Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

15 juin 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

I. **AO Flexibilités expérimentaux**

II. **AO Stockage**

AO Flexibilités expérimentaux

Sommaire

1. Planning
2. Retour sur les documents contractuels de l'AO flexibilités expérimental
3. Critères de sélection des prochaines zones AO flexibilités expérimental

1 Planning

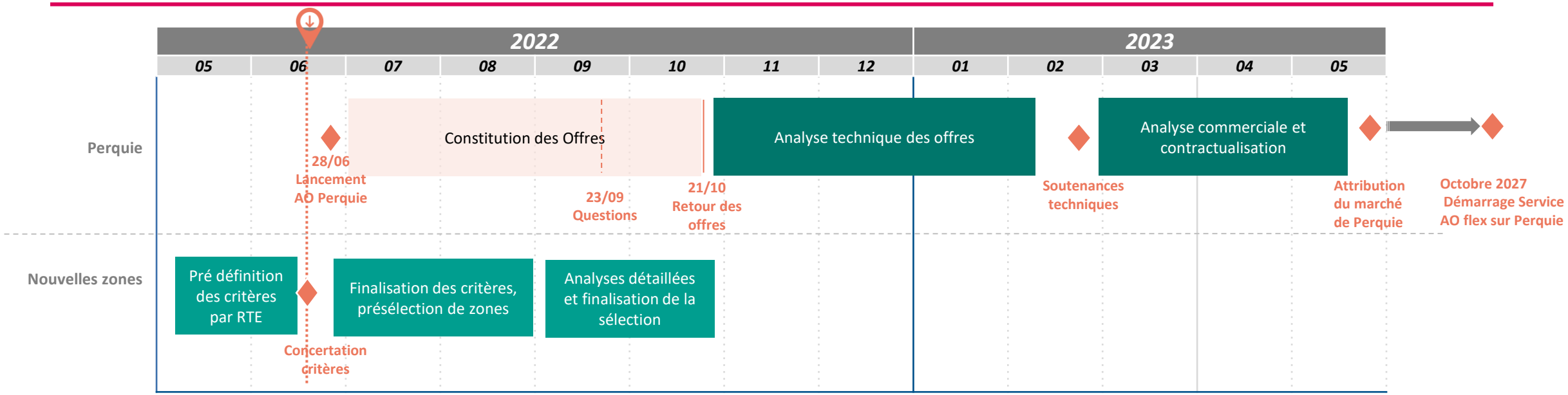
Actualités – Lancement de l'Appel d'Offres

- **Le lancement de l'Appel d'Offres sur Perquie est prévu pour le 28 juin 2022**. Il sera communiqué aux candidats déclarés recevables suite à l'Avis de Marché.

- **Les réponses à l'Appel d'Offres sont attendues pour le 21 octobre 2022.** En effet, suite aux demandes de certains acteurs, et au vu de l'incertitude du contexte actuel d'approvisionnements, RTE propose de prolonger la durée de réponse à l'Appel d'Offres par rapport aux premières estimations (cf planning slide suivante).

- Cet Appel d'Offres faisant l'objet d'une publication au niveau européen, un certain formalisme est attendu, notamment :
  - **L'offre technique et l'offre commerciale devront être séparées.** Aucun élément de prix ne doit apparaitre dans l'offre technique.
  - **Toutes les questions des acteurs devront être transmises par la plateforme BravoSolution**. RTE apportera ses réponses par cette même plateforme.

Planning prévisionnel de l'AO Perquie et des nouvelles zones



Perquie

- A la demande des acteurs et pour tenir compte des incertitudes actuelles en termes d'approvisionnement**, le délai de constitution des offres est prolongé : vos offres sont attendues pour le 21/10**.
- **Le démarrage du service est attendu pour le 1er octobre 2027.**

Nouvelles zones

- La suite du processus (lancement de nouveaux appels d'offres, calendrier, REX global) dépendra de l'identification des nouvelles zones et des caractéristiques de ces dernières.

2 Retour sur les documents contractuels

Corpus documentaire pour l'AO et données à disposition des acteurs

	Concertation	*Lancement de l'AO*	*Phase projet*
Règlement de consultation et ses annexes		Documents AO	
Contrat et ses annexes	Document Type	Version Perquie	
Cahier des charges et ses annexes	Document Type Horodatage	Version Perquie	
Chroniques et caractérisations	Contraintes simulées Marges à la réinjection		Contraintes constatées

- **Les versions des documents partagées dans ce GT sont des versions de travail, qui peuvent évoluer dans le cadre de la concertation.**
- **Les versions faisant foi sont celles qui seront présentes dans le dossier de consultation d'Appel d'Offres.**

Communiqué

A communiquer

Les principales évolutions depuis la première publication

- Horodatage des SSYf de manière à pouvoir participer dans les périodes d'absence de contraintes (présenté lors du dernier GT)
- Revue des jalons contractuels relatifs au foncier encadrant le raccordement afin de relâcher les exigences en termes de documents administratifs (présenté lors du dernier GT)
- Possibilité de sous-traiter à un tiers le rôle d'acteur d'ajustement
- Contrôle du réalisé: Détermination de la Chronique d'Activation
- Correction des PE: prise en compte du soutirage effectivement réalisé pour répondre à l'activation
- Résiliation: ajout d'une cause de résiliation sans faute

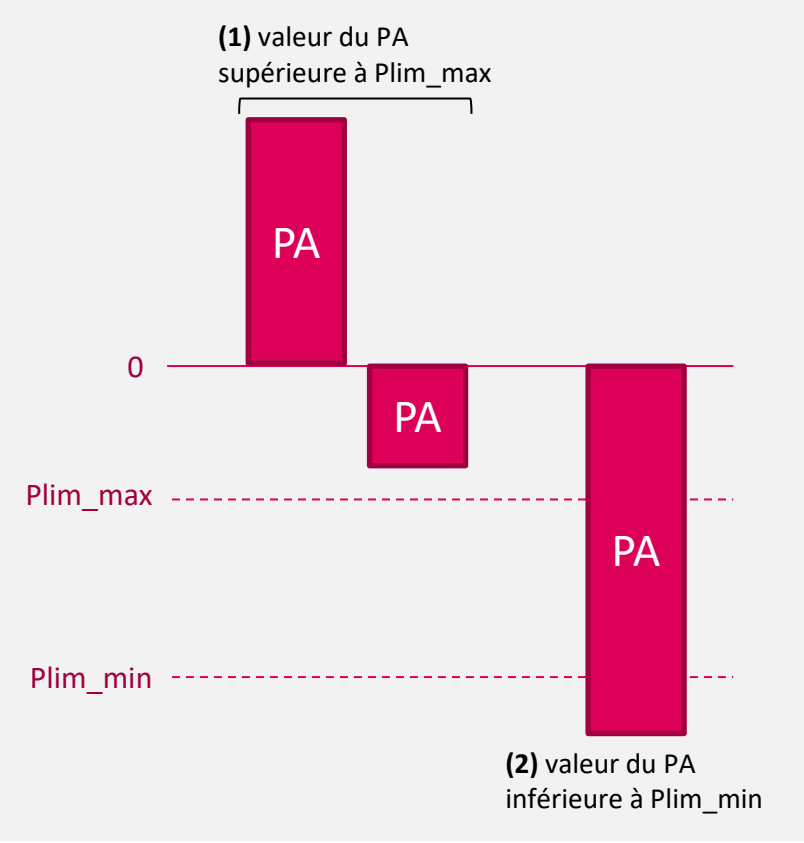
Autoriser la délégation du statut d'acteur d'ajustement: sous-traitance et conséquences

