

ETUDE SUR LE POTENTIEL DU STOCKAGE D'ÉNERGIES

4 Court terme (opérationnel) :

- | Plan de production
- | Opérations de marché
- | Prévision



4 Long terme (stratégique) : optimisation des investissements

- | Définition de schémas énergétiques
- | Planification des investissements



4 Analyse et planning moyen terme

- | Sourcing énergétique, gestion de stocks
- | Valorisation et gestion de contrat ou d'actifs énergétiques
- | Analyse de risque

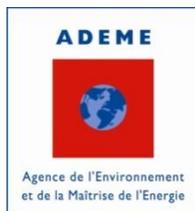


4 Plusieurs centaines de projets réalisés auprès de régulateurs, gestionnaires de réseau, producteurs, industriels et marchés ...



- I. Objectifs de l'étude et consortium
- II. Méthodologie utilisée
- III. Résultats de valorisation à la maille France
- IV. Résultats de valorisation aux mailles locales
- V. Technologies de stockage d'énergies
- VI. Synthèse et recommandations

4 Comité de pilotage



4 Industriels financeurs & contributeurs



4 Contributeurs techniques



- 4 Evaluer le potentiel du stockage stationnaire d'énergies en France métropolitaine et DROM-COM, à horizon 2030

- 4 Identifier les filières technologiques les plus compétitives
 - | 30 filières de stockages étudiées (stockage d'électricité, power to gas, stockage de froid et de chaleur...)
 - | Non traités : mobilité électrique, alimentation sans interruption, stockage nomade

- 4 Identifier des leviers d'actions pour le développement des filières

- 4 Artelys, Mandataire – modèles d'optimisation de systèmes énergétiques, quantification, calculs économiques et financiers
- 4 ENEA Consulting – expertise en prospective sur les technologies de stockage (coûts et caractéristiques physiques), analyse financière et business models
- 4 G2Elab – connaissance du comportement physique des réseaux électriques et notamment des réseaux de distribution

4 Calcul du gain pour la collectivité

I Calcul de surplus global

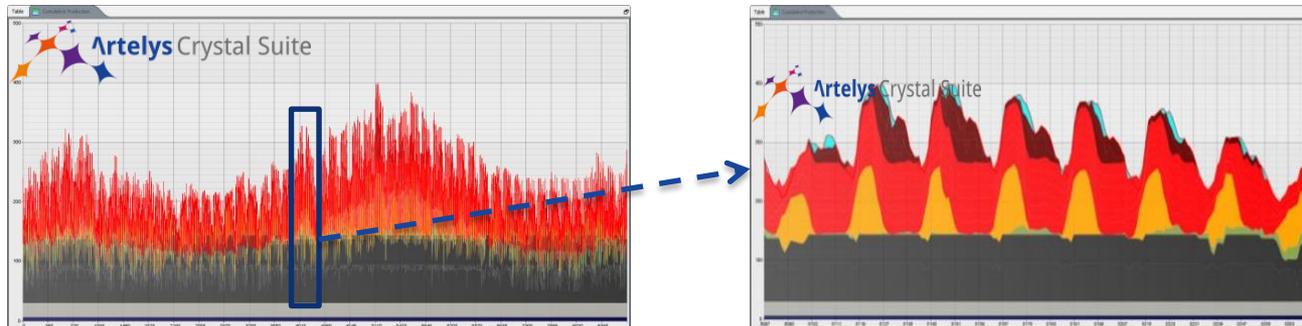
- ↳ Bénéfice cumulé pour l'ensemble de la collectivité (tous acteurs confondus)
- ↳ Hors contexte réglementaire et tarif d'achat

I En comparaison avec des solutions alternatives (renforcement réseau, pilotage de la demande...)

4 Une valorisation multi-services

- ↳ Diminution des **coûts de production** (valeur d'arbitrage)
- ↳ Economies d'investissement en **pointe** (valeur capacitaire)
- ↳ Economies d'investissement **réseau** (traitement des congestions réseau)
- ↳ **Services système** (réserve tournante et régulation de tension)

4 Calcul réalisé à partir de simulations détaillées

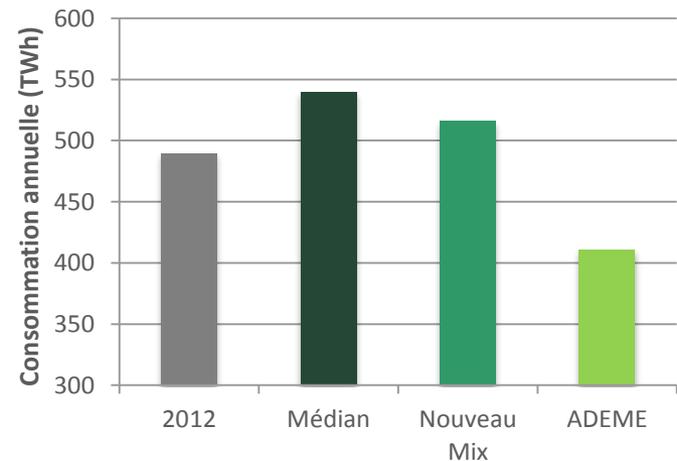
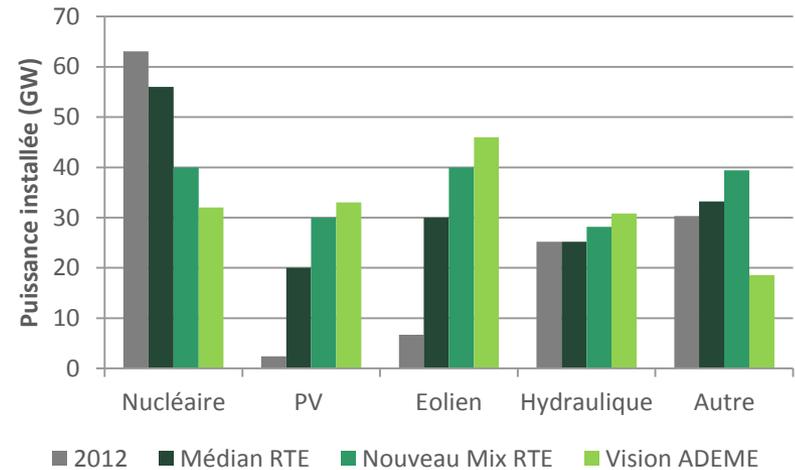


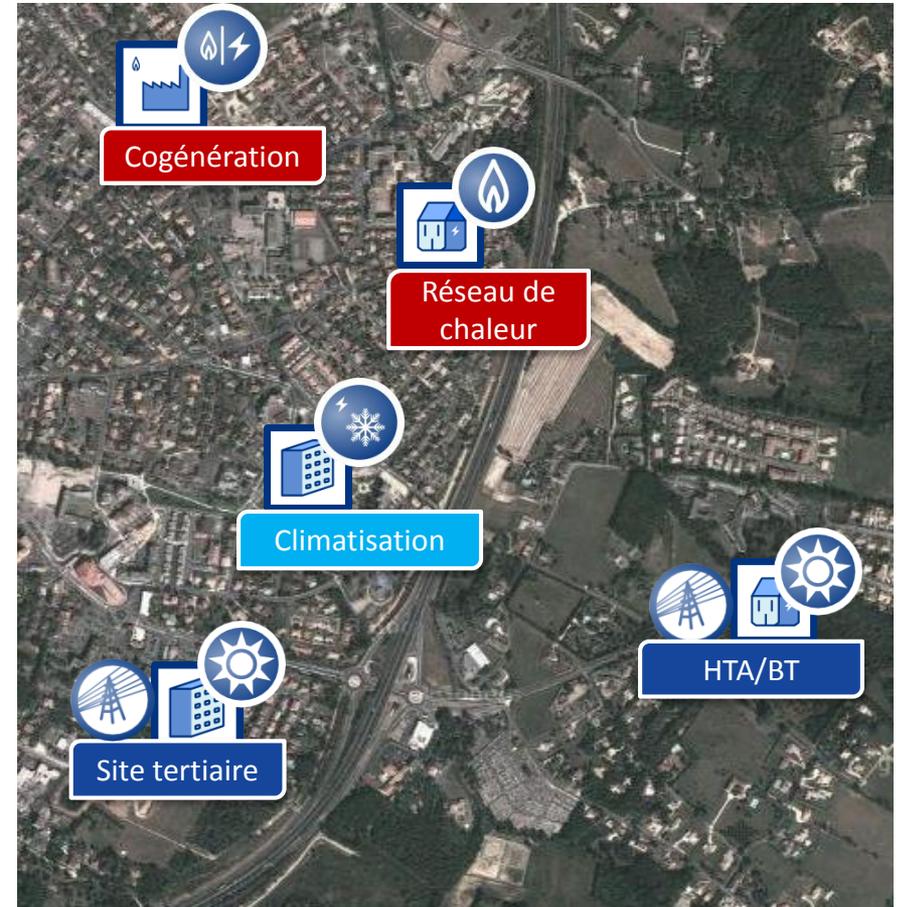
Equilibre offre-demande au pas horaire pour
une zone insulaire

