

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

---

Rapport final – juillet 2017

*Étude mandatée par la Commission de régulation de l'énergie*



# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

---

# SOMMAIRE

SOMMAIRE .....	3
SYNTHESE .....	7
Phase 1 :.....	7
Évaluation de la valeur nationale de la flexibilité pour le RPD .....	7
Phase 2 :.....	10
Mécanismes de mobilisation et de valorisation des solutions de flexibilité à l'échelle locale .....	10
Phase 3 :.....	13
Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux existants ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale .....	13
ETUDE.....	17
1. Évaluation de la valeur nationale de la flexibilité à l'échelle locale .....	17
1.1. Méthodologie d'analyse .....	17
1.1.1. Objectifs et définitions.....	17
1.1.2. Évaluation de la valeur nette d'une solution de flexibilité .....	17
1.1.3. Périmètre retenu pour l'étude .....	18
1.1.4. Cinq configurations analysées.....	19
1.2. Configuration n°1 : contraintes en injection sur les postes sources .....	19
1.2.1. Valeur brute .....	19
1.2.2. Valeur nette .....	21
1.3. Configuration n°2 : contraintes en soutirage sur les postes sources .....	23
1.3.1. Valeur brute .....	23
1.3.2. Valeur nette .....	25
1.4. Configuration n°3 : contraintes en injection sur le réseau HTA.....	28
1.5. Configuration n° 4 : contraintes sur les postes HTA/BT .....	28
1.5.1. Valeur brute .....	28
1.5.2. Valeur nette .....	29
1.6. Configuration n°5 : valeur en conduite pour des contraintes en soutirage sur les postes sources et le réseau HTA.....	30
1.6.1. Coupures en cas d'incidents simples .....	30
1.6.2. Coupures en cas de travaux.....	32
1.7. Synthèse des résultats obtenus sur les 5 configurations étudiées .....	33
1.7.1. Valeur brute, valeur nette et nombre de cas .....	33
1.7.2. Intérêt des différentes configurations pour l'élaboration d'un <i>market design</i> .....	34
2. Mécanismes de mobilisation et de valorisation des solutions de flexibilité à l'échelle locale .....	36
2.1. Composantes définissant un mécanisme de mobilisation et de valorisation .....	36
2.1.1. Méthodes de souscription.....	36

2.1.2.	Produit .....	37
2.1.3.	Demande .....	37
2.1.4.	Méthodologie de fixation du prix.....	37
2.1.5.	Règles d'accès au mécanisme.....	37
2.1.6.	Activation .....	37
2.1.7.	Risque.....	37
2.2.	Mécanismes permettant la mobilisation et la valorisation de la flexibilité à l'échelle locale 37	
2.2.1.	Identification des mécanismes possibles .....	37
2.2.2.	Critères d'évaluation des mécanismes.....	38
2.2.3.	Mécanismes privilégiés.....	39
2.2.4.	Mécanismes non retenus .....	40
2.2.5.	Synthèse .....	41
2.3.	Description détaillée et analyse des forces et faiblesses des mécanismes retenus.....	41
2.3.1.	Nouvelles solutions de raccordement.....	41
2.3.2.	Evolution des S3REnR .....	42
2.3.3.	Contractualisation .....	44
2.3.4.	Option « GRD » pour les flexibilités existantes sans engagement .....	46
2.4.	Problématiques transverses aux différents mécanismes .....	47
2.4.1.	Formalisation du produit acheté .....	47
2.4.2.	Mise en concurrence limitée par la profondeur du marché .....	48
2.4.3.	Structure de la valorisation : « souscription » versus « activation ».....	48
2.4.4.	Evaluation du « prix acceptable » de la flexibilité.....	49
2.4.5.	Couverture du risque .....	49
2.4.6.	Infrastructure pour l'activation .....	51
3.	Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale .....	52
3.1.	Mise en situation de la mobilisation d'une flexibilité locale et identification des problématiques associées.....	52
3.2.	Criticité des problématiques et complexité des solutions selon le contexte d'apparition..	55
3.2.1.	Impact du design du mécanisme de mobilisation locale (service vs. énergie).....	56
3.2.2.	Temporalité d'activation.....	56
3.2.3.	Mécanismes avec ou sans engagement .....	57
3.3.	Niveau d'importance des différentes problématiques identifiées .....	57
3.3.1.	Importance des problématiques selon le mécanisme envisagé.....	57
3.3.2.	Mise en application des conflits d'activation entre mécanismes locaux et mécanismes nationaux.....	58
3.4.	Dispositifs à mettre en place pour faire face à ces problématiques.....	60
3.4.1.	Solutions envisageables .....	60
3.4.2.	Mise en place de pénalités correctement calibrées .....	64

3.4.3. Conclusions sur les dispositifs à mettre en place à court-terme pour faire face à ces problématiques.....	66
3.5. Problématiques détaillées : sollicitation (ou exclusion) d'un sous-ensemble de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé.....	67
3.6. Problématiques détaillées : effets collatéraux de la mobilisation d'un mécanisme local (resp. national) à l'échelle nationale (resp. locale).....	70
3.6.1. Amplification des contraintes d'une échelle (nationale/locale) par l'activation de flexibilités à l'autre échelle (locale/nationale).....	70
3.6.2. Ecart sur les périmètres d'équilibre causés par l'activation de flexibilités locales.....	71
3.7. Problématiques détaillées : conflits d'activation.....	72
3.7.1. Gestion non coordonnée de la disponibilité du stock de ressources de flexibilités entre les différents mécanismes.....	72
3.7.2. Activations contradictoires et simultanées aux niveaux national et local.....	73
3.7.3. Activation locale réduisant le potentiel dynamique d'activation de flexibilités à l'échelle nationale.....	75
3.8. Problématiques détaillées : effets d'aubaines.....	76
3.8.1. Double valorisation d'une flexibilité répondant à un besoin unique.....	76
3.8.2. Valorisation d'une flexibilité qui n'existe pas (flexibilité fantôme).....	77
3.8.3. Acteur qui crée et résout sa propre contrainte pour récupérer un écart de valeur entre coût socialisé et rémunération.....	77
TABLE DES FIGURES.....	78
TABLE DES ABREVIATIONS.....	80

ANNEXES.....	81
Annexe 1 - Identification de la population de postes sources à étudier et coûts des travaux associés ..	81
Annexe 2 - Construction des profils de contrainte pour chaque poste source.....	81
Annexe 3 - Construction des 240 profils de contrainte pour chacun des 6 postes sources de la région Limousin ..	82
Annexe 4 - Résultats des cas d'étude menés par Enedis.....	83
Annexe 5 - Analyse de la corrélation entre les résultats des cas d'étude et les variables identifiées .	83
Annexe 6 - Régression multi-variables.....	84
Annexe 7 - Diversité des départements choisis pour évaluer la part des postes HTA/BT en contrainte.	84
Annexe 8 - Evaluation du coût de renforcement des postes HTA/BT ..	85
Annexe 9 - Analyse de la valeur nette de la flexibilité selon des scénarios plus ou moins favorables	86
Annexe 10 - Présentation des schémas de flexibilité envisagés pour la conduite.....	86
Annexe 11 - Méthodologie utilisée pour l'analyse de la valeur en conduite ..	87
Annexe 12 – Evaluation des points forts et des points faibles des mécanismes proposés ..	87
Annexe 13 – Signal tarifaire raccordement : description détaillée et analyses des forces et faiblesses ..	88
Annexe 14 – TURPE pointe mobile (en injection) : description détaillée et analyses des forces et faiblesses ..	89
Annexe 15 – TURPE pointe mobile (en soutirage) : description détaillée et analyses des forces et faiblesses ..	90
Annexe 16 – Tarif d'achat régulé de la flexibilité : description détaillée et analyses des forces et faiblesses ..	91
Annexe 17 – Marché local en J ou en J-1 : description détaillée et analyses des forces et faiblesses	92
Annexe 18 – Investissement et exploitation par le GRD : description détaillée et analyses des forces et faiblesses ..	93

# SYNTHÈSE

Les réseaux de distribution français connaissent une forte augmentation des raccordements d'actifs de production d'énergies renouvelables<sup>1</sup> ainsi qu'une hausse structurelle de la pointe de consommation susceptibles d'engendrer des contraintes sur les infrastructures et, donc, des besoins de renforcements<sup>2</sup>.