RTE confirme que le titulaire pourra déléguer à un tiers le rôle d'acteur d'ajustement. La désignation d'un Acteur d'Ajustement prendra la forme de sous-traitance:

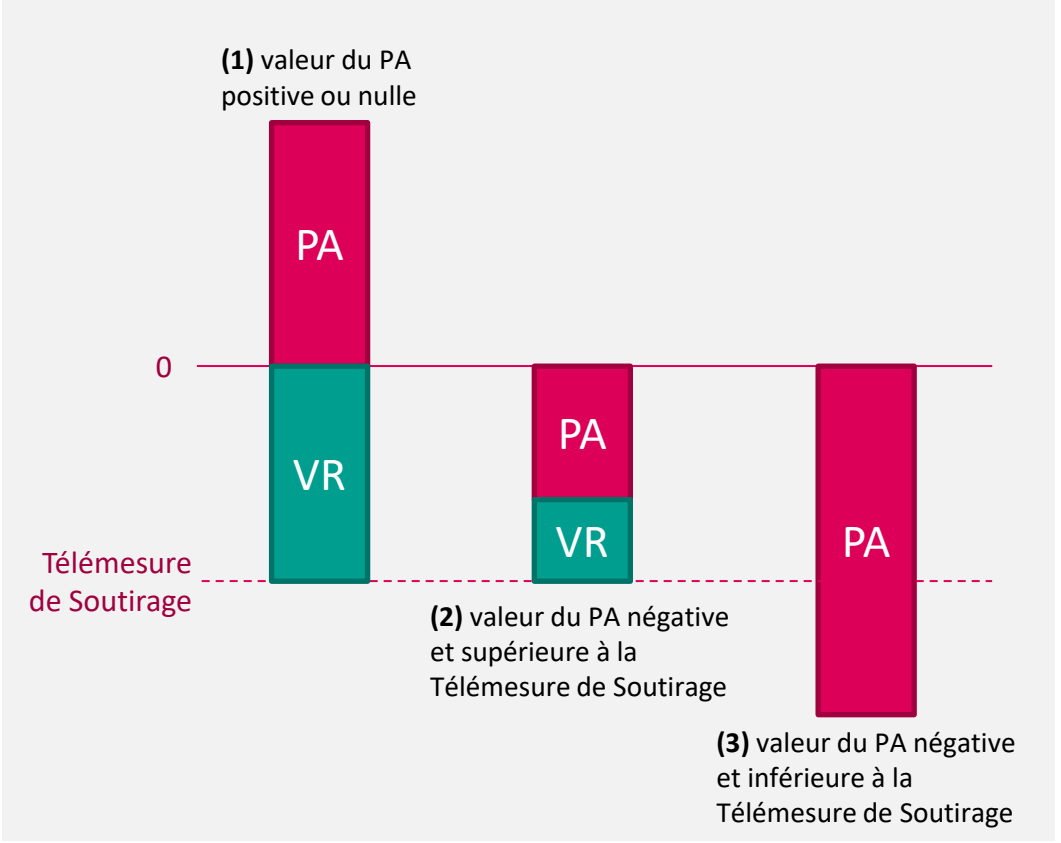
- **Or, le paiement direct du sous-traitant est une règle d'ordre public** ; il est explicité à l'article 11 de notre contrat ainsi que dans l'acte spécial que devront signer le titulaire, le sous-traitant et RTE
  - Acte type sur le site de RTE (DECLARATION DE SOUS-TRAITANT DE UN SEUL RANG (rte-france.com)).
- **En pratique :**
  - **Le sous-traitant sera payé directement par RTE, pour la prime variable**
  - **Le titulaire conserve la part fixe**

Retours sur la consultation du contrat – contrôle du réalisé

Détermination de la Chronique d'Activation
2 cas possibles

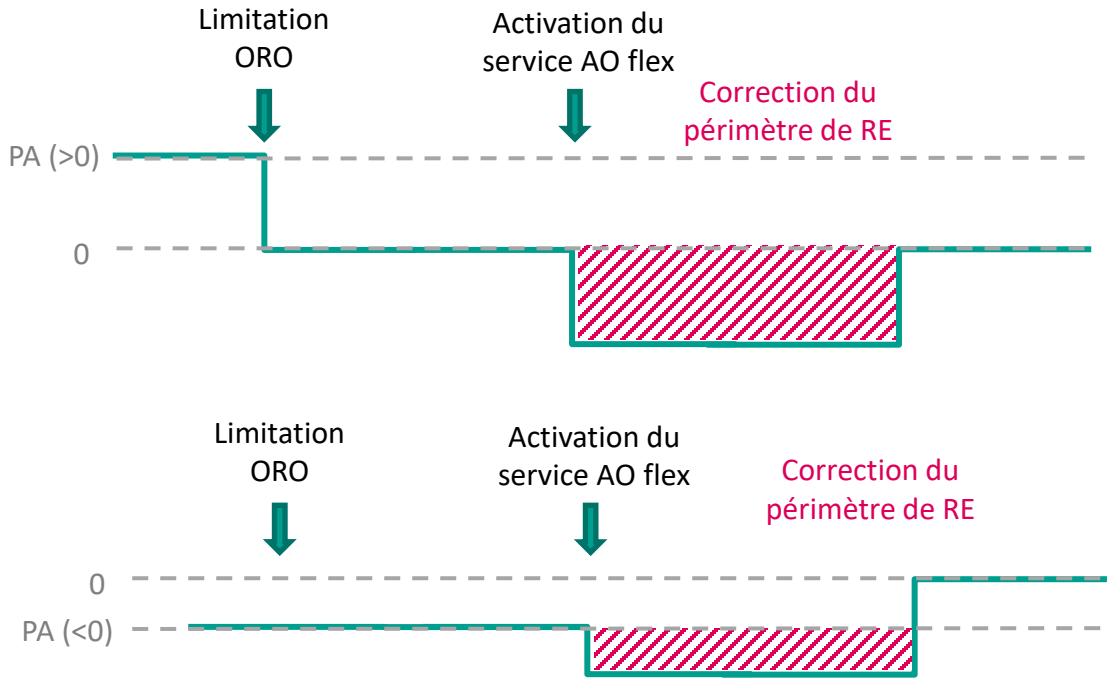


Calcul du Volume Réalisé (VR) sur les pas de la Chronique d'Activation
3 cas possibles



Correction des périmètres d'équilibre

- **Activation du signal ORO : Pas de correction des périmètres d'équilibre** si la batterie était en train d'injecter
- **Activation du signal AO flexibilités: Correction des périmètres d'équilibre**
  - Le calcul du volume attribué au titre de l'AO flexibilité pour la correction des périmètres d'équilibre se fera selon le principe suivant :



  - Dans le cas où la batterie soutirerait plus que la valeur demandée pour le service AO Flex, il n'y a pas de volume à corriger.