- 4 Des scénarios d'étude publics différenciés
 - | Scénarios RTE Médian et Nouveau Mix
 - | Vision 2030 Ademe

- 4 De 20 à 40% de la production électrique à partir d'énergies intermittentes

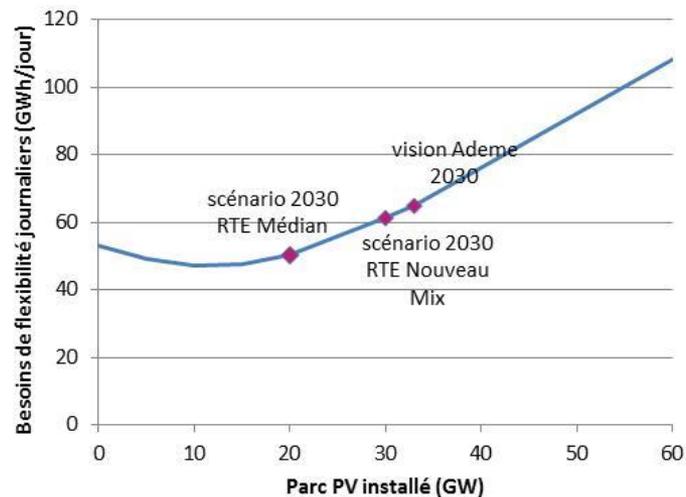
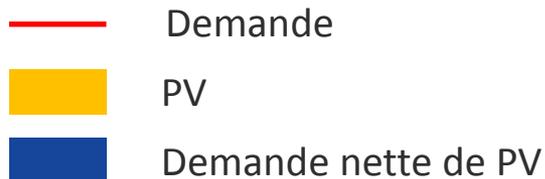
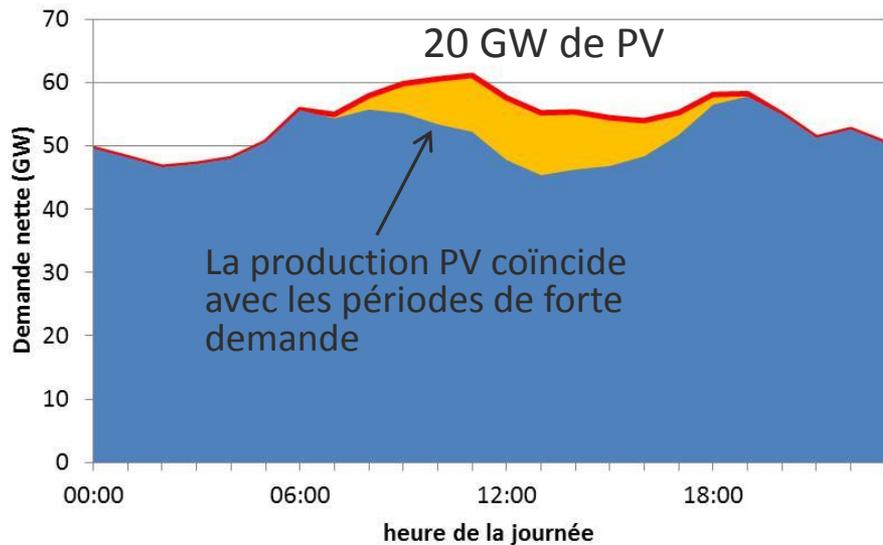
- 4 Forte maîtrise de la demande pour le scénario Ademe



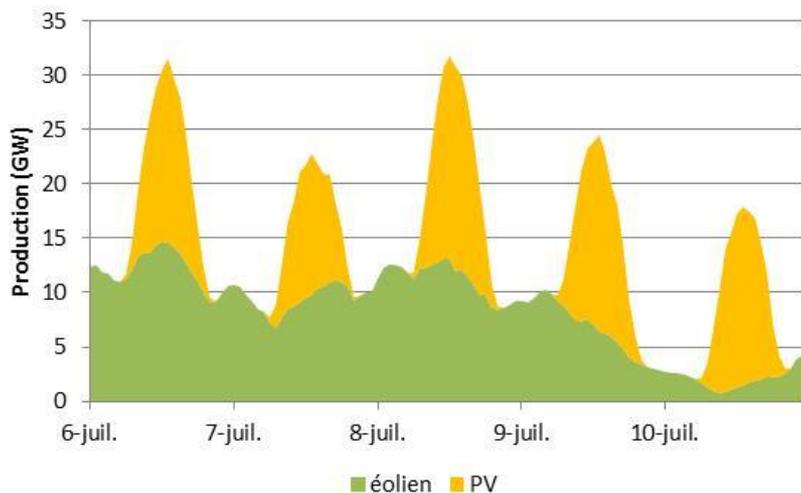


VALORISATION – SEGMENT FRANCE

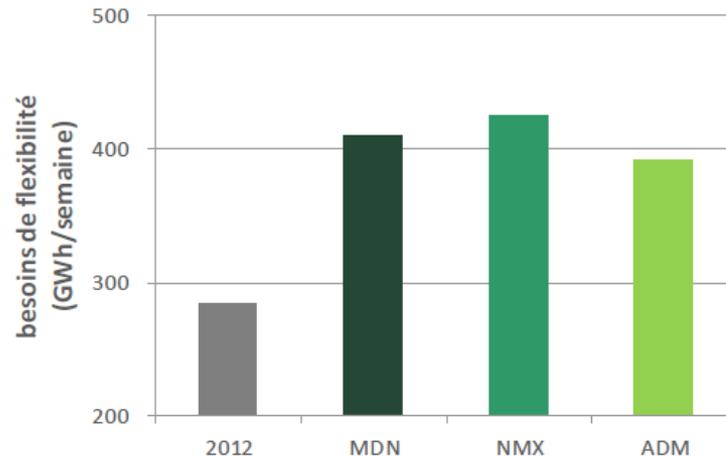
4 Sur une journée, le besoin de flexibilité dépend fortement du taux de pénétration du PV



4 De nouvelles opportunités d'arbitrage infra-hebdomadaire

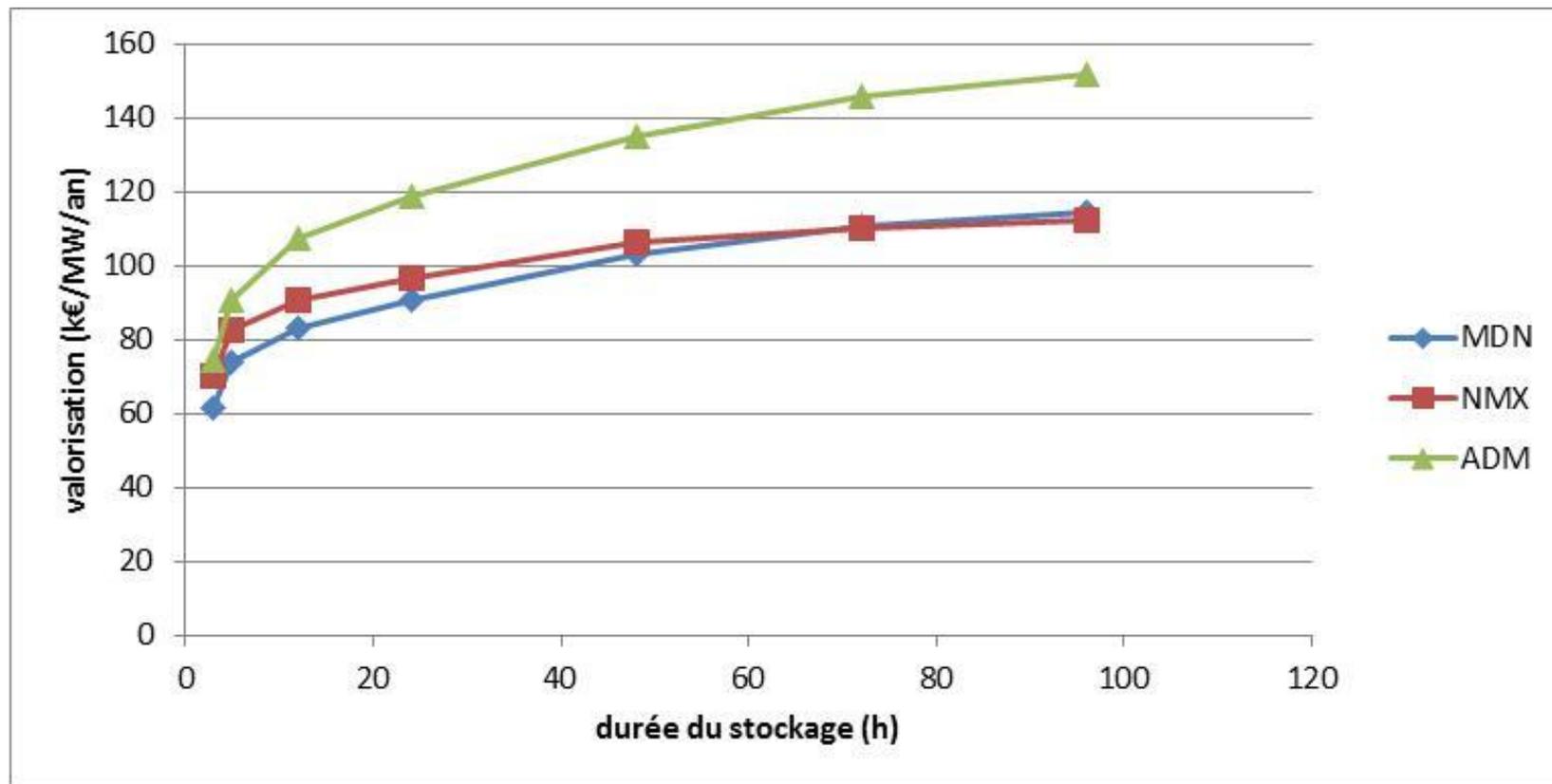


Contrairement au solaire, la production éolienne varie sur des cycles de plusieurs jours



