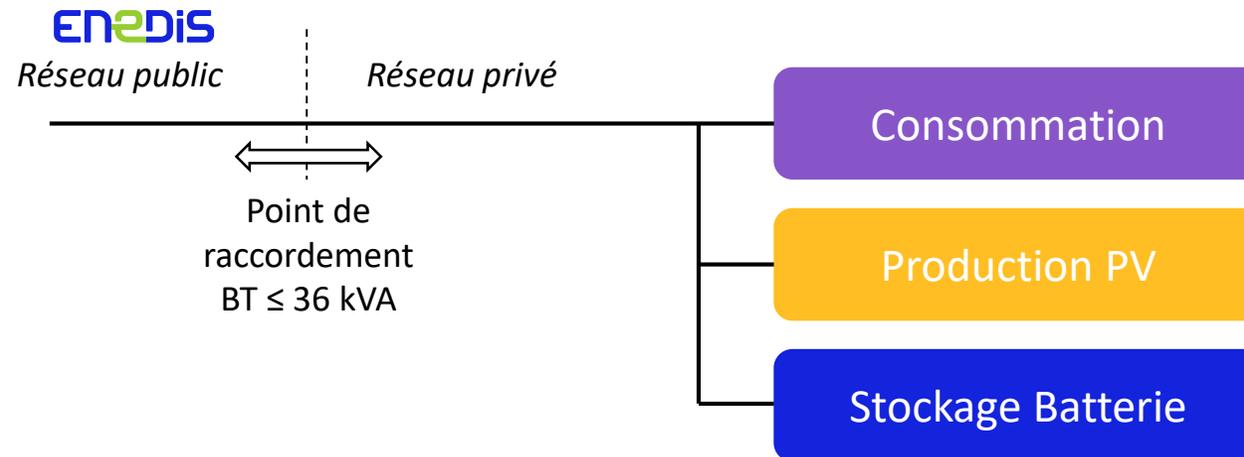


Installations BT et HTA



Typologie principale des raccordements BT

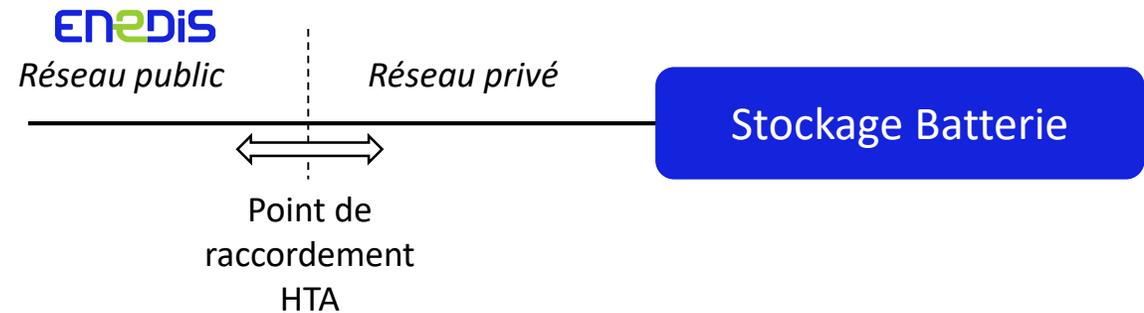
- Configuration principale : stockage en complément de panneaux photovoltaïques sur des installations résidentielles
- Puissances inférieures à 3 ou 6 kVA
- Autoconsommation partielle ou totale



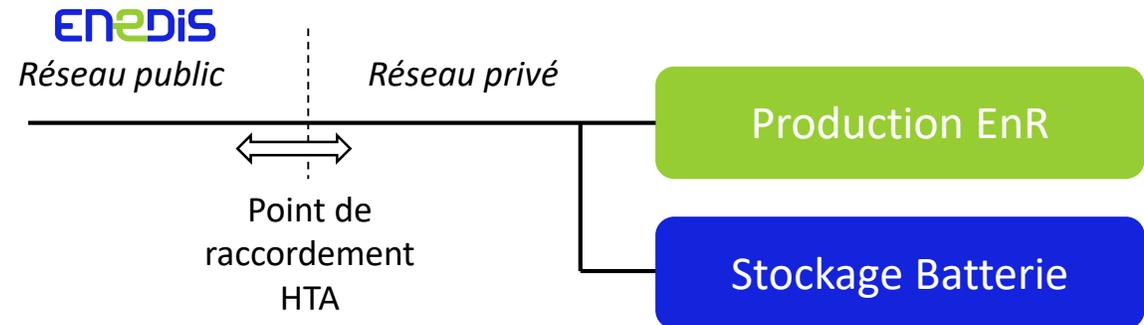
- Raccordement BT > 36 kVA : pas de tendance ; quelques installations aux typologies très variées