Qualification des obligations de l'article 3.1.1 Engagements du Titulaire avant la Date de Fourniture attendue Du Service

- Plusieurs remarques ont été remontées par les acteurs sur les engagements du Titulaire conditionnant la date de fourniture effective du Service :
  - la réalisation des démarches relatives à la sécurisation du foncier (F) et au raccordement (R) peut être affectée par des événements indépendants de la bonne diligence du Titulaire.
  - Le contrat prévoyait la qualification de Défaillance sans alternative possible en cas de non exécution de ces obligations, Rte pouvant, sous condition, appliquer la clause de résiliation pour faute ou des pénalités à l'encontre du Titulaire.

➢ Pour tenir compte des risques inhérents aux procédures de raccordement, RTE propose de faire évoluer l'obligation de résultat en obligation de moyen : le Titulaire pourra s'exonérer de sa responsabilité s'il démontre qu'il a fait preuve de la diligence attendue pour respecter ces Jalons.

➢ Les éléments prouvant qu'il a mis tout en œuvre pour exécuter ses obligations seront adressés à RTE qui dispose d'un délai de 30 jours pour en prendre connaissance et accepter le cas échéant la demande de résiliation sans faute que lui soumet le Titulaire.

Avez-vous d’autres questions sur ces documents ?

3 Critères de sélection des zones des prochains AO expérimentaux

Recherche de nouvelles zones

Trouver des projets d'investissements réseau auxquels des flexibilités pourraient se substituer

Prérequis aux projets d'investissement retenus

- **L'investissement ne conditionne pas l'accès au réseau des clients,** comme certains projets HTB et tous les projets à l'interface HTB/HTA (Exemple postes sources)
- **Renoncer à l'investissement ne crée pas de risque de mise en danger des tiers :** pas de projet de réhabilitation
- **Renoncer à l'investissement ne génère pas de risque de coupure de consommation :** investissements S3REnR **uniquement** et hors contrainte de consommation

Un espace économique possible pour une flexibilité

- **Un seuil de contrainte justifiant l'investissement réseau atteint sans travaux engagés**
- **Des investissements coûteux pour lever la contrainte:** création/renforcement de poste HTB, de transformation HTB et/ou de liaisons
- **Un coût minimal annualisé relatif à l'investissement réseau, par volume annuel de contraintes évitées :**
  Au moins *25 €/ MWh annuel évité*

Un besoin de dimensionnement réaliste pour la flexibilité

- **Contrainte réseau pouvant être gérée efficacement par une flexibilité avec des caractéristiques techniques inférieures à 100 MW et 200 MWh**

Recherche de nouvelles zones



Prioriser les zones les plus intéressantes pour une gestion par une flexibilité

Une bonne visibilité pour l'évaluation de la contrainte

- **Contrainte isolée**
- **Contrainte limitante**
- **Pas de contraintes avec impacts différents lors de l'activation de la Flex**

Une prévisibilité de la contrainte pour du multiservice

- **Zones à dominance PV** (min 1/3 ENR installés)
- **Périodes sans contraintes identifiables**

Un impact important de la flexibilité sur la contrainte

- **Coefficient d'influencement élevé** (40% min)

Une origine de la contrainte localisée

- **Réseau en antenne plutôt que maillé**
- **Contrainte peu sensible aux flux grands transports**

Suites après ce premier AO

À court terme

- Recherche de nouvelles zones pour des expérimentations AO Flex en application des critères définis suite aux premiers REX

Début 2023:

AO sur nouvelles zones

À plus long terme

- REX de toutes les expérimentations:
  - ✓ Consolidation des critères, notamment ceux identifiés pour priorisation
- Basculer d'une démarche expérimentale vers une industrialisation du processus

AO Stockage

Sommaire

1. Rappel sur les différentes étapes de l'AO stockage
2. Besoins en flexibilités pour le système électrique
3. Echanges avec les acteurs

Slides partiellement présentées à l'atelier PPE stockage le 3/06

1 Rappel sur les différentes étapes de l'AO stockage?

Présentation de la DGEC

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE
Liberté
Égalité
Fraternité

AO Stockage 1/3

Rappel du cadre réglementaire national

- La loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets a rendu possible la mise en œuvre d'AO Stockage « *lorsque les capacités de stockage ne répondent pas aux objectifs de la PPE ou lorsque le bilan prévisionnel de RTE met en avant des besoins de flexibilités* » [L.352-1-1 du code de l'énergie]

- Le décret d'application (*décret AO Stockage*) a été publié au JO le 7 mai 2022 : il fixe les modalités de la procédure de mise en œuvre des appels d'offres stockage et renvoie à un cahier des charges pour la définition plus précise des objectifs, du design et des caractéristiques.

- Conformément au L.352-1-1 du code de l'énergie, il sera confié à RTE le rôle d'organiser la concertation sur les modalités techniques de mise à disposition des capacités flexibles en association avec les professionnels et les GRD en vue de définir le ou les cahiers des charges du ou des futurs AO Stockage.

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE
Liberté
Égalité
Fraternité

AO Stockage 2/3

Rappel du cadre réglementaire européen :

- Les AO Stockage constituent une aide d'Etat au sens du droit européen de la concurrence et doivent faire l'objet d'une notification préalable auprès de la Commission Européenne en vue de son autorisation.
- L'inscription préalable d'objectifs de développement de la filière stockage dans la PPE ou dans le bilan prévisionnel de RTE reste un prérequis à la mise en œuvre des AO Stockage.
- Les autorités françaises devront également justifier la nécessité du dispositif ainsi que sa proportionnalité, sa durée et son enveloppe budgétaire.
- Une première réunion d'échanges avec la profession est prévue le 15 juin 2022.
- Les négociations avec la DGCOMP seront amorcées à l'issue de ces premiers travaux de concertation pour présenter la procédure et les grands principes du dispositif envisagé.

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE
Liberté
Égalité
Fraternité

AO Stockage 3/3

Prochaines étapes et calendrier prévisionnel :

- Concertation avec les acteurs et GR en vue de définir les grandes caractéristiques d'un ou plusieurs dispositifs AO Stockage répondant aux conditions définies à l'article L.352-1-1 du code de l'énergie. (en cours)
- Travaux d'élaboration de la PPE3 qui pourraient mener à définir des objectifs de développement de capacités de stockage. (en cours)
- Travaux d'élaboration du BP RTE, notamment définition des besoins en flexibilité du système auxquels le stockage pourrait partiellement répondre. (en cours, parution mi-2023)

⇒ **Définition d'un ou plusieurs régimes d'aides AO Stockage (par type de besoins, adressé par une ou plusieurs technologies de stockage…)**

- Pour chacun des régimes d'aides AO Stockage définis précédemment :
  - Les négociations avec la DGCOMP seront menées parallèlement avec les travaux de concertation associant les acteurs économiques. (démarrage à l'été 2022)
  - Notification du régime auprès de la DGCOMP en vue de son autorisation,
  - Mise en œuvre des AO Stockage : travaux d'élaboration du CDC pilotés par RTE en concertation avec les acteurs économiques et GR.