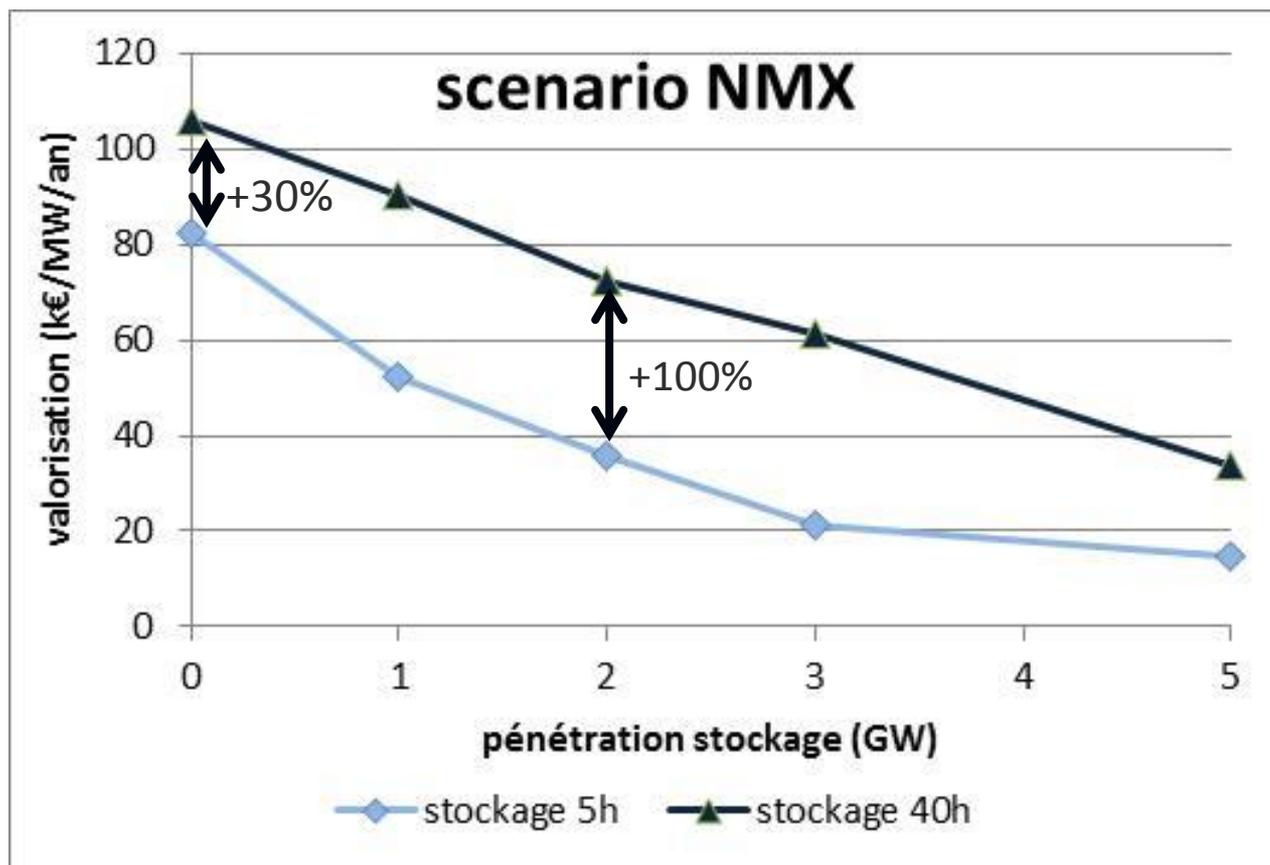
Des besoins de flexibilité infra-hebdomadaire croissants

4 Un intérêt pour des stockages de longue durée

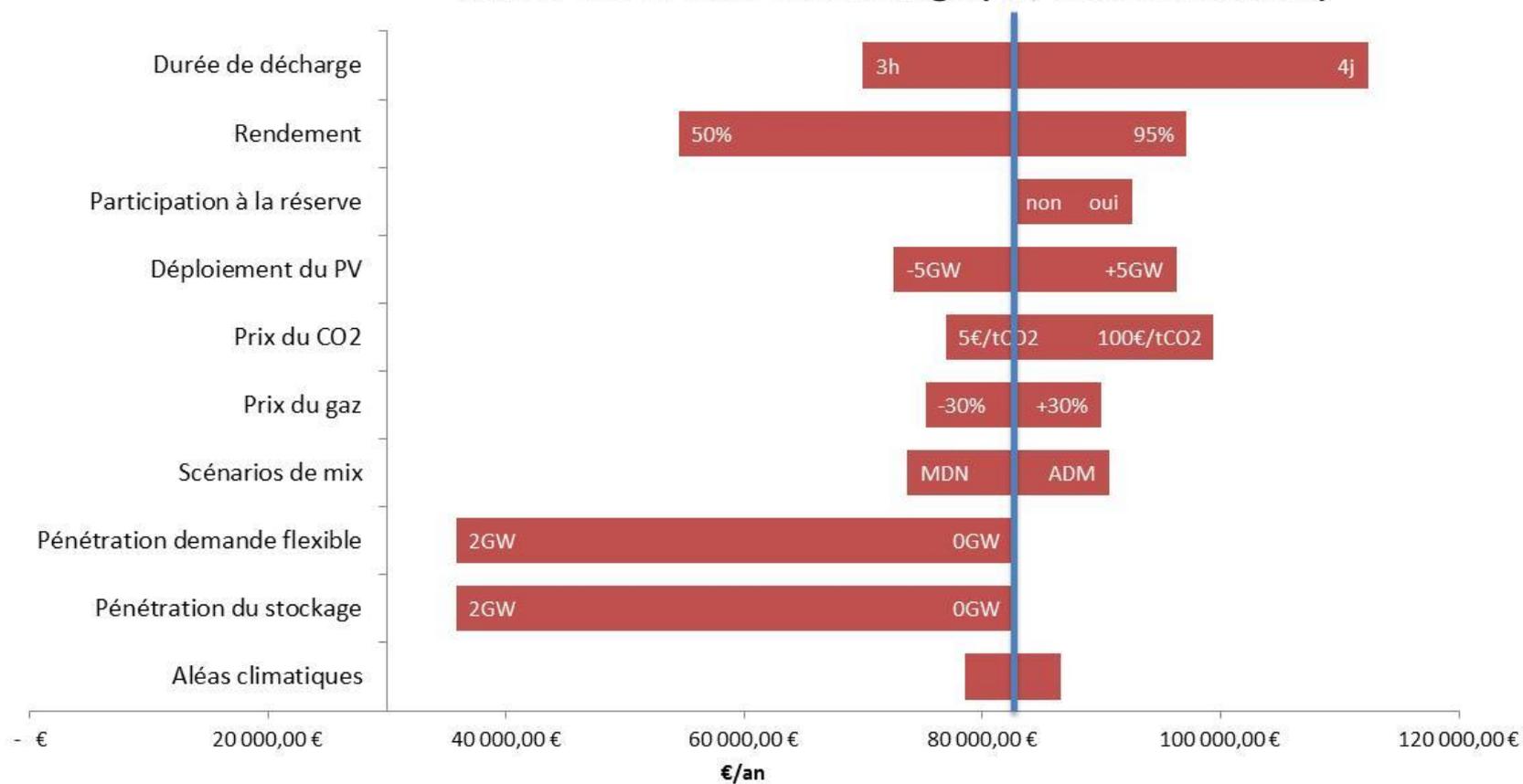


Valorisation d'1 MW de stockage (rendement 80%)

- 4 Si on augmente la pénétration du stockage, l'intérêt pour des stockages de longue durée est encore plus marqué



Valeur du 1er MW de stockage (5h, 80% rendement)