Typologies principales des raccordements HTA

- 1^{ère} configuration : stockage seul
- Gamme de puissance variée : d'environ 1 MW à plus de 10 MW
- Technologie de stockage par batterie



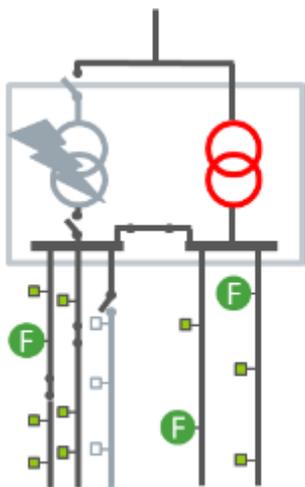
- 2^{ème} configuration : stockage + production
- Gamme de puissance de stockage : quelques MW
- Technologie de stockage par batterie
- Production principalement EnR : photovoltaïque ou éolien
- Même entité juridique stockage & production
- Quelques configurations avec 2 entités juridiques différentes



Appels au marché pour des flexibilités locales



Congestions locales et équilibre offre-demande sont 2 paradigmes différents



Flexibilités locales pour
congestions locales n'est

Enjeu des gestionnaires de réseaux
Enedis, ELD et RTE pas

Flexibilité marché ou système pour
équilibre offre - demande

Responsabilité RTE
(cf Fréquence : 50 Hz)



Tout site peut participer,

Si il est **au bon endroit** et disponible **au bon moment**

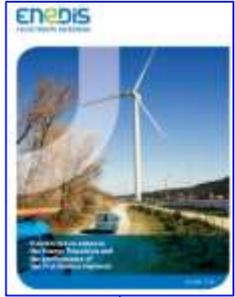
Tout site peut participer

à tout moment où qu'il soit raccordé au réseau

L'essentiel de la valeur des Flex se concentre sur les mécanismes nationaux

**⚠ Production = Consommation à la maille locale a une valeur sociétale,
mais n'a pas de valeur pour le système électrique**

Les Flex concurrencent les solutions traditionnelles : l'option au meilleur rapport coût / efficacité sera mise en œuvre



« Flex inside »

le projet
INDUSTRIEL
et **HUMAIN**
2010-2025

Cas d'usage

ENEDIS

Favoriser l'insertion des
énergies renouvelables

Optimiser la conception et
l'exploitation du réseau

Contrat « CARD Flex »

Levier collectif de Flex marché

Activation directe du client par les ACR

Activation de Flex marché via l'agrégateur à la
demande de l'ACR

Raccordement individuel ORI
(ouvrages propres)

Report d'investissement

Optimisation des investissements S3REnR –
ReFlex
(ouvrages mutualisés)

Résilience – Programme travaux

Enedis publie sa vision sur les
Flexibilités : oct 2019



Flexibilités marché, le chemin...

- Fin 2018 : appel à contributions d'Enedis pour présenter le market design associé à l'achat de service de flexibilité
 - Méthode test & learn
 - Expérimenter avant d'industrialiser
 - Accompagner (Pédagogie interne et externe)
 - Outiller (méthodes, intégration dans le SI)
 - Adapter les processus opérationnels
- Fin 2021: nouvel appel à contributions sur le market design
 - Propositions d'évolution
 - Programme de travail 2022-2023 et au-delà... 
- Clean Energy Package, transposé en 2021 dans le Code de l'énergie (L.322-9 achat de service de flex par les GRD). Décret d'application en cours de préparation....