En parallèle, le développement de gisements de flexibilités<sup>3</sup> décentralisées, stimulé par les mécanismes déjà existants pour la gestion de l'équilibre offre-demande (EOD) et celle des contraintes sur le réseau public de transport (RPT), et la baisse des coûts de certaines technologies offrent de nouvelles solutions alternatives aux renforcements pour les gestionnaires de réseaux de distribution.

Une étude menée par la CRE et publiée en 2016<sup>4</sup> avait pour objectif d'analyser une quinzaine de « cas d'étude », qui sont des situations types de contraintes se voulant illustratives, afin de quantifier la valeur potentielle nette<sup>5</sup> unitaire de la flexibilité sur les réseaux de distribution et les rationnels économiques sous-jacents. Elle a montré de façon théorique que le recours à la flexibilité pouvait avoir une valeur nette positive pour la gestion des réseaux de distribution, dans certains des cas d'étude décrits.

L'objet de la présente étude est de compléter et poursuivre l'analyse précédente, afin de déterminer la valeur nationale de la flexibilité pour les réseaux publics de distribution (RPD) à l'échelle de la France métropolitaine continentale, d'analyser les différents mécanismes de mobilisation et de valorisation de la flexibilité à l'échelle locale, et enfin d'apporter un éclairage sur l'articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux existants, ainsi que sur les effets d'aubaines envisageables.

## Phase 1 : Évaluation de la valeur nationale de la flexibilité pour le RPD

---

La première étape de l'étude consiste à évaluer le potentiel global de la flexibilité à l'échelle nationale vis-à-vis de la gestion des RPD d'électricité. La flexibilité peut apporter localement une valeur économique par deux mécanismes :

- Abaisser ponctuellement le niveau de contrainte sur un matériel afin de différer voire éviter son renforcement (**en planification : valeur du report d'investissement ou de son évitement**) ;
- Réalimenter plus rapidement une partie des clients coupés, ou bien réduire le nombre de coupures occasionnées dans des situations de travaux ou d'incidents sur le RPD (**en conduite : valeur économisée de l'énergie non distribuée**).

---

<sup>1</sup> De plus en plus de producteurs d'énergie renouvelable viennent à se raccorder au réseau de distribution.

<sup>2</sup> Investissement sur un matériel du réseau (ici transformateurs HTB/HTA (haute tension vers basse tension), réseau HTA (moyenne tension) ou transformateurs HTA/BT (moyenne tension vers basse tension)) pour augmenter sa capacité en injection ou en soutirage.

<sup>3</sup> Dans cette étude, la flexibilité est définie comme une augmentation ou une diminution temporaire de l'énergie échangée avec le réseau, pilotée en temps réel (de manière manuelle ou automatique) selon les besoins du gestionnaire de réseaux et en fonction de la situation locale.

<sup>4</sup> *Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution*, CRE, janvier 2016.

<sup>5</sup> C'est-à-dire la valeur nette résultante de l'écart entre le bénéfice potentiel de la flexibilité (c'est-à-dire la valeur du report des investissements de renforcement qu'elle permet) et les coûts de la flexibilité associés.

Cinq configurations<sup>6</sup> ont été analysées : quatre en planification, la cinquième configuration correspondant à l'analyse de la valeur en conduite. Ces configurations sont définies selon les types de matériel, de contrainte et de besoin auxquels la flexibilité répond<sup>7,8</sup> :

- Contraintes en injection sur les postes sources (*postes de transformation de la haute tension en moyenne tension*),
- Contraintes en soutirage sur les postes sources,
- Contraintes en injection sur le réseau HTA (*réseau de moyenne tension*),
- Contraintes sur les postes HTA/BT (*postes de transformation de la moyenne tension en basse tension*) (en injection et en soutirage),
- Coupures en cas de travaux ou d'incidents sur le réseau.

**1** À la maille nationale, la valeur brute<sup>9</sup> annuelle de la flexibilité pour le réseau de distribution est comprise entre 20 et 60 M€/an sur l'ensemble de la France. Une fois les coûts de la flexibilité déduits, la valeur nette<sup>10</sup> est estimée dans une fourchette de 11 à 18 M€/an.

Ces estimations ont été réalisées avec un horizon de moyen terme (2020 ou 2030 selon les cas) pour le territoire national métropolitain.

**2** Si les cinq types de configurations étudiées ont une valeur brute positive, seules quatre conservent une valeur nette positive, après soustraction du coût des flexibilités : la configuration portant sur les postes HTA/BT est écartée.

En effet, la configuration relative aux situations de contraintes sur des postes HTA/BT présente une **valeur nette quasi nulle**. La rentabilité de ce cas de figure exige des conditions très restrictives (coût de renforcement du matériel « élevé », un nombre de sites réalisant la flexibilité inférieur à 3, une durée d'utilisation de la flexibilité de plusieurs années). Ces prérequis s'expliquent par la faible taille des équipements, dont le coût de renforcement est faible (de l'ordre de quelques milliers d'euros), ce qui est défavorable à ce que la flexibilité constitue une alternative moins coûteuse. Cette configuration est donc écartée pour l'heure. À plus long terme, des ruptures technologiques, notamment dans le contrôle-commande des flexibilités, pourraient laisser envisager un cadre économique plus favorable.

---

<sup>6</sup> Une configuration est définie par une cause de la contrainte (injection/soutirage), et un matériel (poste source, réseau HTA, transformateur HTA/BT). Pour chaque configuration, une méthodologie d'évaluation de la valeur locale de la flexibilité a été définie

<sup>7</sup> L'étude n'a pas été étendue au matériel en dessous des postes HTA/BT (ouvrages BT) pour deux raisons principales : le foisonnement de la consommation et de la production y est faible (capacité à prévoir, anticiper et observer les contraintes sur le réseau BT manquant encore de maturité à date) et peu de données sont disponibles à cette échelle (limitant fortement les possibilités d'analyses).

<sup>8</sup> La configuration relevant de contraintes en soutirage sur le réseau HTA n'a pas été intégrée au périmètre de l'étude. En effet, les GRD observent que les contraintes en schéma normal sur le réseau HTA sont très rares et les contraintes en schéma dégradé sont difficiles à anticiper (multiplicité de configurations d'incidents possibles). Or, la flexibilité n'est utile que si elle est positionnée au bon endroit sur le réseau HTA, ce qui est impossible à prévoir.

<sup>9</sup> C'est-à-dire le gain direct permis par la flexibilité sur l'un ou l'autre des deux besoins identifiés à savoir le report d'investissement ou la valeur en conduite (reprise de clients coupés ou réduction du nombre de coupures).