VALORISATION – AUTRES SEGMENTS

4 Contextes avec congestions réseau

- | THT (ex: PACA, Bretagne)
- | HTB/HTA (ex: Champagne-Ardenne avec excédent de production éolienne)
- | HTA/BT (ex: zone pavillonnaire avec forte production PV)

4 De nouveaux services apportés par le stockage

- | Traitement des congestions réseau
- | Régulation locale de tension

4 Des coûts et contraintes supplémentaires

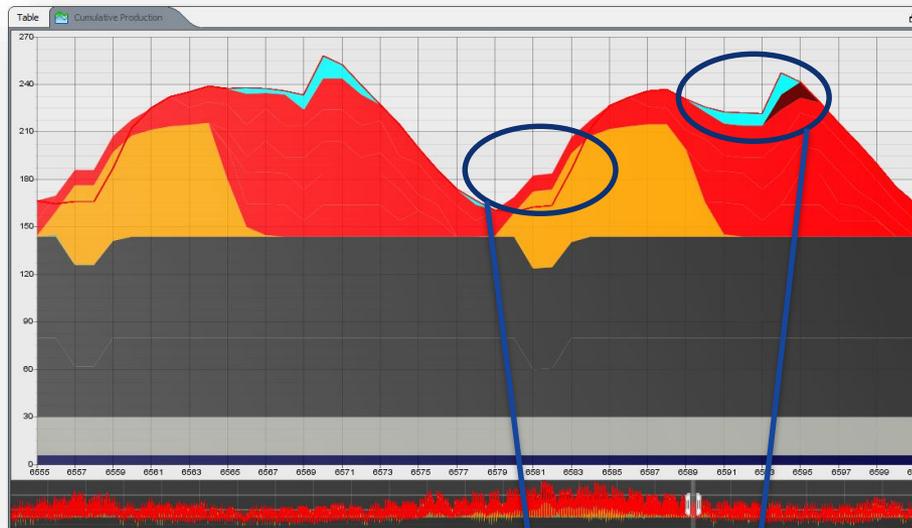
- | Surcoût technologique important pour du stockage distribué
- | Des contraintes réseau qui limitent les opportunités d'arbitrage

4 Globalement, une solution de stockage dominée

- | Soit par le renforcement réseau
- | Soit par l'écrêtage des pointes de production EnR

4 Plusieurs raisons à la valeur ZNI

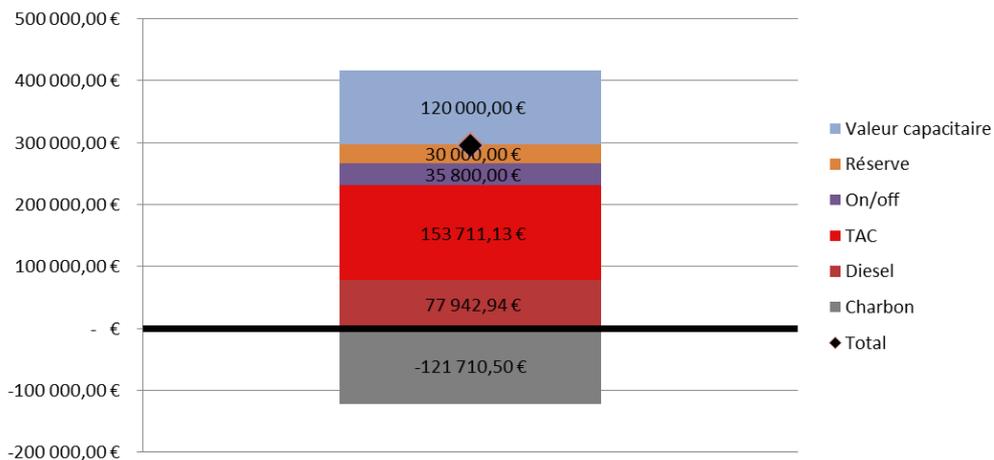
- Coûts de production deux fois plus élevés qu'en métropole
- Foisonnement moins important de la production thermique : importance des arrêts-démarrages
- Plus de variation de la demande nette



Le stockage se substitue aux TAC et aux diesel

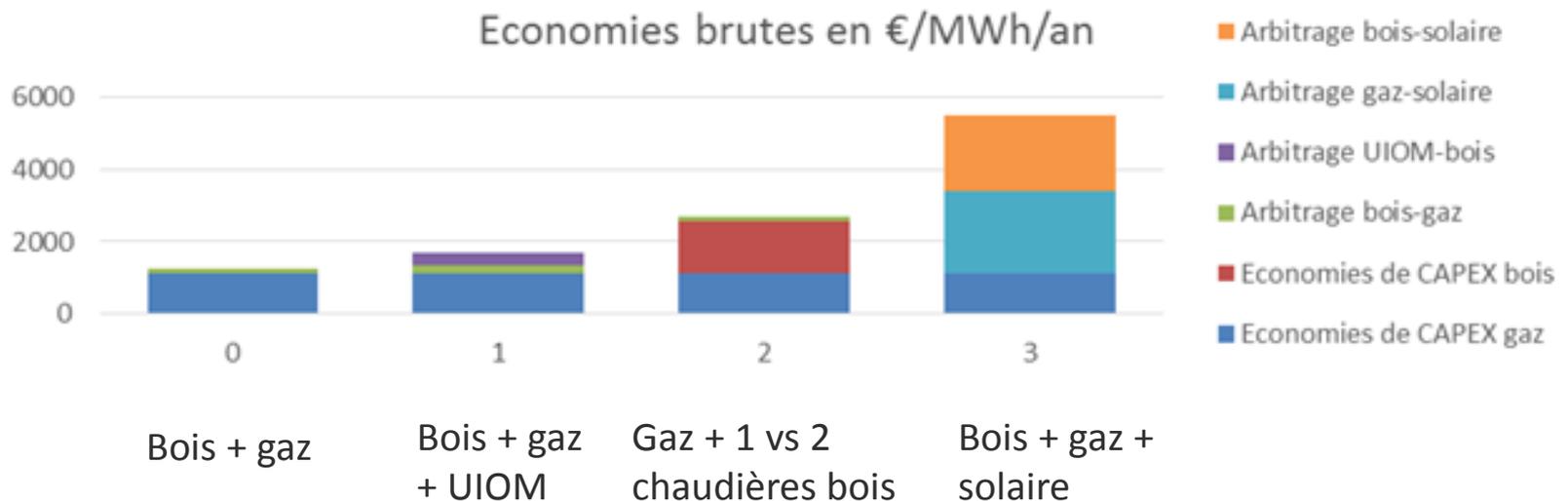
Le stockage permet d'éviter des arrêts-démarrages

Valeur du 1er MW de stockage



4 Services fournis par le stockage de chaleur

- | Meilleure valorisation de la production fatale (solaire ou UIOM)
- | Arbitrages économiques entre combustibles (bois/gaz)
- | Diminution du CAPEX de pointe
- | Plus de flexibilité dans le mix de production (utilisation de plus grosses chaudières)