Slides présentées à l'atelier PPE stockage le 3/06

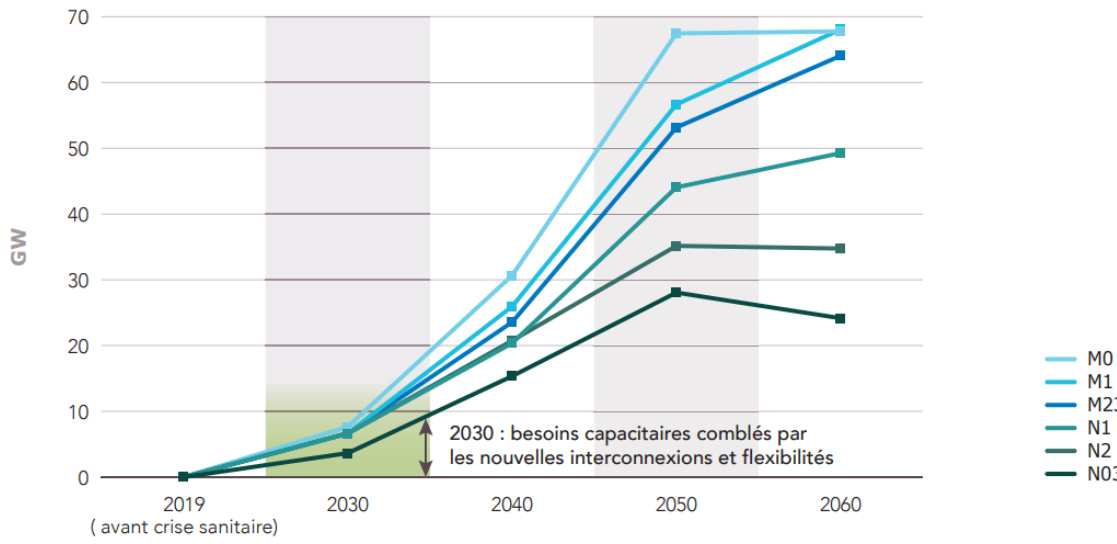
2 Quelle évolution des besoins de flexibilité du système électrique ?

A horizon 2050, selon différents scenarios de mix

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

- 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 couvert 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

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

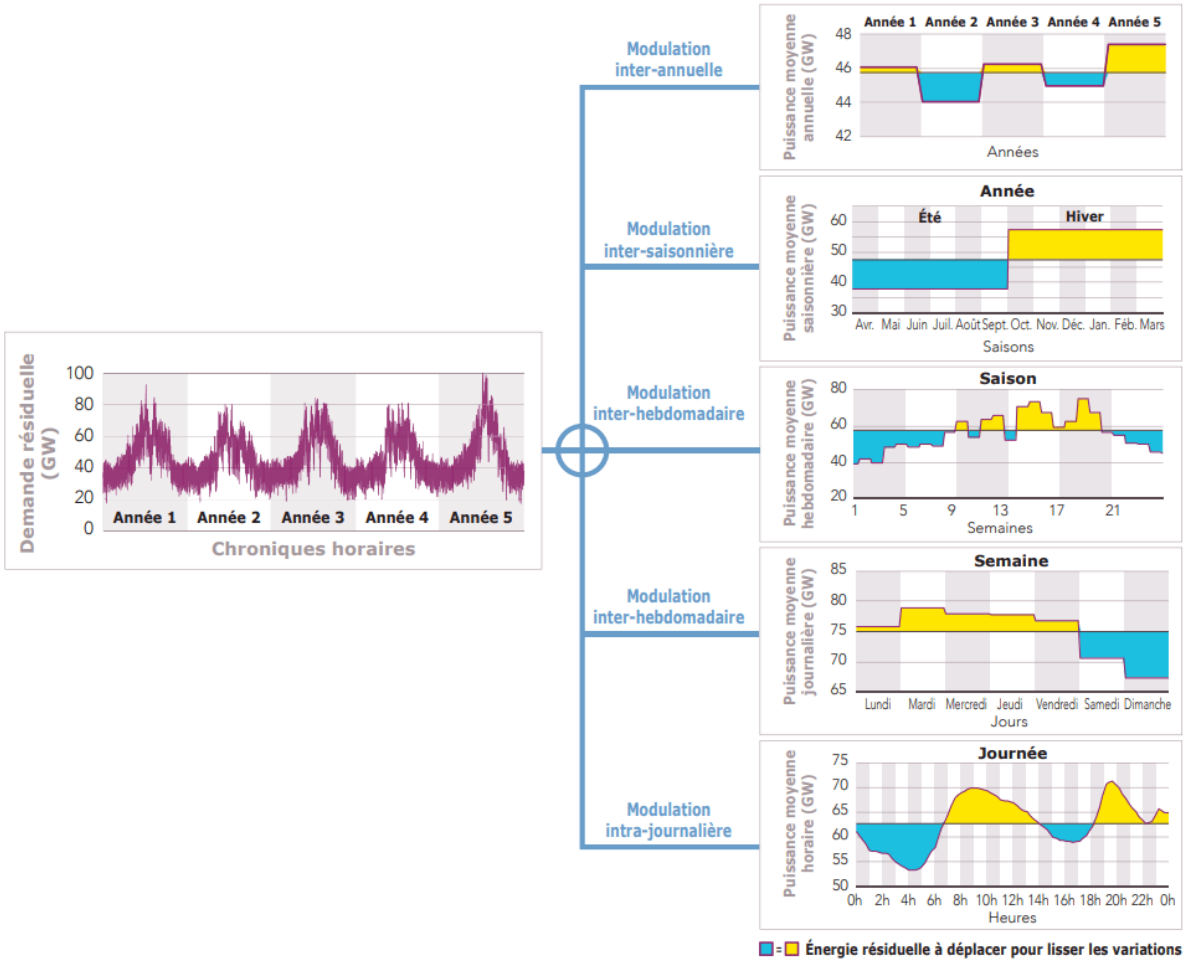


⇒ **… mais les besoins en puissance ne suffisent pas à décrire complètement les besoins de flexibilité et la nature des services de flexibilité dont le système électrique a besoin**

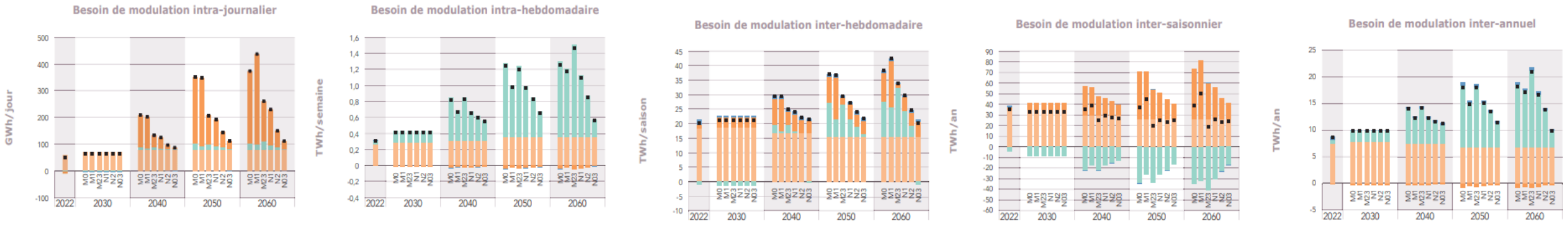
Des besoins de modulation en énergie sur différents horizons temporels