<sup>10</sup> C'est-à-dire la différence entre la valeur brute et le coût de mise en place de la flexibilité.

Configurations étudiées	Valeur brute	Valeur nette	Occurrence	Niveau d'intérêt pour la flexibilité
1 Postes source / injection	5-10 M€/an	1-3 M€/an	15 à 30 cas/an	● <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette substantielle</li> <li>Nombre de cas locaux limité</li> <li>Domaine d'intérêt prioritaire pour la mise en place d'un <i>market design</i></li> </ul>
2 Postes sources / soutirage	0 à 18 M€/an <i>Hypothèse centrale 8M€/an</i>	→ 1,5 - 4 M€/an	~15 cas/an	◐ <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette intéressante mais soumise à de fortes incertitudes</li> <li>Valeur unitaire élevée</li> <li>Besoin d'attester de la maturité de la flexibilité par ailleurs avant d'aller sur cette configuration</li> </ul>
3 Réseau HTA / injection	> 5M€/an	~5 M€/an	~15 à 20 cas/an	● <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette substantielle</li> <li>Nombre de cas locaux limité</li> <li>Domaine d'intérêt prioritaire pour la mise en place d'un <i>market design</i></li> </ul>
4 Postes HTA/BT	9-20 M€/an (majorant)	~0 M€/an → Valeur positive uniquement dans des situations locales très favorables	Potentiel de ~2000 cas/an → Part de cas où une profitabilité est positive inconnu	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette quasi-nulle</li> <li>Profitabilité soumise à des conditions fortes</li> <li>Nombre de cas élevés</li> <li>Domaine d'intérêt le moins prioritaire</li> </ul>
5 Valeur en conduite	Incidents simples ~3M€/an Travaux 1 à 5 M€/an	~3M€/an 1 à 3 M€/an	~1000 cas/an 2000 à 6000 cas/an	◐ <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette totale élevée mais valeur unitaire faible compte tenu du nombre de cas</li> <li>Caractère opportuniste à intégrer</li> <li>Moyen d'expérimenter la viabilité de la flexibilité locale avec un risque moindre que sur le report d'investissement</li> </ul>

Figure 1 - Valeurs brute et nette de la flexibilité pour la gestion des RPD d'électricité sur les cinq configurations

**3** Sur chacune des quatre configurations retenues, la valeur nette annuelle de la flexibilité varie entre 1 et 5 M€/an. Le nombre d'occurrences des situations auxquelles des flexibilités bien localisées pourraient répondre est de quelques dizaines de cas par an, sauf pour la configuration en conduite où il est potentiellement de quelques milliers de cas par an, avec des valeurs par cas beaucoup plus faibles<sup>11</sup>.

Le recours à de la flexibilité pour répondre à **des contraintes en injection sur les postes sources** ou **sur le réseau HTA** représente une valeur nette annuelle élevée (1 à 3 M€/an pour les postes sources, près de 5 M€/an pour le réseau HTA) couplée à un nombre de cas limité (entre 15 et 30 cas/an pour chaque matériel) et une mise en œuvre plus aisée que les autres situations. Ces configurations sont celles où la flexibilité est la plus simple à mettre en place : l'offre est toujours présente (car à l'origine de la contrainte) et les conséquences pour les acteurs sont minimales (écrêtement, ne nécessitant pas de modification des usages) ; sa mise en œuvre se limite à une simple indemnisation de l'énergie non produite. Elles constituent le champ **le plus prometteur** pour la définition et la mise en place de règles facilitant ou encourageant l'utilisation des flexibilités.

La configuration propre aux **contraintes en soutirage sur les postes sources** présente une valeur nette de l'ordre de **1,5 à 4 M€/an**. Ce résultat est soumis à de fortes incertitudes, aussi bien sur la valeur brute que sur la valeur nette, qui dépendent toutes deux de la localisation des contraintes et des flexibilités. Les contraintes en soutirage sont plus complexes à gérer que celles en injection : elles sont principalement présentes lorsque le réseau n'est pas complètement opérationnel (c'est-à-dire lorsqu'un ouvrage du réseau est défaillant). Toutefois, le faible nombre de cas associé à une valeur brute unitaire assez élevée (plusieurs dizaines de milliers d'euros par cas) rendent cette **configuration intéressante** pour la mise en place d'un *market design*.

La configuration relative aux **coupures en cas de travaux ou d'incidents** présente une valeur estimée **entre 4 et 6 M€/an**. Le nombre de cas concernés est élevé (plusieurs milliers), mais la valeur unitaire de chacun d'entre eux est en revanche faible. Le cadre de mobilisation et de valorisation à mettre en place devra intégrer cette caractéristique ; sa mise en œuvre reposera vraisemblablement sur une approche « opportuniste » : recours ponctuel par les GRD à de la flexibilité développée pour d'autres mécanismes présentant une meilleure visibilité pour le développeur, et qui est valorisée sur ces mécanismes. L'utilisation de la flexibilité en conduite pourrait par ailleurs servir aux GRD de terrain d'expérimentation sur des cas de valeur unitaire moins importante (minimisation de l'impact en cas d'échec sur un cas expérimental car les coûts engagés seront moindres).

<sup>11</sup> Qui plus est, la mise en œuvre de cette configuration nécessite des flexibilités correctement localisées.

## Phase 2 : Mécanismes de mobilisation et de valorisation des solutions de flexibilité à l'échelle locale

Neuf mécanismes, permettant de mobiliser et de valoriser la flexibilité en définissant les modalités d'échange entre les fournisseurs de flexibilités et les gestionnaires de réseaux de distribution, sont étudiés :

INJECTION	SOUTIRAGE
<b>Solutions intelligentes de raccordement - injection</b> <i>Solution de raccordement alternative incluant une option à la main du GRD d'écrêter un certain nombre d'heures annuellement en échange d'un coût du raccordement réduit</i>	<b>Solutions intelligentes de raccordement - soutirage</b> <i>Solution de raccordement alternative incluant une option à la main du GRD d'activer la flexibilité sur un certain nombre d'heures annuellement en échange d'un coût du raccordement réduit</i>
<b>Quote-part alternative pour les S3REnR</b> <i>Mise en place d'une quote-part alternative réduite (voire négative) dans le cadre des S3REnR, en échange d'un service d'écrêtement</i>	
<b>TURPE - pointe mobile</b> <i>Signal tarifaire dont l'activation est à la main du GRD, selon les clauses (fréquence, durée, localisation) définies par le tarif</i>	
<b>Contractualisation directe par le GRD</b> <i>Appel au marché par le GRD pour contractualiser de la flexibilité. Différents formats possibles : appel d'offres, dialogue concurrentiel, appel à manifestation d'intérêt</i>	<b>Exploitation opportuniste de la flexibilité par le GRD « option GRD »</b> <i>Appel à la flexibilité existante pour réaliser de la conduite. Sans engagement des acteurs</i>
<b>Tarif d'achat régulé de la flexibilité</b> <i>Tarif d'achat régulés (et fixes) permettant de rémunérer la flexibilité sur la durée en échange de services sur cette même durée</i>	
<b>Marché local en J-1 ou J</b> <i>Equivalent à un mécanisme d'ajustement défini à la maille locale</i>	
<b>Investissement et exploitation par le GRD</b> <i></i>	

Figure 2 - Mécanismes de mobilisation et de valorisation étudiés pour les contraintes en injection et en soutirage<sup>12</sup>

Chacun de ces mécanismes est évalué selon des critères maximisant l'efficacité technico-économique et opérationnelle<sup>13</sup>, afin de sélectionner les mécanismes à privilégier.