4 Le stockage de chaleur est particulièrement intéressant dans des contextes de couplage électricité/chaleur

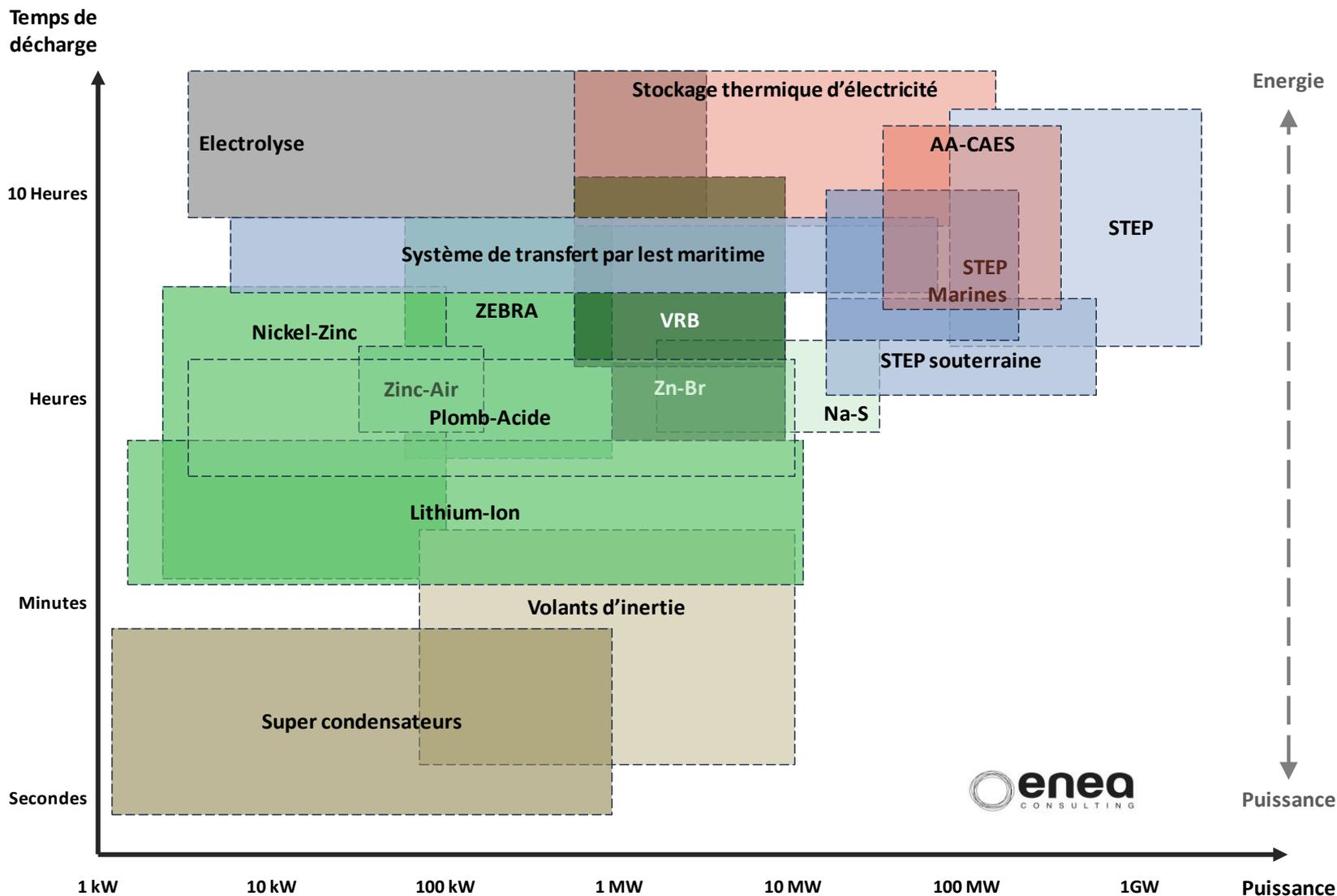
- | Le stockage de chaleur est beaucoup moins cher que le stockage d'électricité
- | Il peut rendre des services équivalents au système électrique

4 Exemples

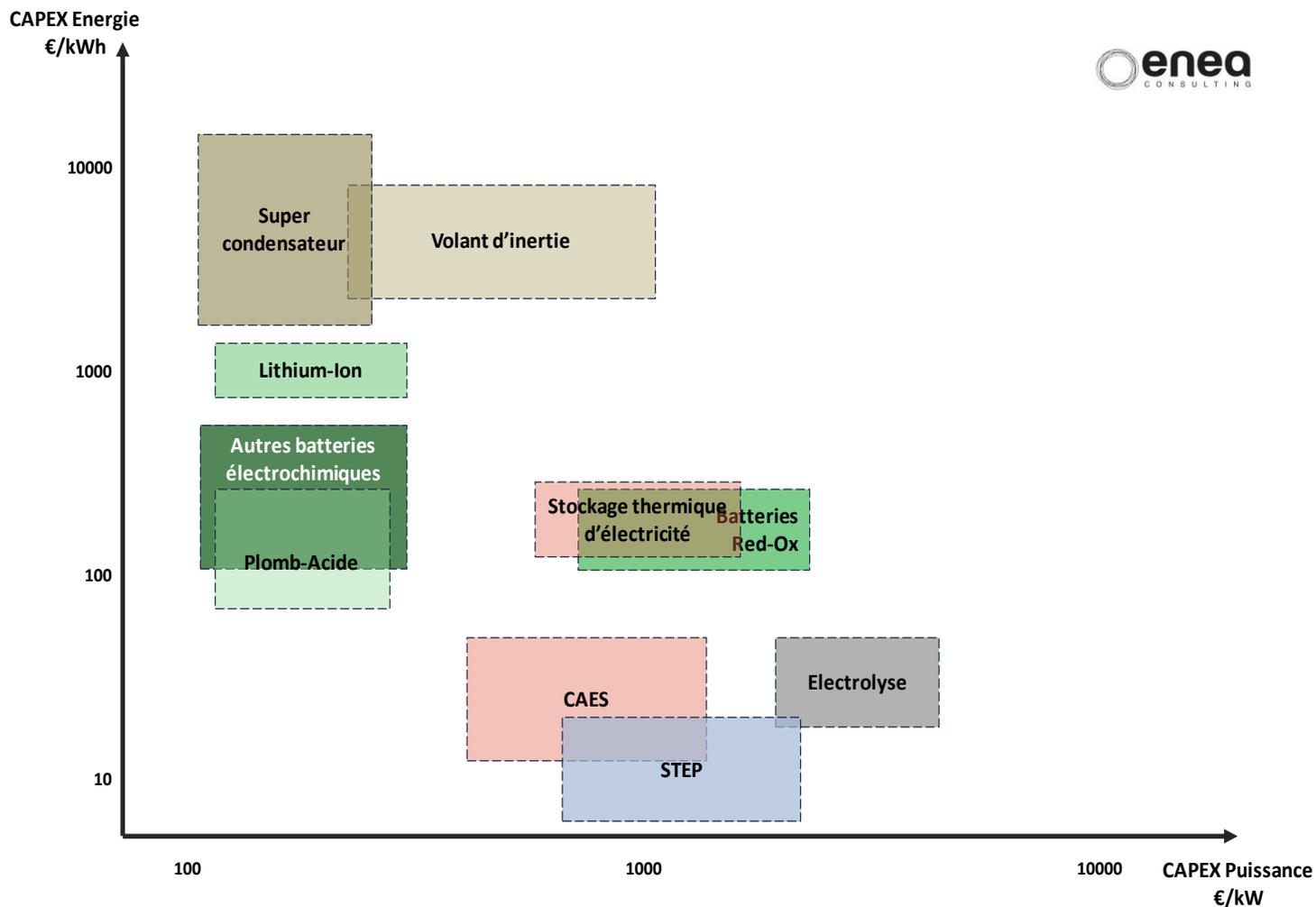
- | Chauffage électrique (ECS, pompe à chaleur...) et stockage de chaleur
⇒ permet de déplacer les usages électriques à moindre coût
- | Cogénération avec stockage de chaleur
⇒ permet de piloter la cogénération en fonction des prix élec et non pas des débouchés chaleur

TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ENERGIES

DES TECHNOLOGIES DIVERSIFIÉES POUR RÉPONDRE À CES BESOINS VARIÉS



DES CAPEX FORTEMENT DIFFÉRENCIÉS SELON LES TECHNOLOGIES

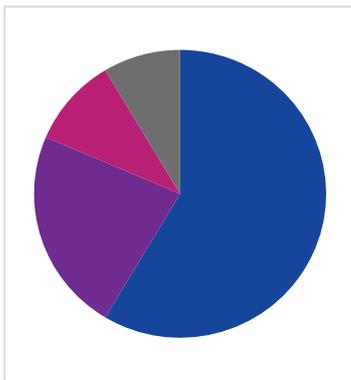


$$\text{CAPEX [€/kW]} = \text{CAPEX puissance [€/kW]} + \text{CAPEX energie [€/kWh]} \times \text{temps de décharge [h]}$$

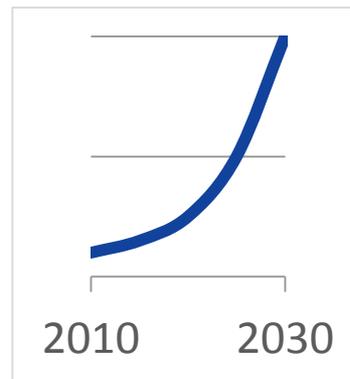
4 Évaluation des performances techniques à 2030

4 Projection des coûts à 2030

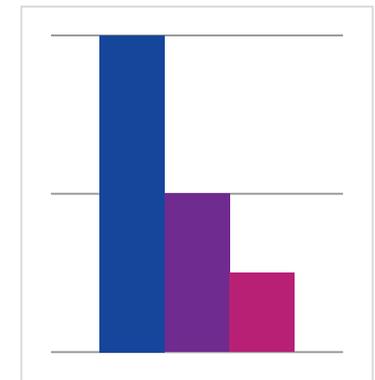
- | Décomposition des différents postes de coût du système en 2013
- | Projection des coûts par taux d'apprentissage, en fonction d'hypothèses de volumes de marchés entre 2013 et 2030.
- | Valeur la plus probable des coûts 2030 déterminée par une méthode de Monte Carlo