- Les besoins de puissance ne seront pas couverts par les mêmes leviers selon qu'il s'agit de couvrir des situations ponctuelles de courte durée (quelques heures ou à l'échelle d'une journée) ou de fournir de la puissance sur des périodes longues, par exemple en stockant puis en restituant de l'énergie à l'échelle de plusieurs semaines.
- L'analyse menée par RTE permet de quantifier les besoins de modulation sur différents horizons temporels :
  - besoin «intra-journalier» (au sein d'une même journée)
  - besoin «intra-hebdomadaire» (au sein d'une même semaine)
  - besoin «inter-hebdomadaire» (entre les semaines d'une même saison)
  - besoin «inter-saisonnier» (entre les saisons)
  - besoin «inter-annuel» (entre les années)

Principes méthodologiques d'évaluation des besoins de modulation sur les différents horizons temporels



Les besoins de modulation en énergie augmentent sur tous les horizons temporels mais dans des proportions variées et dépendant des scénarios



Le besoin de modulation intra-journalier augmente très fortement jusqu'à +600% à l'horizon 2060 dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, sous l'effet principal du cycle jour/nuit de la production solaire

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire augmente très fortement, jusqu'à +300% dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, du fait de la variabilité d'un jour sur l'autre de la production éolienne

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire augmente sensiblement dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, jusqu'à +100%, sous l'effet principal de l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent

Le besoin de modulation inter-saisonnier diminue légèrement avec l'augmentation de la consommation estivale de climatisation, la maîtrise de la consommation hivernale de chauffage et la production plus importante de l'éolien en hiver. Cette baisse reste marginale par rapport à la hausse des autres besoins de flexibilité

Le besoin de modulation inter-annuel augmente dans les scénarios avec fort développement de l'éolien

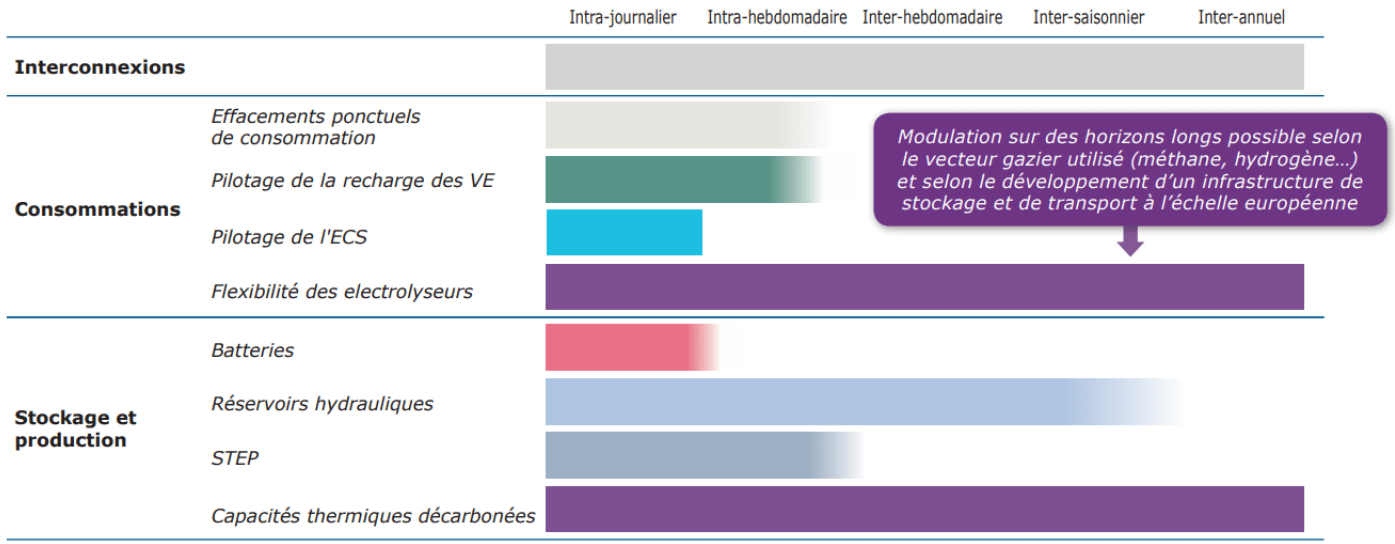
- Effet de la consommation (hors effet de la flexibilité)
- Effet de l'éolien
- Effet du photovoltaïque
- Effet des autres productions fatales
- Besoin total d'énergie à déplacer pour lisser les variations au sein de l'horizon temporel considéré

Différentes solutions de flexibilité, aux caractéristiques complémentaires

- 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

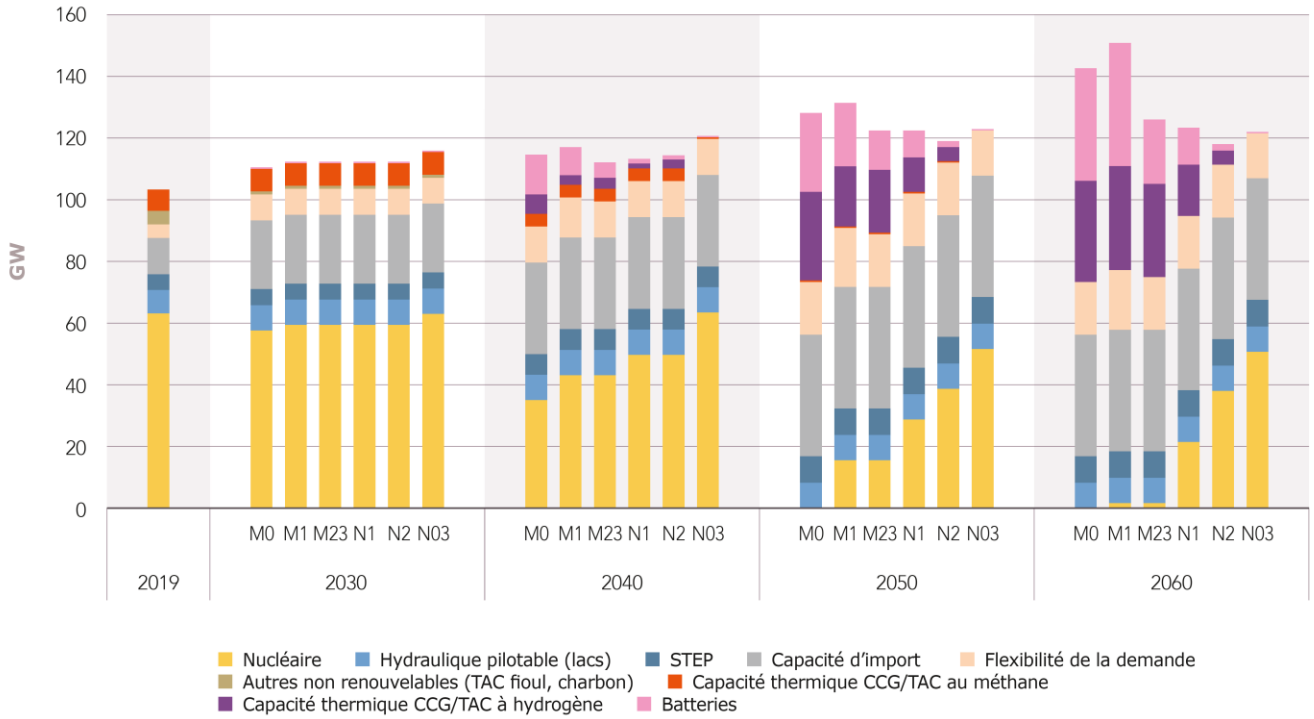
Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquels elles agissent