**4** Quatre mécanismes ressortent de l'évaluation et doivent être privilégiés : les « solutions intelligentes de raccordement » pour l'injection, une « quote-part alternative » pour les S3REnR, la « contractualisation directe » des flexibilités par le GRD et l'exploitation opportuniste de la flexibilité existante par le GRD dite « option GRD ». Ces mécanismes permettent de couvrir l'ensemble des configurations.

Les solutions intelligentes de raccordement, pour les contraintes en injection, sont actuellement étudiées par les GRD. Elles ont l'avantage d'utiliser un véhicule existant (proposition technique et financière, et convention de raccordement) et d'agir sur ce qui constitue l'origine des contraintes (les nouvelles installations de production). En revanche, seules les contraintes en injection sur le réseau

<sup>12</sup> TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité ; GRD : Gestionnaire de réseau de distribution ; S3REnR : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

<sup>13</sup> Les critères sont : obtention du meilleur gisement technico-économique possible de la flexibilité, minimisation du coût de transaction, visibilité pour les acteurs, contrôle du risque de défaillance, simplicité de mise en œuvre, contrôlabilité, objectivité et compatibilité du mécanisme. Ils sont définis dans le rapport

HTA et les nouvelles solutions de flexibilité<sup>14</sup> peuvent être ciblées<sup>15</sup> par ce mécanisme, limitant le parc dans lequel la flexibilité peut être appelée.

La mise en place d'une **quote-part alternative dans les S3REnR**<sup>16</sup> est complémentaire aux nouvelles solutions de raccordement : en s'appuyant sur les S3REnR déjà existants (qu'il conviendra de modifier pour les rendre compatibles), ce mécanisme a l'avantage de proposer à des flexibilités futures de répondre aux problèmes de contraintes sur les postes sources en injection.

La **contractualisation directe de la flexibilité par les GRD** permet une mise en concurrence et une participation de l'ensemble des flexibilités, existantes ou nouvelles, quelles que soient les technologies concernées. Ce procédé est plus lourd que les deux précédents : il nécessite une analyse et une spécification du besoin par le GRD, la mise en place d'un dialogue avec les différents offreurs de flexibilités ainsi que d'un contrôle accru de l'effectivité des flexibilités souscrites (pour les contraintes en soutirage). Cette complexité conduit à réserver ce mécanisme aux cas et aux zones ayant une valeur unitaire élevée et pour lesquels la concurrence a un intérêt (la profondeur d'offre doit y être suffisante). De fait, il est principalement adapté aux contraintes liées aux postes sources.

Enfin, la mise en place d'une **exploitation opportuniste de la flexibilité existante par les GRD**, « l'**option GRD** » est adaptée à la flexibilité pour la conduite : **ce mécanisme consiste à appeler des flexibilités existantes, sans engagement** (pas d'engagement des fournisseurs de flexibilités de fournir la flexibilité, pas d'engagement des GRD d'appeler la flexibilité), afin de répondre de manière souple aux besoins imprévisibles de la conduite du réseau. Ce mécanisme est facile à mettre en place, sans prise de risque pour l'ensemble des acteurs, avec un cadre souple pour l'ensemble des parties prenantes. Ce schéma est néanmoins strictement limité à une utilisation de la flexibilité en conduite : l'absence de garantie de disponibilité pour les GRD est néanmoins la contrepartie de la souplesse de ce mécanisme.

Ces quatre mécanismes permettent de répondre à l'ensemble des configurations à valeur, identifiées précédemment :

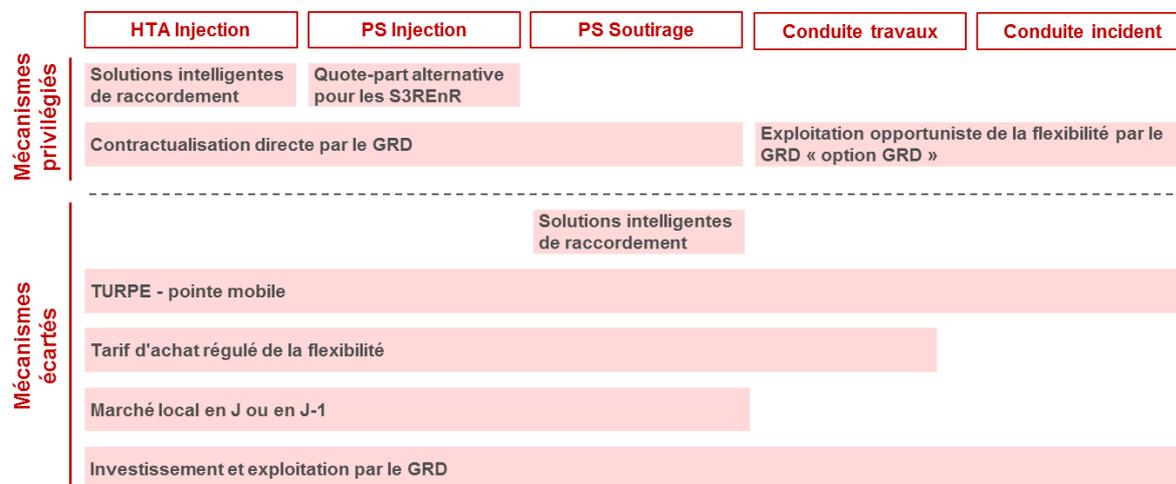


Figure 3 – Mécanismes privilégiés ou écartés pour valoriser et mobiliser les solutions de flexibilité à l'échelle locale

<sup>14</sup> C'est-à-dire les solutions de flexibilités venant à souscrire un nouveau contrat de raccordement.

<sup>15</sup> D'une part, les raccordements de flexibilités répondant à des contraintes directement sur les postes sources sont gérés par les S3REnR : ces flexibilités ne peuvent donc pas prendre part à ce mécanisme. D'autre part, pour bénéficier de ces solutions intelligentes de raccordement, il est nécessaire d'établir un nouveau contrat de raccordement avec le GRD : les solutions de flexibilité déjà raccordées au réseau ne peuvent donc pas participer.

<sup>16</sup> L'objectif des S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables) est de planifier les renforcements nécessaires sur le réseau pour le raccordement des énergies renouvelables, et d'en mutualiser le coût entre les nouvelles installations via une quote-part, définie à l'échelle régionale

**5 Les cinq autres mécanismes étudiés n'ont pas été retenus pour des raisons de complexité de mise en œuvre de ces mécanismes, de plus faible efficacité ou d'incompatibilité avec le statut de GRD.**

Le mécanisme de **TURPE à pointe mobile** créerait des situations inefficaces localement, en définissant un signal tarifaire national, touchant des milliers d'équipements du réseau, avec seulement quelques dizaines de cas par an pour lesquels la flexibilité générée aurait de l'intérêt. Par ailleurs, le niveau de visibilité et de garantie de participation obtenu par le GRD est trop faible pour lui permettre de reporter ses investissements sans un retour d'expérience significatif.

**Les solutions intelligentes de raccordement** ne sont pas adaptées aux contraintes en soutirage : les sites de soutirage n'ont pas les mêmes profils, contraintes et évolutions dans le temps que ceux d'injection. Contrairement aux sites en injection, il peut exister un écart significatif et variable entre puissance de raccordement (puissance maximale soutirée) et puissance souscrite (contractuelle). De plus, ce mécanisme pourrait ne pas être compatible avec le statut de GRD, ce mécanisme pouvant être assimilé à une activité sur le marché de l'effacement.