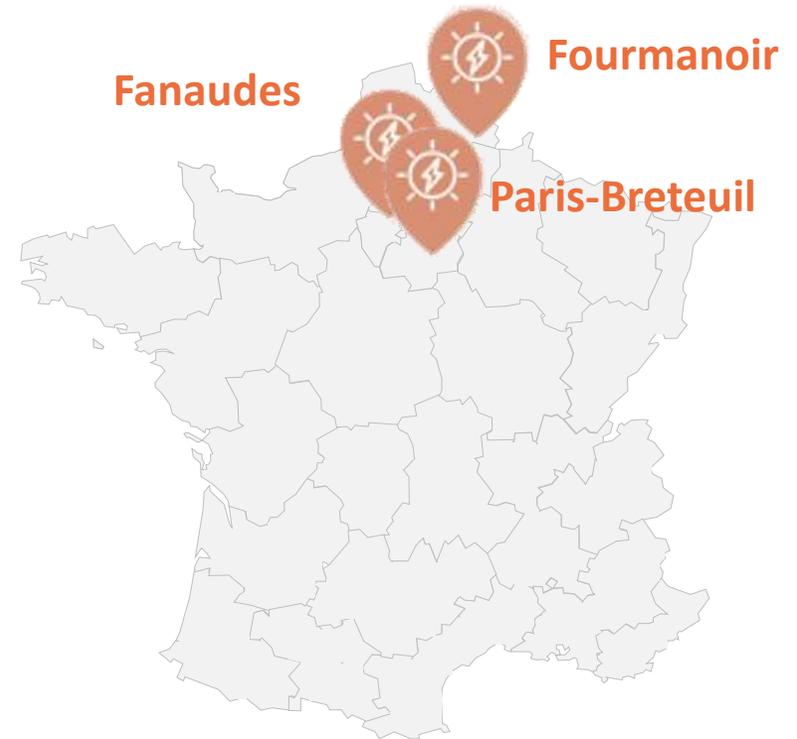
2022 : Lancement des nouveaux appels d'offres de flexibilités locales pour la troisième année consécutive



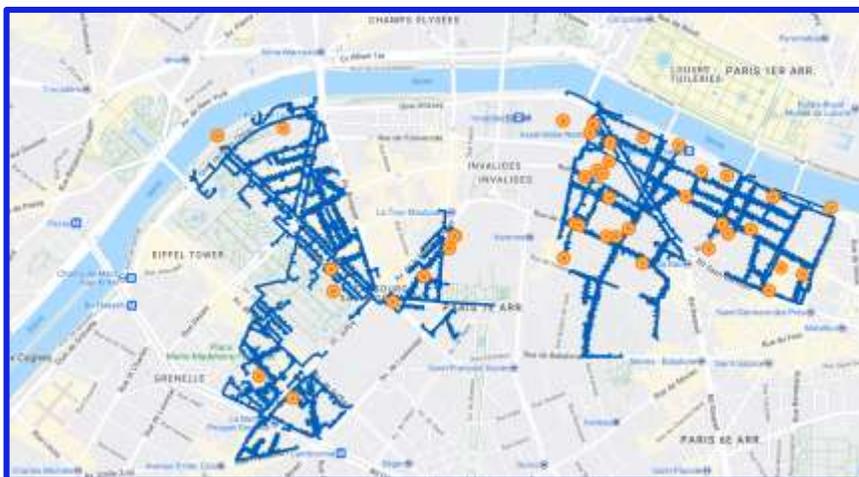
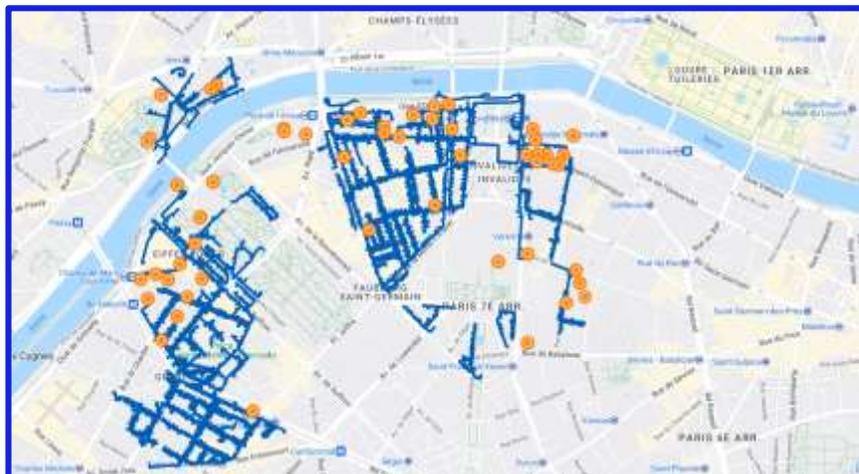
Appels d'offres 2022