A l'horizon 2050, un intérêt à développer de nouvelles capacités de stockage selon les types de stockage 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 renouvelable, notamment de production photovoltaïque
  - Mais une solution dont la place dépendra du développement des flexibilités de consommation et du coût

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



Les batteries stationnaires : une solution adaptée dans les scénarios où le solaire se développe largement …

- Les batteries apportent essentiellement un service de modulation à l'échelle journalière. Elles servent essentiellement à gérer la variation jour/nuit de la production photovoltaïque

- Leur développement est directement corrélé à la capacité solaire installée

Figure 7.29 Profil moyen d'injection et soutirage des batteries en France dans le scénario M1 en 2050

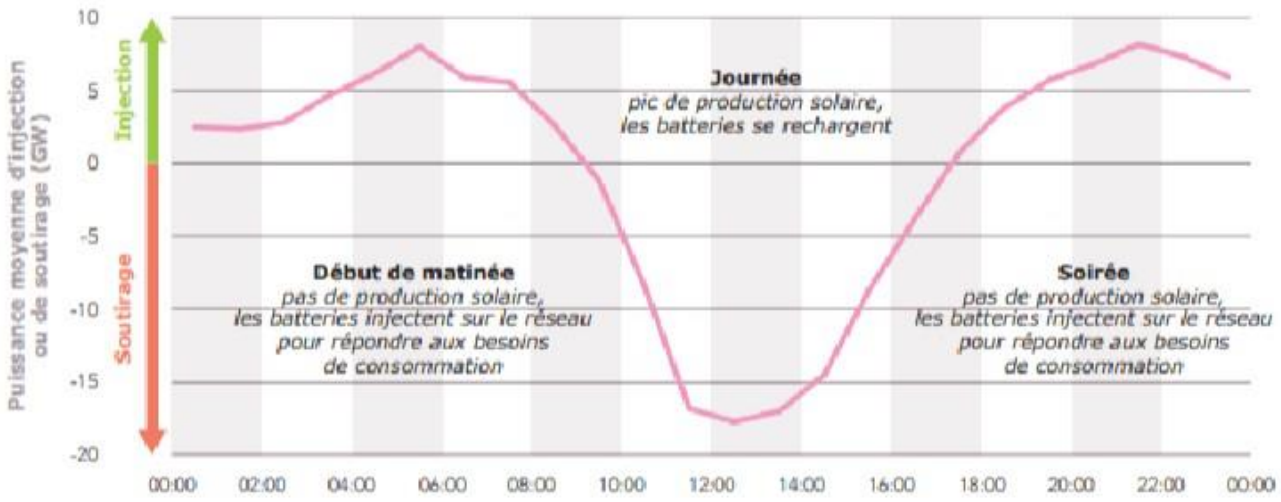
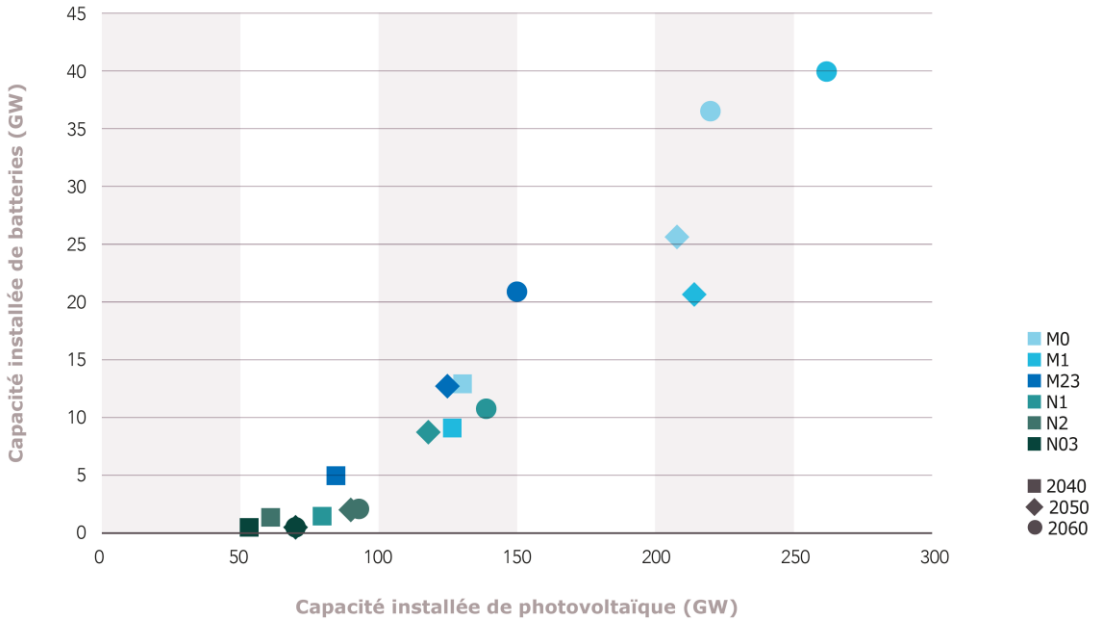
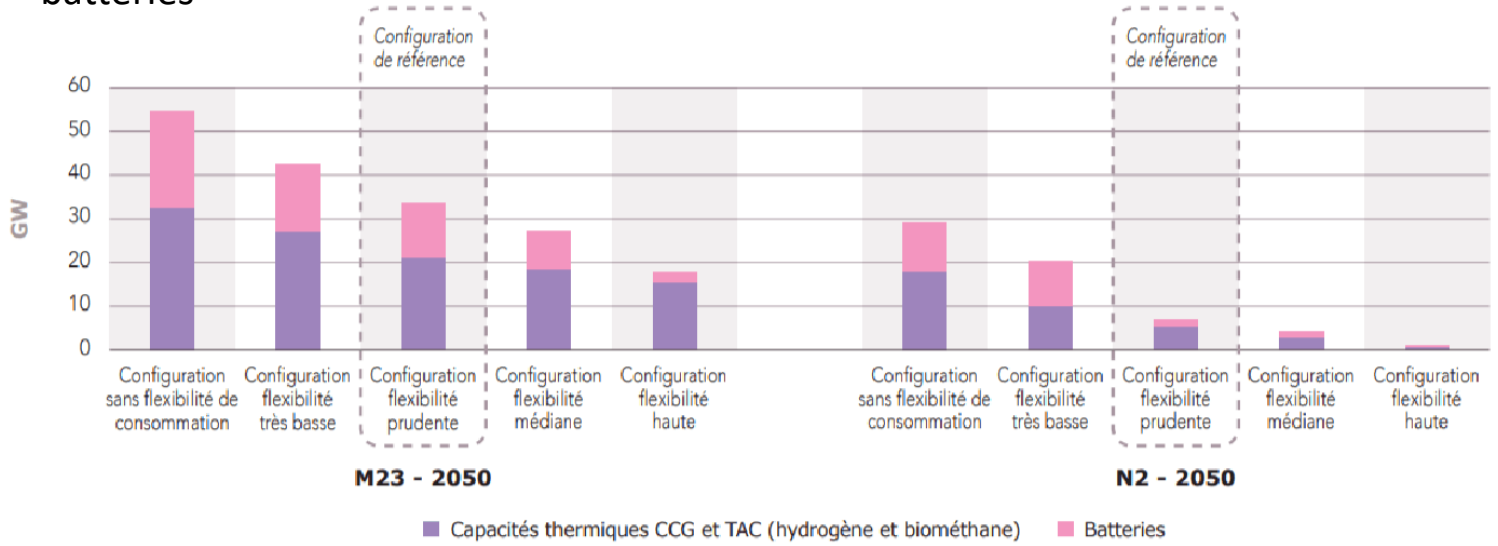