Un **tarif d'achat régulé de la flexibilité** serait complexe à mettre en œuvre ; un tel guichet ouvert n'apporterait pas un niveau de visibilité suffisant (sur le volume de flexibilité) pour permettre au GRD de valoriser la flexibilité.

Un **marché local en J ou en J-1** serait lourd à mettre en œuvre à une petite échelle et offre trop peu de visibilité aux acteurs. Un tel mécanisme serait concevable à moyen terme si des outils performants venaient à se développer, laissant envisager une automatisation quasi totale du mécanisme (type *smart contracts*<sup>17</sup>).

Enfin, **permettre au GRD d'investir et d'exploiter ses propres solutions** de flexibilité ne semble pas opportun dans la grande majorité des cas. Du fait des contraintes statutaires qui pèsent sur lui, le GRD ne pourrait pas amortir sa batterie sur d'autres mécanismes de valorisation que celui de la flexibilité pour son propre compte, ce qui affecterait la rentabilité d'une telle solution et la rendrait de facto moins compétitive qu'un service acheté à un tiers. Ce mécanisme serait donc uniquement envisageable en cas d'incapacité du marché à offrir de tels services ou bien dans le cas où un usage exclusif de la solution pour répondre à des besoins du GRD pourrait être justifié.

---

<sup>17</sup> Contrats de confiance établis entre deux entités permettant notamment d'effectuer des transactions décentralisées de façon numérique, automatisée et contrôlée et sans nécessiter une autorité ou une intervention centrale

### Phase 3 :

## Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux existants ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

La mise en situation opérationnelle des mécanismes retenus pour mobiliser la flexibilité locale conduit à anticiper plusieurs problématiques. Il est ainsi nécessaire de coordonner ces mécanismes locaux avec les mécanismes nationaux, afin de permettre aux flexibilités de maximiser la valeur générée, et donc d'en réduire le coût pour chaque besoin. Par ailleurs, il est nécessaire de s'assurer que la mise en place de mécanismes locaux ne crée pas d'effets d'aubaines.

Dans le détail, neuf problématiques spécifiques ont été identifiées, réparties en quatre catégories :

#### (i) Gestion d'un sous-ensemble de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé

- A** Sollicitation (ou exclusion) d'un sous-ensemble localisé de flexibilités au sein d'un portefeuille

#### (ii) Effets collatéraux de la mobilisation d'un mécanisme local (resp. national) à l'échelle nationale (resp. locale) :

- B** Amplification des contraintes d'une échelle (nationale/locale) par l'activation de flexibilités à l'autre échelle (locale/nationale)
- C** Ecarts sur les périmètres d'équilibre causés par l'activation de flexibilités locales

#### (iii) Conflits d'activations engendrés par le cumul de différents mécanismes :

- D** Gestion non coordonnée de la disponibilité du stock de ressources de flexibilités entre les différents mécanismes
- E** Activations contradictoires et simultanées aux niveaux national et local
- F** Activation locale réduisant le potentiel dynamique d'activation de flexibilités à l'échelle nationale

#### (iv) Effets d'aubaine pour les acteurs :

- G** Double valorisation d'une flexibilité répondant à un besoin unique
- H** Valorisation d'une flexibilité qui n'existe pas (flexibilité fantôme)
- I** Acteur qui crée et résout sa propre contrainte pour récupérer un écart de valeur entre coût socialisé et rémunération

Figure 4 - Problématiques associées à la mobilisation d'une flexibilité à l'échelle locale

**6** Les débats sur la coordination de la mobilisation de flexibilités, initialement développées pour le RPT, au service du local sont en cours. Ils ont permis de définir un certain nombre de points de convergence entre les acteurs, de structurer les enjeux et de définir certaines options. Les débats doivent être poursuivis pour permettre de converger sur les meilleures solutions ; les expérimentations réalisées pourront être prises en compte pour déterminer la solution définitive.

Des échanges entre les GRD et le GRT sur la coordination des différents mécanismes sont en cours. L'objectif de ces échanges est de :

- Permettre la participation de la flexibilité à de multiples mécanismes, tant que cela crée de la valeur pour la collectivité, ce qui permet de répartir les coûts sur ces différents mécanismes ;
- Minimiser le coût des conflits pour la collectivité : les conflits peuvent être traités de différentes manières et la solution choisie doit être optimale vis-à-vis des coûts à supporter pour la collectivité ;
- Caractériser et affecter les surcoûts engendrés par ces conflits : les conflits créent des coûts pour une ou plusieurs parties prenantes et le choix des acteurs supportant ces coûts doit être clarifié. L'objectif d'une coordination efficace est de ne pas faire porter des surcoûts qui pourraient être évités.

- Limiter les coûts de transactions pour les opérateurs de flexibilité : la participation à différents mécanismes génère des coûts de transaction supplémentaires.

Cependant, les débats sur ces questions sont toujours en cours. Ils devront définir la gouvernance à mettre en place pour spécifier et appliquer les règles de coordination, ainsi que le niveau d'intégration opérationnelle entre les échelles locale et nationale.

**7** **Trois questions de coordination ont été analysées et soulèvent des difficultés : (i) la gestion d'un sous-ensemble localisé de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé, (ii) l'apparition d'effets collatéraux à l'échelle nationale (resp. locale) en cas d'activation pour répondre à des besoins locaux (resp. nationale), (iii) pour une même flexibilité, il peut exister des conflits d'activation si elle participe à plusieurs mécanismes.**

**(i)** - La participation simultanée à un mécanisme national et à un mécanisme local d'une flexibilité pose **la question de l'activation restreinte, voire de l'exclusion (pour des raisons locales) de sous-ensembles de portefeuilles de flexibilités** initialement conçus au service du RPT. Cette question repose la question de la valeur du foisonnement et de l'agrégation : actuellement, les agrégateurs constituent des portefeuilles pour répondre à des produits définis nationalement, et une activation locale d'une partie du portefeuille interférerait avec cette activité. Une activation restreinte ou une exclusion permettrait néanmoins aux flexibilités de participer localement et nationalement en minimisant les conflits qui pourraient émerger. Les règles définissant les modalités d'une participation restreinte ou d'une exclusion seraient élaborées conjointement entre les gestionnaires de réseaux afin de gérer au mieux ces conflits.

Deux voies sont aujourd'hui explorées pour mettre en œuvre ces règles : celle d'une « plateforme commune » et celle d'une coordination entre deux mécanismes.

Le mécanisme d'ajustement (MA), géré actuellement par le GRT, est conçu pour répondre à la fois à des problématiques concernant l'EOD et aux congestions sur le RPT ; il contient donc nativement une capacité à gérer la localisation des sources de flexibilité pour répondre aux contraintes sur le réseau de transport. Une des pistes possibles consisterait à étendre les fonctionnalités de cette plateforme pour intégrer les ressources et contraintes à la maille RPD. Toutefois, le MA n'est actuellement pas capable de réaliser cette activité sur les niveaux de tension des réseaux de distribution<sup>18</sup>. Par ailleurs, cela nécessiterait l'intégration de règles métier définissant les activations et interdictions localisées par les GRD. Enfin, la participation des GRD au mécanisme d'ajustement nécessiterait de mettre en place une gouvernance permettant aux GRD de participer activement à son évolution.