Décomposition des coûts

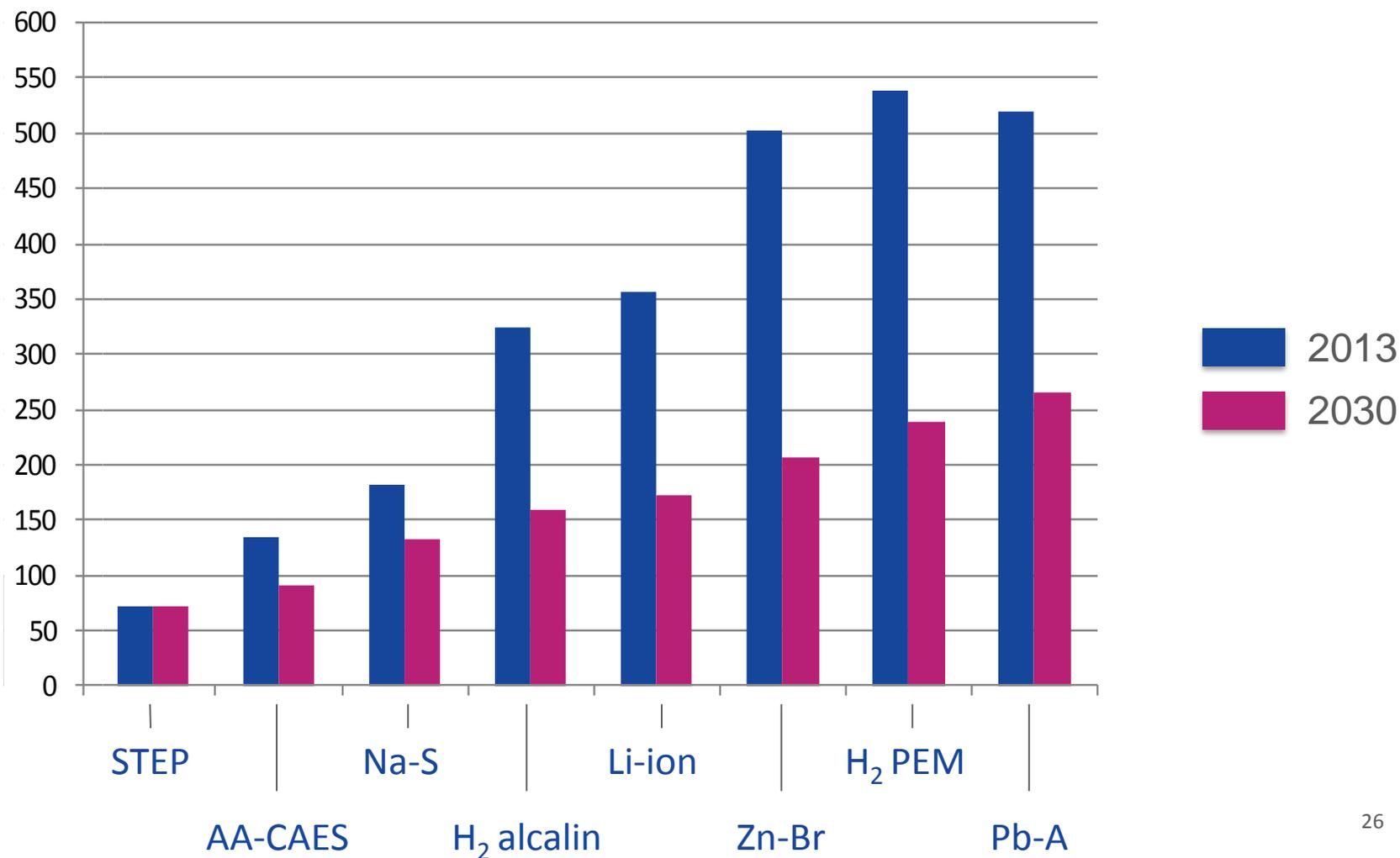


Effet volume



Diminution des coûts

4 Évolution des LCOS (€/MWh délivré) pour les technologies de stockage d'électricité entre 2013 et 2030 sur le segment France



SYNTHÈSE ET RECOMMANDATIONS

4 Contexte France métropolitaine (stockage d'électricité)

- | Une capacité de stockage installée déjà importante (13 GW hydro, 4,3 GW STEP)
- | Des consommations électriques pouvant être déplacées (par ex. 13 à 20 TWh pour l'eau-chaude sanitaire)
- | Forte interconnexion avec les pays frontaliers

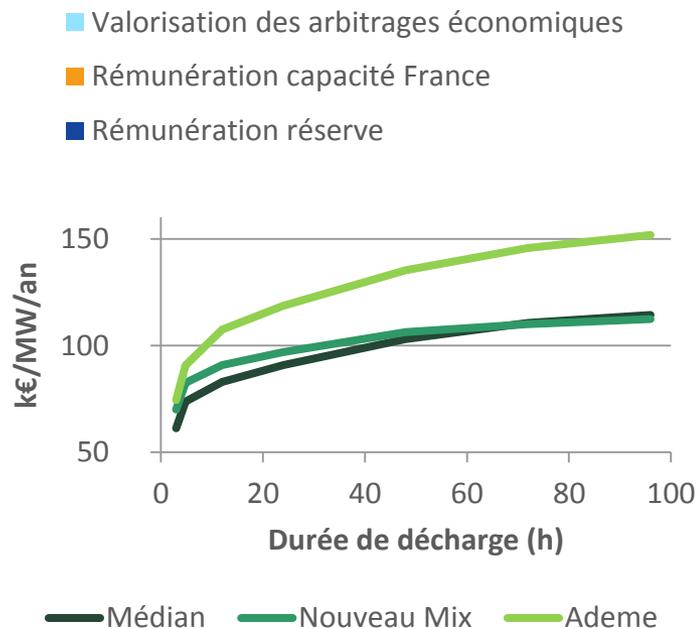
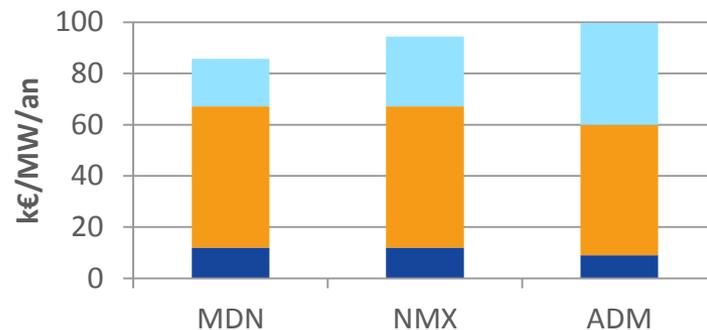
4 Valorisation

- | 60 à 150 k€/MW/an en fonction de la durée de décharge

4 Des besoins complémentaires

- | 1 GW à 2 GW de STEP
- | 600 MW de stockage dédié à la réserve tournante (sous contrainte de faisabilité technique)

Valorisation brute pour 1 MW (stockage 5h et rendement 80%)



4 Contexte insulaire (stockage d'électricité)

- | Coûts de production d'électricité élevés
- | Forte variation de demande et de la production intermittente

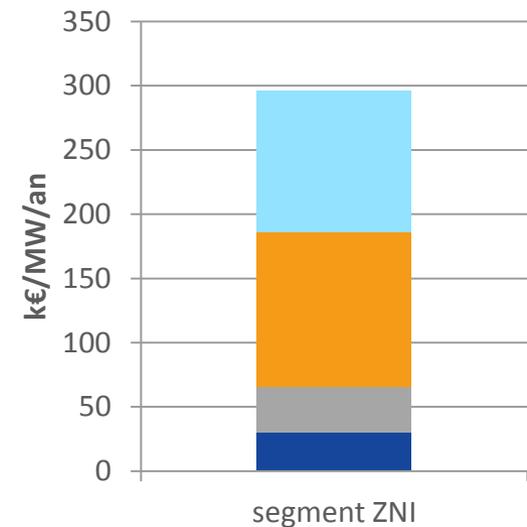
4 Valorisation

- | 200 à 350 k€/MW/an

4 Potentiel

- | 200-400 MW pour les DROM-COM
- | Potentiel important pour les zones faiblement interconnectées
- | Pour de multiples technologies (CAES, STEP marines, batteries Li-Ion, Pb-A, Zn-Br...)