Figure 7.44 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060

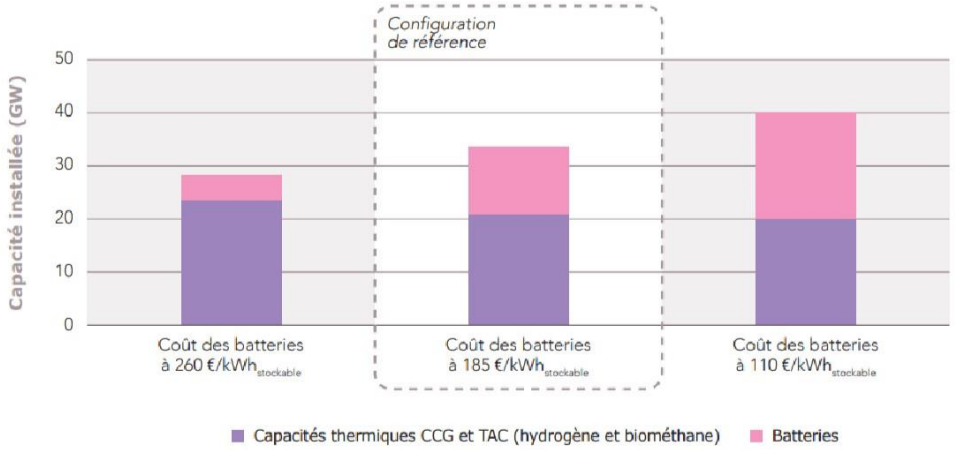


… mais la place économique dépendra du développement des autres solutions de flexibilité et des coûts

- Le développement des flexibilités sur la consommation (recharge des VE, ECS, etc.) influe directement sur la place économique des batteries



- La place économique des batteries dépendra aussi des évolutions des coûts :

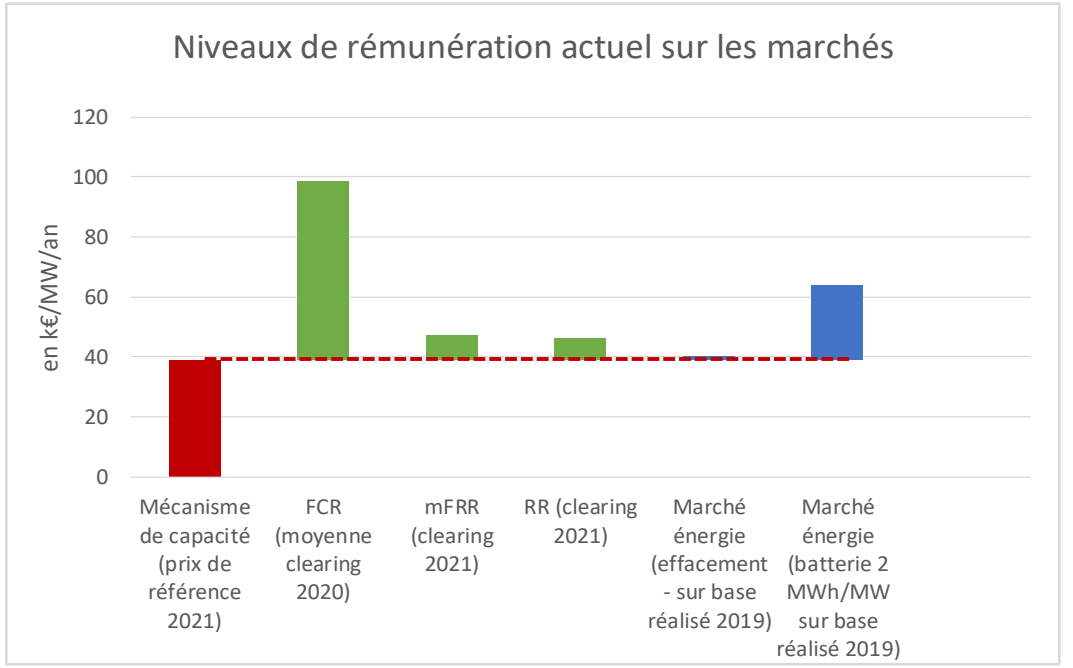


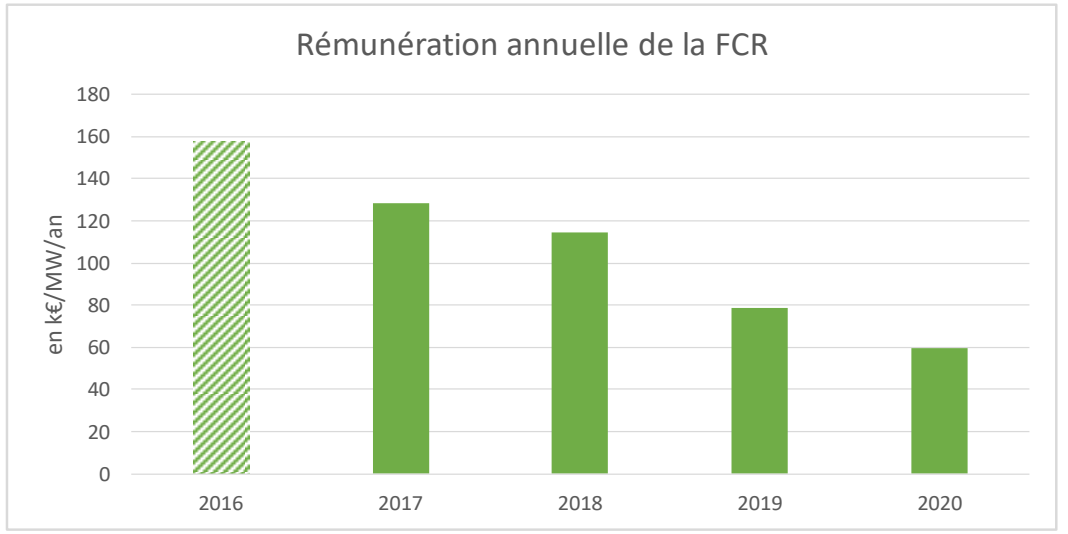
La fourniture de services système (FCR) représente aujourd'hui la principale source de rémunération des batteries mais le gisement est limité

- La fourniture de services système constitue le service le plus rémunérateur et est aujourd'hui le principal mode de valorisation des projets de batteries

- Mais le gisement est très limité (FCR : ~500 MW, aFRR : ~700). Il pourrait évoluer de façon limitée à l'horizon 2030 avec le développement des énergies renouvelables

- Le développement de la concurrence (batteries, effacements, etc.) sur le segment des services systèmes pourrait orienter durablement la rémunération à la baisse. Le phénomène est déjà observé