La mise en place d'un mécanisme *ad hoc* pour les flexibilités locales, coordonné avec le système électrique national et géré par les GRD, serait aussi une solution pour limiter les conflits et leurs conséquences. Cela nécessiterait d'utiliser deux mécanismes distincts, complexifiant potentiellement la tâche des fournisseurs de flexibilité. Mais cela permettrait aussi de conserver une agilité plus grande sur un mécanisme adapté à la flexibilité locale, plus souple, et de préserver de façon plus lisible les intérêts propres à chaque opérateur de réseau.

Quelle que soit la méthode de mise en œuvre qui sera appliquée, les fonctions de coordination et de communication entre les GRD, le GRT et les agrégateurs devront être définies préalablement au choix de la méthode de mise en œuvre. Enfin, le principe de l'interlocuteur unique, permettant à chaque flexibilité d'être en contact avec le gestionnaire du réseau auquel elle est raccordée, devra être conservé.

**(ii)** - **Toute activation de flexibilité sur le réseau local (resp. national) peut avoir des effets collatéraux à l'échelle nationale (resp. locale) :**

- L'activation de flexibilités dans des mécanismes nationaux peut par exemple **amplifier les contraintes de charge subies par le réseau** local ;
- À l'inverse, une activation locale d'une flexibilité risque d'engendrer des **écarts imprévus sur le périmètre du responsable d'équilibre** ce qui impactera nécessairement la gestion de l'équilibre au niveau national.

<sup>18</sup> En effet, il n'est pas nécessaire de disposer d'informations à une maille si fine pour répondre à des contraintes au niveau du réseau de transport.

(iii) - Lorsqu'une flexibilité participe à plusieurs mécanismes, des **conflits d'activation** peuvent émerger :

- La **gestion de la disponibilité du stock de ressources** de flexibilités peut poser problème entre les différents mécanismes (après une première activation, la disponibilité de la flexibilité peut être en partie compromise pour une seconde activation trop proche) ;
- Des **activations contradictoires et simultanées** d'une même flexibilité par deux mécanismes distincts vont également conduire à un conflit d'activation ;
- Même lorsqu'elles sont dans le même sens, deux activations simultanées peuvent être problématiques. En effet, pour certains mécanismes, **le moment précis d'activation est important** : ce n'est pas le volume d'énergie qui compte mais sa variation. Dans ce cas, si la flexibilité est appelée trop tôt par un autre mécanisme, elle n'apporte plus de valeur pour ce premier type de mécanisme, malgré une activation dans le même sens.

**8** L'étude met en évidence que deux catégories de potentiels conflits sont plus critiques – (i) la gestion d'un sous-ensemble localisé et (ii) les conflits d'activation – car d'occurrence et de risque plus importants en cas de défaillance. Le mécanisme le plus problématique est celui de la contractualisation directe par le GRD des flexibilités, qui devrait générer le plus de conflits car plus contraignant.

Le niveau de criticité des différentes problématiques dépend de trois paramètres : le **produit sous-jacent au mécanisme** (appel d'un produit de type « service »<sup>19</sup> ou « énergie »<sup>20</sup>), la **temporalité d'activation** (en amont ou au cours de la fenêtre opérationnelle<sup>21</sup>) et le **niveau d'engagement** sur les mécanismes auxquels la flexibilité prend part.

Ainsi, un mécanisme appelant un produit de type « service » conduira à faire porter par le fournisseur de flexibilité davantage de responsabilités qu'un mécanisme appelant de l'« énergie » ce qui permettra *in fine* de minimiser les risques de conflits. **Ce type de produit pourrait donc être plus adapté pour la plupart des configurations dans un premier temps.**

De la même manière, une flexibilité participant à des mécanismes sans engagement (comme l'« option GRD ») n'aura pas de conflits « critiques » qu'une flexibilité participant à plusieurs mécanismes avec engagement pourrait créer. C'est pourquoi **la contractualisation constitue le mécanisme susceptible de générer le plus de conflits** tandis qu'à l'inverse, « l'option GRD » sur les flexibilités existantes est suffisamment peu contraignante pour minimiser ces risques.

Par ailleurs, **les conflits d'activation liés à une flexibilité participant à plusieurs mécanismes avec engagement** (exemple : la contractualisation et l'appel d'offre effacement organisé par le GRT) pourraient devenir critiques lorsque le volume de flexibilité concerné deviendra significatif.

À l'inverse, l'étude des trois **effets d'aubaine (iv)** montre que de nombreuses solutions sont à même de les neutraliser dès la conception des mécanismes de mobilisation et de valorisation.

---

<sup>19</sup> Engagement par l'acteur à respecter une puissance maximum ou minimum, soutirée ou injectée, de manière à résoudre la contrainte et de manière dissociée de l'achat/vente de l'énergie lié à ce service (la gestion de ce volume d'énergie reste entièrement de la responsabilité du périmètre d'équilibre du site, et non du gestionnaire de réseau).

<sup>20</sup> Vente (resp. achat) d'énergie par le fournisseur de flexibilité selon des modalités contractuelles (durée, délai, période de fourniture).

<sup>21</sup> La fenêtre opérationnelle correspond à la durée au cours de laquelle le GRT peut prendre des actions d'équilibrage de façon exclusive. Durant cette période, les acteurs de marché ne peuvent plus prendre d'actions qui ont un impact physique sur le réseau. Dans les faits, cette fenêtre dure 1 à 2 heures avant le temps réel.

**9** Dans tous les cas, les dispositifs prioritaires à mettre en place pour prévenir et corriger les conflits reposeront sur un système de pénalisation correctement calibré, une gouvernance et une communication efficaces entre les parties prenantes (GRD, GRT et offreurs de flexibilité) ainsi que des processus de contrôle robustes.

Pour faire face à ces différentes problématiques, et quels que soient la gouvernance et le niveau d'intégration retenu, les solutions devront inclure :

- Une **communication efficace entre les agrégateurs et les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution** pour faciliter la résolution des conflits lorsqu'ils surgissent ou pour les prévenir ;
- La définition de **règles de priorité** pour arbitrer en cas de conflits vers la solution minimisant le coût collectif (optimum économique) ;
- La mise en place de **pénalités correctement calibrées** pour empêcher toute tentative de fraude sans pour autant dissuader les acteurs honnêtes de participer et pour bien orienter le choix optimal vis-à-vis de la collectivité ;
- Le **contrôle de la réalité de la flexibilité** souscrite (tests en amont réguliers de la flexibilité, contrôle du réalisé, etc.) par le GRD ;
- Une **gouvernance efficace**.

Le nombre de problématiques identifiées est tempéré par des volumes et des probabilités d'occurrence faibles, en particulier lors de la phase d'émergence de la flexibilité à l'échelle locale. Les dispositifs à concevoir pour répondre à l'ensemble de ces problématiques pourront être perfectionnés par la suite, à la lumière d'un premier retour d'expérience.

Une communication des actions de chacun devra tout du moins être mise en place pour optimiser au mieux la gestion des flexibilités entre les échelles nationale et locale. Pour que les mécanismes soient viables, les processus de contrôle joueront un rôle important, notamment au niveau du réalisé et des effets d'aubaine.

# ÉTUDE

## 1. Évaluation de la valeur nationale de la flexibilité à l'échelle locale

### 1.1. Méthodologie d'analyse

#### 1.1.1. Objectifs et définitions

Les objectifs de cette première phase d'étude sont d'évaluer les gisements potentiels de flexibilité pouvant, à l'échelle nationale, posséder une valeur pour les réseaux de distribution (flexibilité utilisée à l'échelle locale) ; il s'agit en particulier d'identifier les situations à plus fort potentiel afin de définir les domaines prioritaires pour la mise en place de mécanismes permettant aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité d'exploiter cette flexibilité.