Valorisation brute pour 1 MW
(stockage 5h et rendement 70%)



- Valorisation des arbitrages économiques
- Rémunération capacité ZNI
- Réduction des arrêts-démarrages
- Rémunération réserve

4 Le stockage de chaleur permet :

- | D'arbitrer entre les combustibles
- | De mieux piloter la cogénération vis-à-vis des marchés électriques
- | De réduire les coûts d'investissement

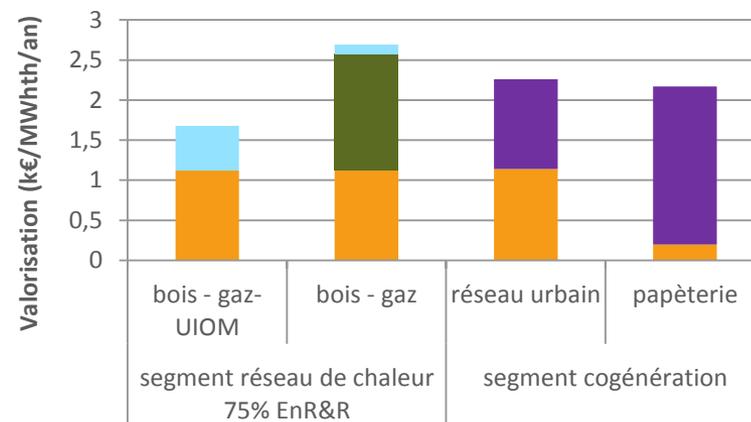
4 Valorisation

- | 1500 à 2500 €/MWh_{th}/an

4 Potentiel

- | 5 à 10 GWh_{th} capacité de stockage installée

Valorisation brute
(stockage de chaleur)



- Meilleur pilotage de la cogénération
- Arbitrage (économie de combustible pour la chaleur)
- Economie CAPEX bois (économie d'échelle)
- Economie CAPEX gaz (pointe)

- 4 Rémunérer le stockage d'énergies à hauteur des services rendus
 - | Permettre au stockage de participer au marché capacitaire
 - | Inciter par la structure des tarifs à une bonne utilisation du stockage
 - | Conserver les droits attachés à l'énergie lorsqu'elle est stockée (certificats, obligation d'achat, EnR&R...)
 - | Limiter les taxes et contributions à l'énergie réellement consommée (CSPE notamment)

- 4 Valoriser la flexibilité de la demande électrique avec les moyens de stockage d'énergies
 - | Déjà présents (eau chaude sanitaire par exemple)
 - | Ou à venir (pilotage de la charge des véhicules électriques notamment)
 - | **Enjeux de 100 à 300 M€/an**

- 4 Réaliser le potentiel de stockage d'énergies identifié
 - | 1 à 2 GW de STEP en métropole
 - | 200 à 400 MW de stockage électrique distribué DROM-COM
 - | 5 à 10 GWh_{th} capacité de stockage de chaleur

- 4 Mettre en place un programme ambitieux de R&D et de démonstrateurs pour préparer les filières d'excellence de demain (réserve primaire, stockage réparti intelligent, etc.)

- 4 Faire des DROM-COM un champ actif d'expérimentation et un tremplin pour l'export



Merci pour votre attention !

laurent.fournie@artelys.com

+33 1 44 77 89 00

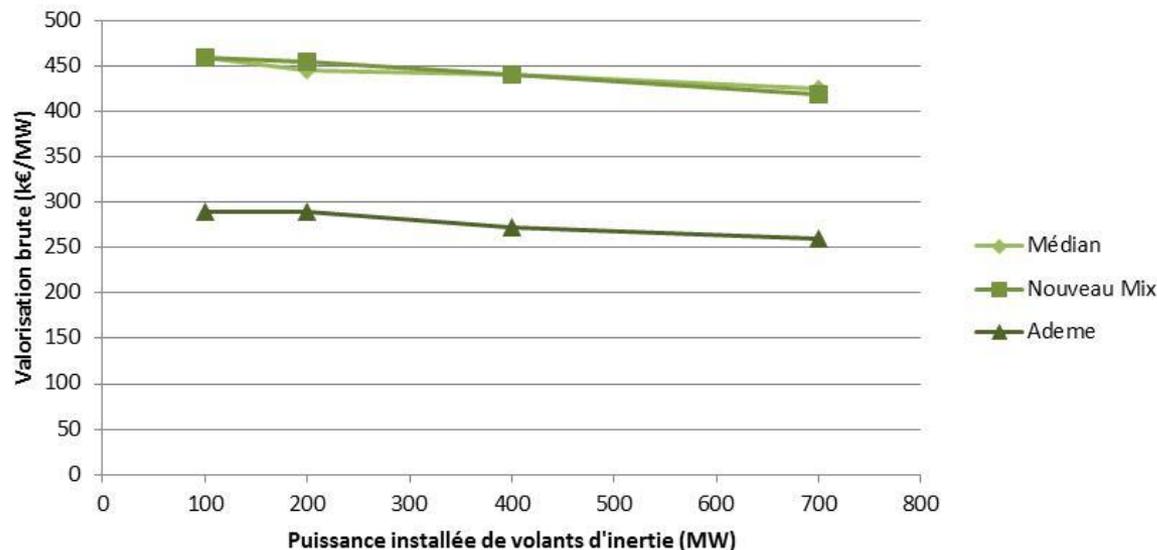
ANNEXES

- 4 Une valeur complémentaire de 5 à 20k€/MW/an si le stockage participe à la réserve tournante
- 4 Une valeur qui dépend
 - | De sa capacité à fournir de la réserve (par défaut 12% de la puissance produite)
 - | De sa capacité à fournir de la réserve en stockage

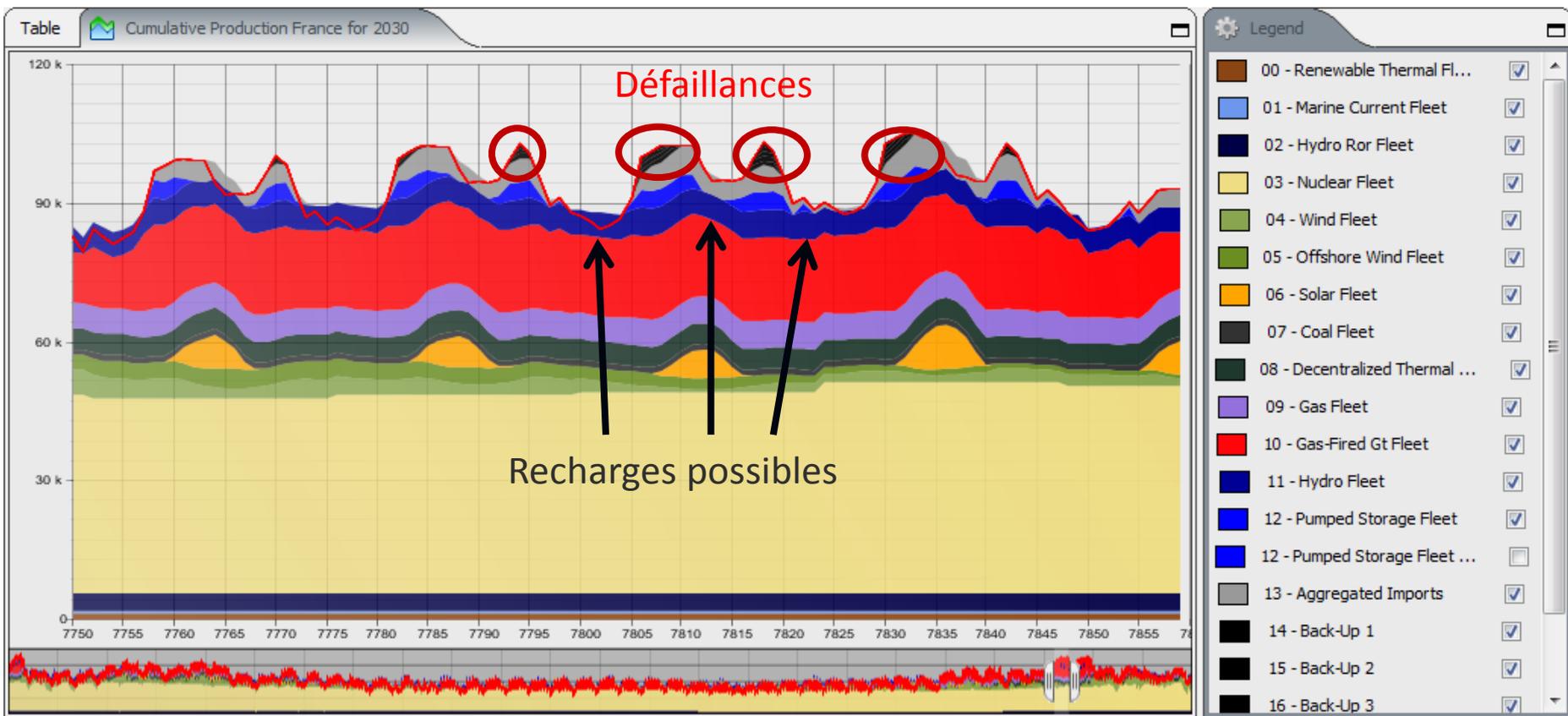
	stockage 20h ne pouvant participer à la réserve qu'en turbinage	stockage 20h pouvant participer à la réserve en pompage et en turbinage
valorisation complémentaire	5 k€/MW/an	16 k€/MW/an

4 Cas d'un stockage très réactif dédié à la fourniture de réserve

- | Ex: volants d'inerte, batterie Li-ion
- | Diminue les besoins de réserve tournante à satisfaire par les unités de production et donc les coûts de production
- | 250 à 450 €/kW/an de valorisation brute
- | Nécessite une expérimentation pour valider la faisabilité technique