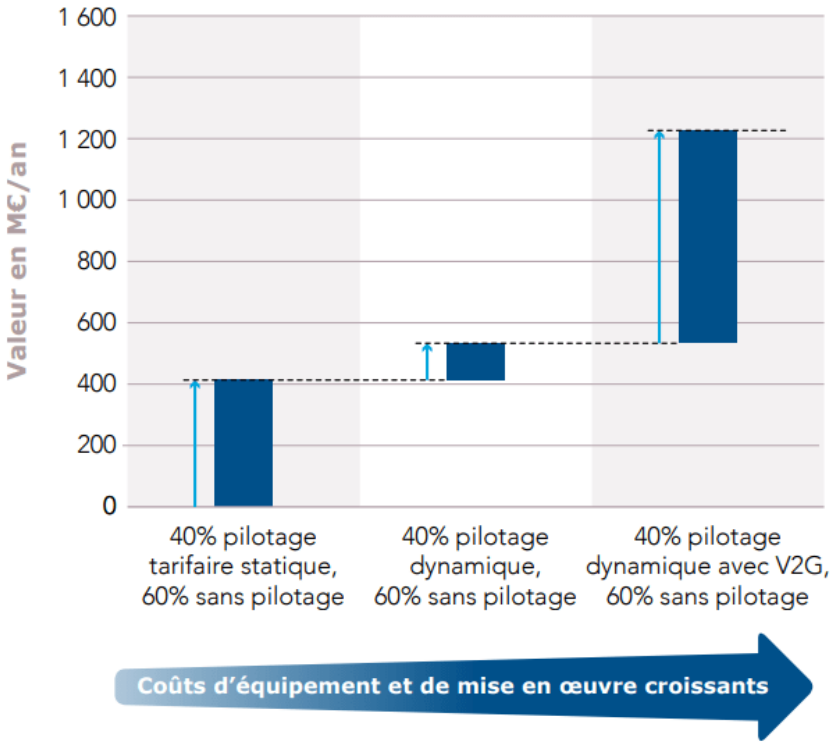
Le vehicle-to-grid : une opportunité pour développer la flexibilité du système électrique mais qui ne doit pas occulter l'intérêt d'un pilotage simple de la recharge

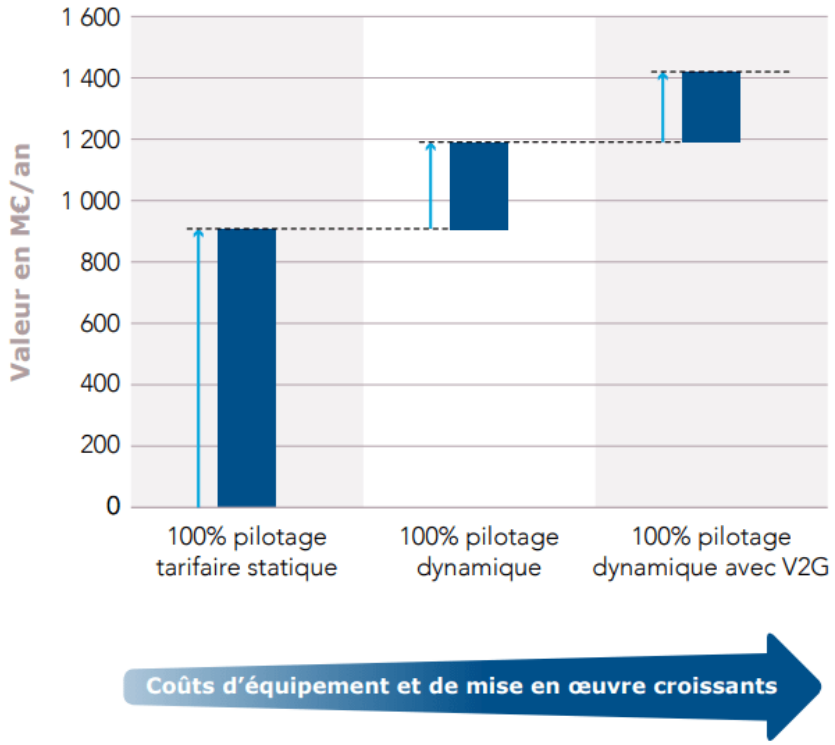
Le développement du véhicule électrique offre l'opportunité de développer la flexibilité du système électrique

- Le vehicle-to-grid permet d'apporter un service de flexibilité comparable à un stockage par batteries et peut présenter un intérêt économique plus important que les batteries stationnaires, via la mutualisation de l'utilisation des batteries (pour la mobilité et la flexibilité du système électrique).

Néanmoins le développement du *vehicle-to-grid* :

- implique des coûts (dans les véhicules et/ou dans les bornes) et son utilité doit être considérée comme complémentaire d'un développement massif du pilotage simple de la recharge, accessible sans coût significatif ;
- est conditionné par la propension des usagers à accepter d'avoir un pilotage 100% dynamique de leur recharge.





3 Quels besoins vu des acteurs pour développer le stockage ?

Echanges

- **Concernant les modèles économiques des projets actuels :**
  - Quel est le modèle économique d'un actif de stockage dans le système actuel ? Quel modèle économique à horizon 3-5 ans ?
  - Existe-t-il selon vous une ou plusieurs défaillances de marché (e.g. désalignement entre intérêt collectif et intérêt privé) qui conduiraient à pénaliser des projets de stockage pourtant pertinents pour la collectivité ?
  - Existe-il un besoin de soutien pour amorcer le développement de certains types de projet et/ou permettre à la filière de gagner en maturité ? Comment le définiriez-vous ?

- **Concernant les problématiques de sécurité d'approvisionnement pour les prochains hivers :**

  Pour les hivers à venir, des technologies de stockage capables de tenir plusieurs heures (2h à 4h de stock) seraient susceptibles de répondre aux besoins du système.

  - Quels freins au développement de ce type de stockage voyez-vous aujourd'hui ?
  - Quel business plan envisager pour ce type de stockage?
  - Quelles seraient les contraintes techniques à lever pour les développer à un horizon court ?

Echanges

- **Concernant le(s) futur(s) dispositif(s) AO Stockage :**
  - Est-ce qu'il vous paraît pertinent de développer un dispositif/un lot AO Stockage et de définir leurs caractéristiques techniques par type de besoin identifié ?
  - Quelles modalités de soutien envisager pour ce(s) AO Stockage(s) ? une rémunération à la capacité (au MW) vous semblerait-elle pertinente ? Quelle(s) durée(s) de soutien ? quel(s) niveau(x) de rémunération en fonction des types de services rendus?
  - Faudrait-il conditionner la rémunération à la participation à un marché ou un mécanisme en particulier ? Si oui, le(s)quel(s) ?
    - *Par exemple :*
      - *l'AOE est actuellement adossé au MKP*
      - *Les AO EnR en complément de rémunération sont adossés au marché spot J-1*

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Contacts :

Stockage

- Louise ORIOL : louise.oriol@rte-france.com
- Pauline GELIS : pauline.gelis@rte-france.com

Raccordement

- Loïc PIERRE: loic.pierre@rte-france.com

AO Flexibilités

- Pauline GELIS : pauline.gelis@rte-france.com
- Isaure MANCHON : isaure.manchon@rte-france.com
- rte-ao-flexibilite@rte-france.com

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)