*Lexique des termes utilisés dans la suite de l'étude :*

**Flexibilité** : Dans cette étude, la flexibilité est définie comme une augmentation ou une diminution temporaire de l'énergie échangée avec le réseau, pilotée en temps réel (de manière manuelle ou automatique) selon les besoins du gestionnaire de réseau et en fonction de la situation locale.

**END** : En cas de coupure électrique sur le réseau, il s'agit de la quantité d'électricité qui aurait été consommée en temps normal par les clients coupés, mais qui n'a pas pu l'être du fait de la coupure et de l'absence de solution pour raccorder autrement ces clients au réseau. Cette énergie a un coût socio-économique, qui dépend des conditions de la coupure électrique<sup>22</sup>.

**ENI** : Il s'agit de l'énergie qui a été produite mais qui n'a pas pu être injectée sur le réseau (écrêtement)<sup>23</sup>.

**Contraintes** : Afin de pouvoir fournir au consommateur un courant avec des caractéristiques homogènes et en toute sécurité des biens et des personnes, des seuils de puissance ou de tension au niveau de chaque équipement du réseau (transformateur HTB/HTA, départs HTA, transformateurs HTA/BT, ...) doivent être respectés à tout instant. Ces seuils dépendent du matériel du réseau concerné. Lorsque ces grandeurs électriques sortent du domaine de tolérance du matériel, celui-ci est dit sous contrainte. Ces contraintes peuvent exister **en injection** (lorsqu'il y a une trop grande quantité d'énergie produite au niveau du matériel) ou **en soutirage** (lorsqu'il y a une trop grande quantité d'énergie consommée au niveau du matériel).

**Valeur brute** : Valeur correspondant aux coûts évités par rapport aux méthodes habituelles (renforcements par exemple) grâce au recours à de la flexibilité. Cette valeur peut être de plusieurs types : investissements différés, investissement évités, réduction de l'énergie non distribuée ou non injectée.

**Valeur nette** : Valeur restante après déduction du coût de mise en œuvre pour la collectivité des solutions de flexibilité à la valeur brute de la flexibilité. La valeur nette obtenue correspond au gain permis *in fine* par la flexibilité vis-à-vis de la collectivité.

#### 1.1.2. Évaluation de la valeur nette d'une solution de flexibilité

Pour évaluer le marché français potentiel de la flexibilité à l'échelle locale, il s'agit d'estimer dans un premier temps la valeur brute de la flexibilité et, dans un second temps, de calculer le coût associé à cette flexibilité. La valeur nette de cette flexibilité vis-à-vis de la collectivité est la différence entre ces deux grandeurs.

<sup>22</sup> Ce coût est évalué entre 9 200 €/MWh et 20 000 €/MWh (selon le volume d'énergie coupé – supérieur ou inférieur à 30 MWh) pour des coupures non programmées (causées par des incidents par exemple) et est égal à 2500 €/MWh lors de coupures programmées (causées par des travaux par exemple).

<sup>23</sup> Le coût de l'ENI pour la collectivité correspond au coût variable de l'énergie devant se substituer à l'énergie renouvelable écrêtée (coût marginal de la production centralisée qui est compris entre environ 50 et 100€/MWh).

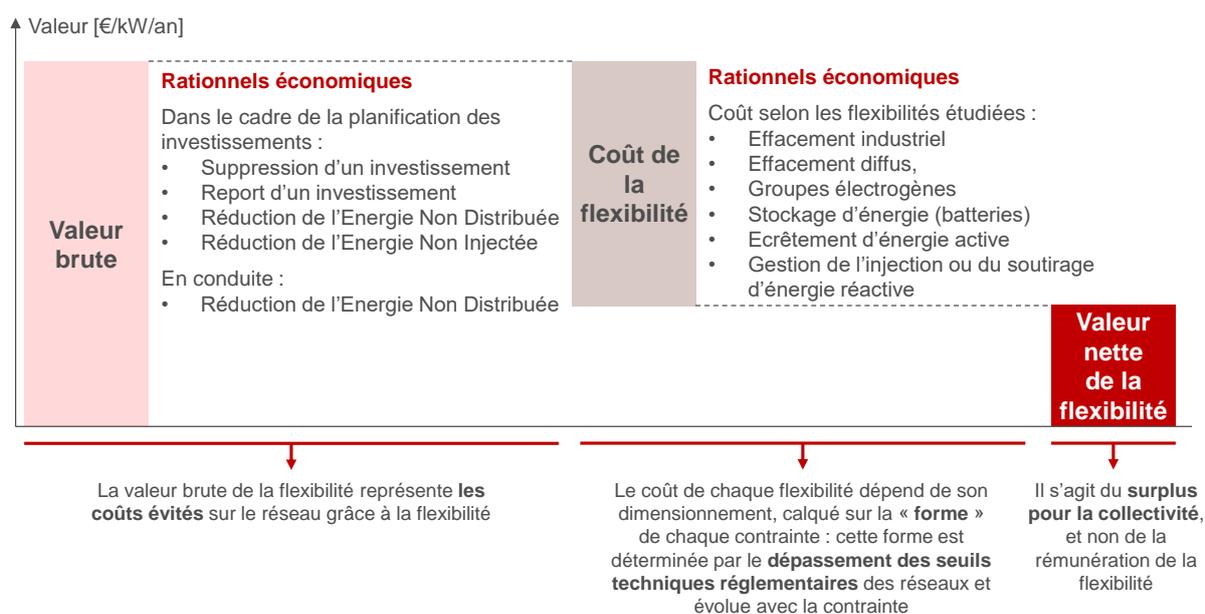


Figure 5 – Analyse coût-bénéfice de la flexibilité

### 1.1.3. Périmètre retenu pour l'étude

L'étude couvre les principaux éléments<sup>24</sup> du réseau public de distribution d'électricité, et notamment les différents types de matériels exploités par Enedis, le principal gestionnaire de réseaux de distribution de France métropolitaine continentale : 2 200 postes sources<sup>25</sup>, 23 000 départs HTA<sup>26</sup>, 770 000 postes HTA/BT<sup>27</sup>.

Cependant, l'étude n'a pas été étendue au **matériel en dessous des postes HTA/BT** (ouvrages BT<sup>28</sup> qui représentent près de 700 000 km de lignes) pour deux raisons principales. D'abord, le foisonnement de la consommation et de la production y est faible : la capacité opérationnelle à prévoir, anticiper et observer les contraintes sur le réseau BT est encore au stade du développement et manque encore à date de maturité. Peu de données sont disponibles à cette échelle du réseau ce qui limite fortement les possibilités d'analyses. Ainsi, dans le cadre de cette étude qui se focalise sur les leviers les plus matures, le potentiel d'utilisation des flexibilités BT pour résoudre des contraintes BT n'a pas été analysé.

Par ailleurs, la configuration relevant de **contraintes en soutirage sur le réseau HTA** n'a pas été intégrée au périmètre de l'étude. Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) observent en effet que les contraintes en schéma normal sur le réseau HTA sont très rares. Les contraintes en schéma dégradé sont quant à elles difficiles à anticiper car il peut exister une multiplicité de configurations d'incidents. Or, dans ce cas, la flexibilité n'est utile que si elle est positionnée au bon endroit sur le réseau HTA (c'est-à-dire du côté du réseau qui récupère le plus de charge), ce qui est impossible à prévoir et à anticiper. Le recours à de la flexibilité n'est donc pas envisageable vis-à-vis de la planification des investissements, ni en schéma normal (situations trop rares), ni en schéma dégradé (anticipation impossible). C'est la raison pour laquelle aucune analyse approfondie n'a été conduite sur cette configuration-là.