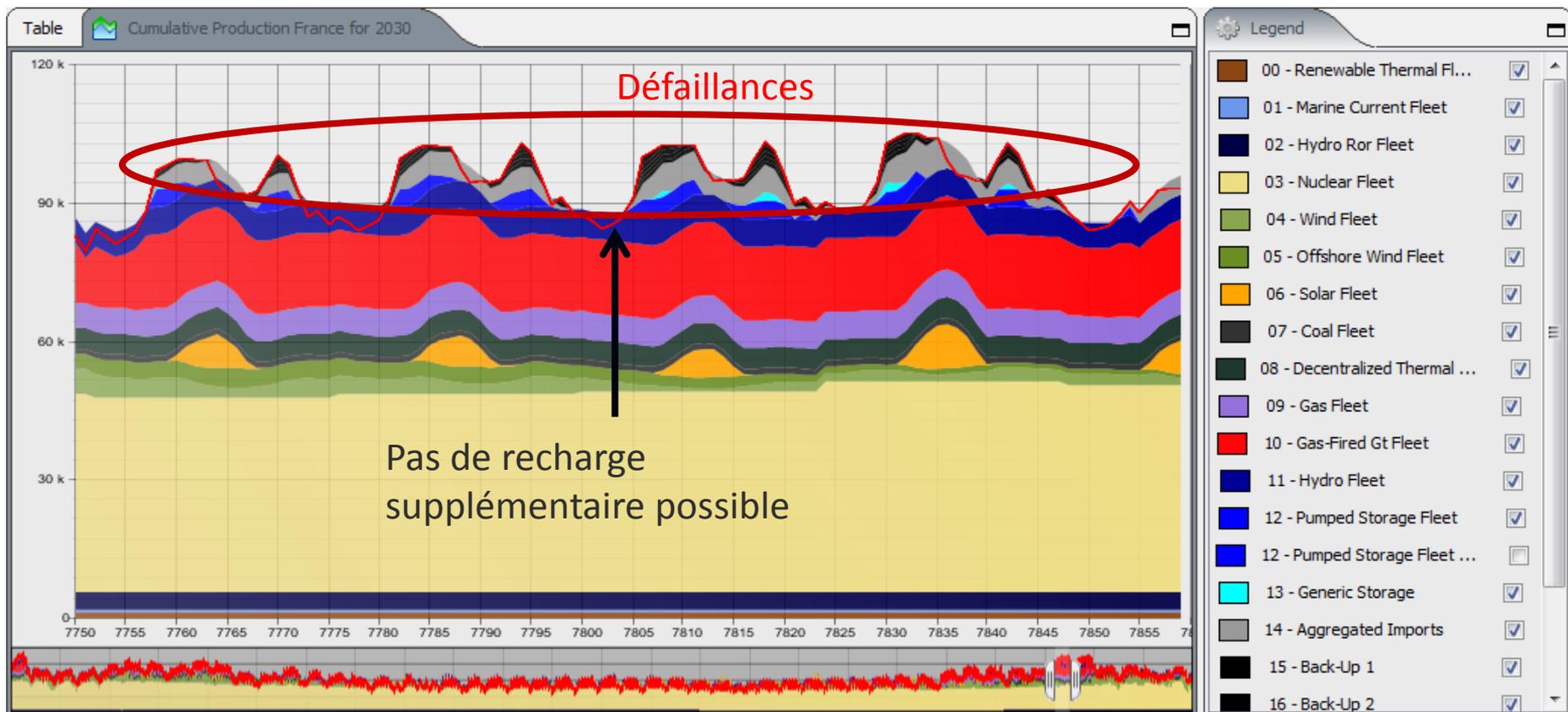


4 Un stockage de courte durée (5h) permet de passer la pointe (premier MW)



Exemple de situation dimensionnante (scenario MDN)

- 4 Si on remplace 2 GW de TAC par 2 GW de stockage de courte durée (5h), le stockage ne permet plus de passer la pointe



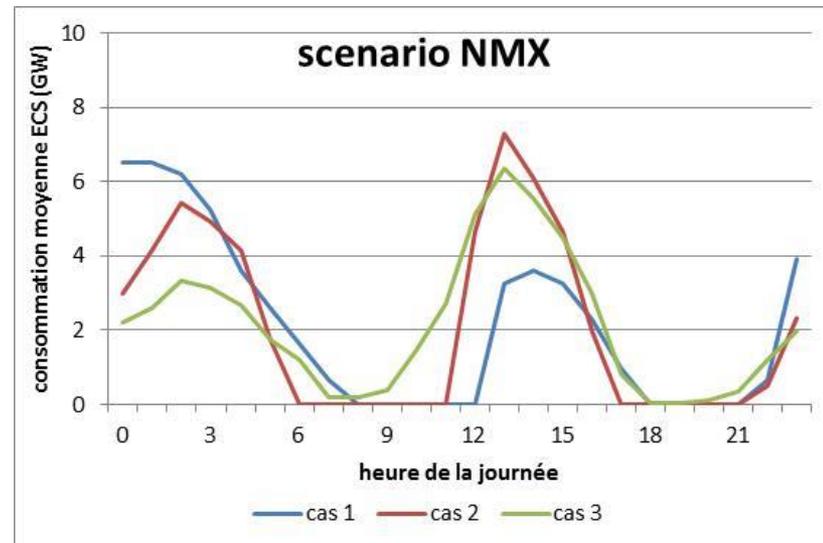
Exemple de situation dimensionnante (scénario MDN)

4 Pilotage de l'eau-chaude sanitaire

- | 19TWh pour RTE et 13TWh pour Ademe, 8GW de pointe
- | Cas 1 : heures actuelles (référence)
- | Cas 2 : heures fixes mais bien placées
- | Cas 3 : heures optimisées chaque jour de l'année
- | Remarque : une partie de l'ECS échappe au signal tarifaire HP/HC

Économies par rapport au cas 1 (millions d'€)

	Cas 2	Cas 3
MDN	0	40
NMX	40	80
ADM	50	90

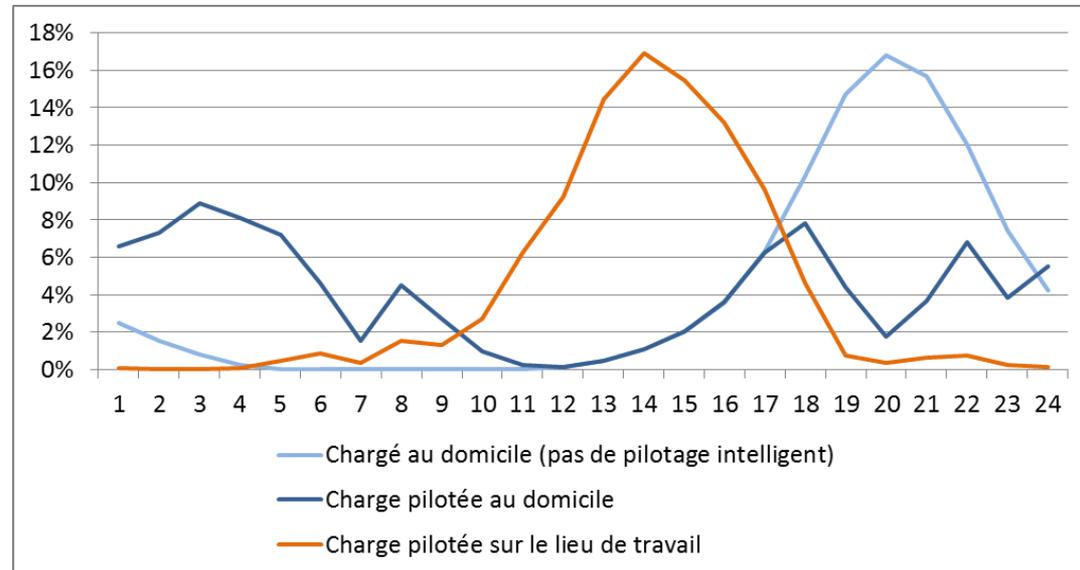


4 Pilotage de la charge des véhicules électriques

- | 13,8 TWh pour Médian, 25,6 TWh pour Nouveau Mix et 5,2 TWh pour Ademe
- | Cas 1 : chargé au domicile dès que le véhicule arrive
- | Cas 2 : charge pilotée au domicile
- | Cas 3 : charge pilotée sur le lieu de travail

Économies par rapport au cas 1 (millions d'€)

	Cas 2	Cas 3
MDN	70	120
NMX	140	320
ADM	30	80



- 4 Utilisation du « Levelized Cost of Storage » pour comparer les technologies
 - | C'est-à-dire la somme des coûts actualisés, divisée par la somme de l'énergie restituée actualisée sur le cycle de vie.
 - | Calculé hors coût d'achat d'électricité
 - | Un équivalent au LCOE utilisé fréquemment pour les EnR
- 4 Permet de prendre en compte les OPEX et les performances techniques en plus du CAPEX
- 4 Mais en contrepartie, le LCOS dépend du contexte dans lequel il est calculé (notamment du cyclage)

4 Comparaison des LCOS (€/MWh délivré) pour les principales technologies de stockage d'électricité en 2013 sur le segment France (sauf stockages ultra-rapides)