3 marchés sans réservation de capacité

- Rémunération variable sur la part d'énergie activée €/MWh
- Sans engagement pour le titulaire : la disponibilité effective sera confirmée au moment de l'activation, possibilité de refuser une demande d'activation sans pénalité.
- Enedis peut retenir plusieurs lauréats par lot/produit.
- En temps réel, le choix des offres à activer tiendra compte de leurs paramètres technico-économiques (puissance, durée, prix).



PARIS BRETEUIL (2 zones)



Produit attendu entre 10 et 13h	
Puissance (MW)	≥1
DMO (min)	≤10
Durée d'activation (min)	Entre 30 et 180
Délai de Neutralisation entre Activation (h)	21
Délai de prévenance	0 – sur incident
Espérance de Volume d'Appel (MWh/an) ¹	8,3 / 8,13

¹ Lot 1 / Lot 2 - titre informatif pour un produit de 1 MW pendant 3h

1 lauréat qui doit constituer son périmètre de site d'ici mi-octobre

Lien vers le communiqué de presse =>



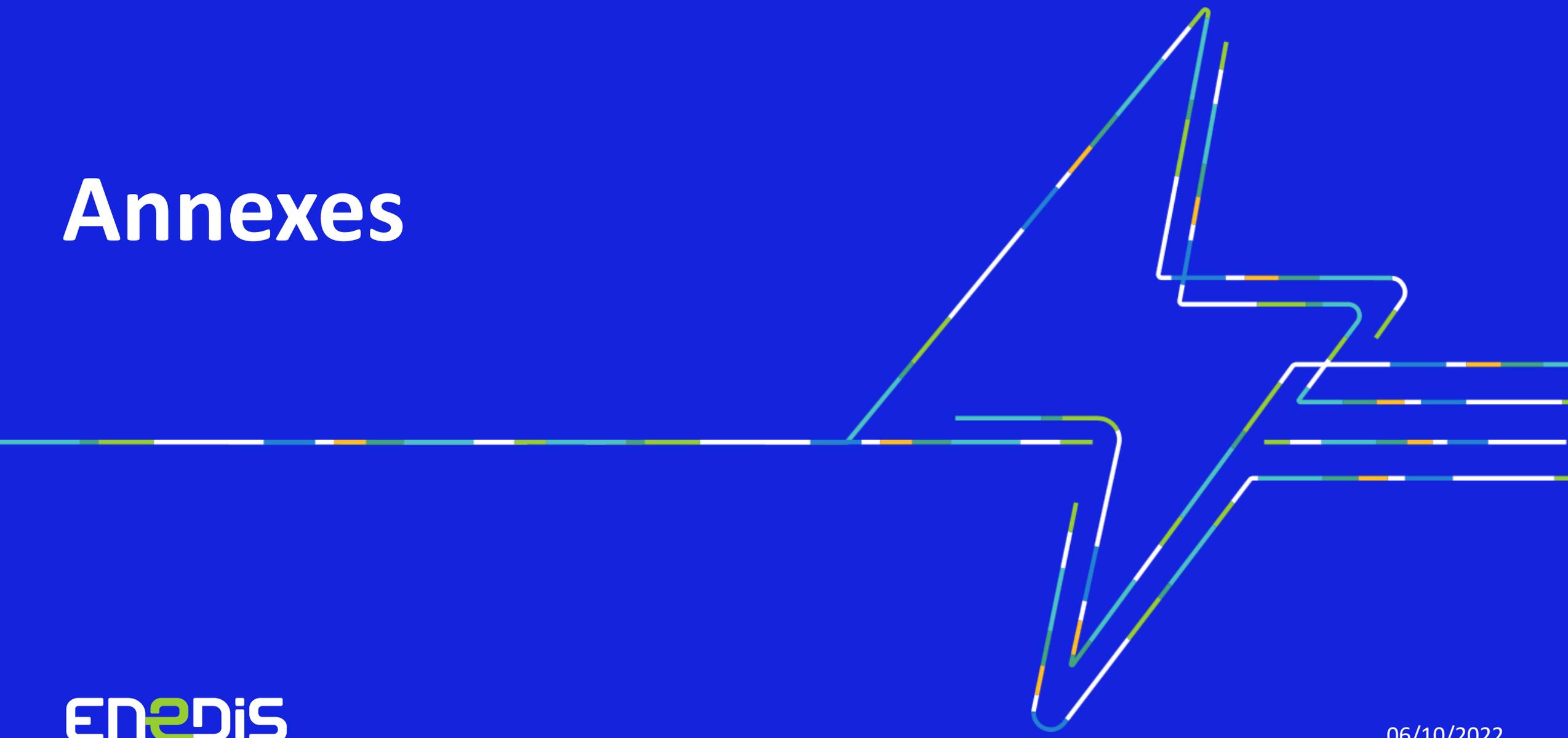
Merci pour votre attention

Mathieu RAINOT
Nathan BILLION-GRIVEAU

ENEDIS

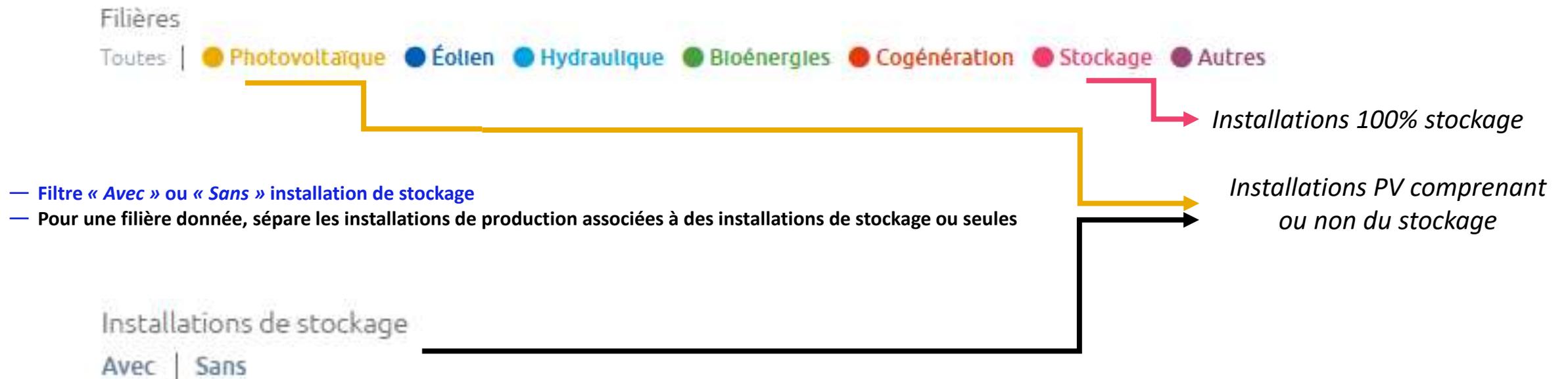


Annexes



Annexe : Comment lire les données du *Mix par Enedis*

- Filière de production
- Regroupement des différentes filières et technologies
- Filière stockage : technologies de stockage électrique hors hydraulique (batterie, hydrogène, volant d'inertie) selon la classification de [l'arrêté](#) du registre national des installations de production et de stockage
- Affichage d'un point de raccordement selon une unique filière (qu'il y ait présence ou non d'installations de consommation)





COCKTAIL DÉJEUNATOIRE

À l'entrée de la salle de conférence
Reprise à 13H40