<sup>24</sup> Principaux éléments s'entend par rapport à la taille unitaire de ces éléments (capacité en termes de puissance) et non pas par rapport à leur nombre sur le réseau.

<sup>25</sup> Sites où est réalisé la transformation entre la haute (> 63 kV) et la moyenne tension (15/20 kV).

<sup>26</sup> Lignes d'acheminement du courant en moyenne tension (15/20 kV).

<sup>27</sup> Transformateur entre la moyenne (15/20 kV) et la basse tension (400 V).

<sup>28</sup> Lignes basse tension, de 400 V.

### 1.1.4. Cinq configurations analysées

La granularité d'information disponible varie selon le type de matériel (postes sources, réseau HTA, postes HTA/BT) ainsi que le type de contraintes (en soutirage ou en injection). Une méthodologie adaptée aux enjeux et informations à disposition a donc été développée pour chacune des quatre configurations rencontrées :

- Contraintes en injection sur les postes sources,
- Contraintes en soutirage sur les postes sources,
- Contraintes en injection sur le réseau HTA,
- Contraintes sur les postes HTA/BT (en injection et en soutirage).

Pour ces quatre premières configurations, la valeur de la flexibilité a été étudiée telle qu'elle ressortirait d'une démarche de planification de développement des réseaux qui inclurait la flexibilité comme une option alternative à un investissement ayant pour but de renforcer le réseau ou de créer du réseau.

Toutefois, la valeur de la flexibilité n'existe pas seulement vis-à-vis du report d'investissement. La flexibilité peut également apporter de la valeur dans le cadre de la conduite du réseau. Dans ce cas, la flexibilité permettrait soit de reprendre une partie des clients coupés dans des situations d'incidents ou de travaux (contraintes en soutirage), soit de réduire le nombre de coupures de clients occasionnées par des travaux. L'analyse de cette valeur constitue la cinquième configuration étudiée dans cette première phase de l'étude.

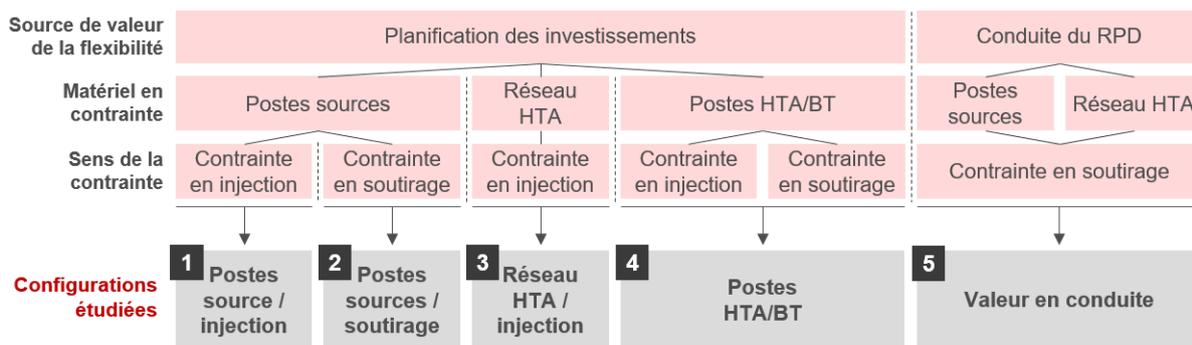


Figure 6 – Configurations d'analyse identifiées pour l'étude

## 1.2. Configuration n°1 : contraintes en injection sur les postes sources

### 1.2.1. Valeur brute

Les postes sources sont en contraintes d'injection dès lors que la puissance totale de production EnR raccordée en aval de ce poste dépasse la capacité du poste en injection. Lorsque ces contraintes apparaissent<sup>29</sup>, des travaux de renforcement sont envisagés par le gestionnaire du réseau<sup>30</sup> pour augmenter la capacité d'injection.

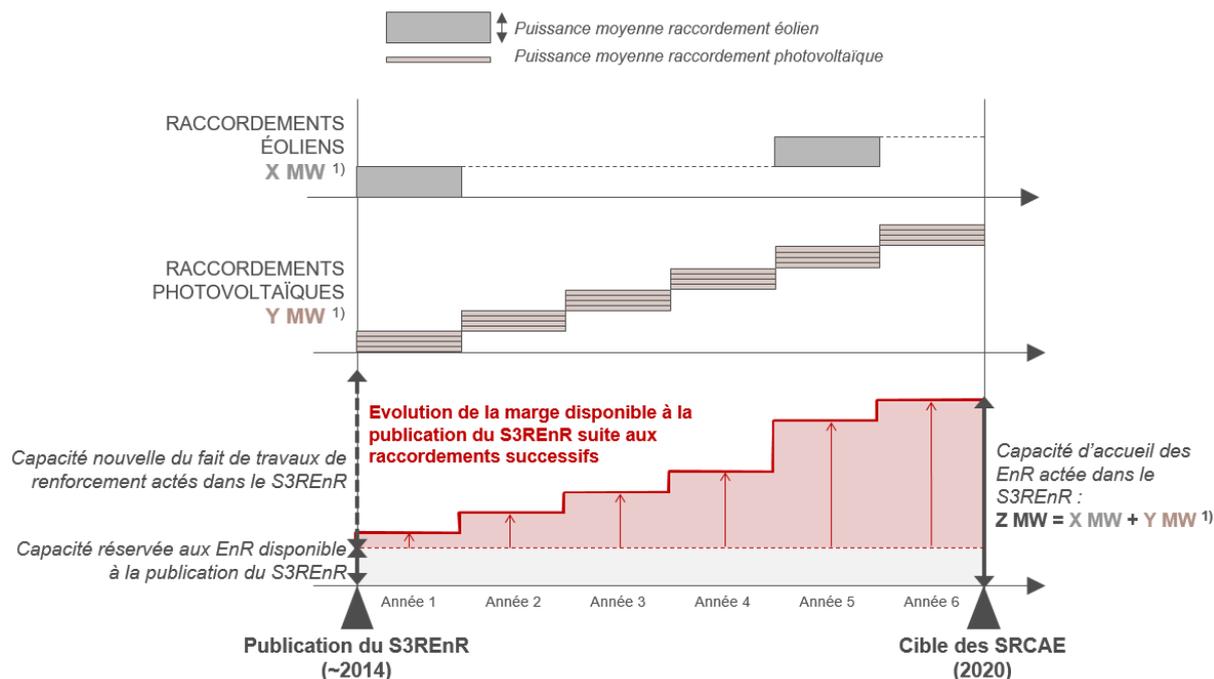
Le recours à une solution de flexibilité (de type écrêtement de production) peut permettre de limiter momentanément la puissance de production EnR raccordée pour éviter ces situations de contraintes. Ainsi, la flexibilité peut permettre de reporter une décision de renforcement ou de création de réseau. C'est ce report d'investissement qui constitue la valeur brute de la flexibilité ici.

<sup>29</sup> Le renforcement n'est pas lancé dès le premier franchissement de la limite de contrainte : un seuil de dépassement à 20% a été fixé pour acter les investissements.

<sup>30</sup> Après analyse par le GRD des autres solutions alternatives au renforcement, comme une nouvelle répartition des charges, ou l'évolution de la tension au niveau du poste source.

Le site caparéseau.fr fournit pour chaque poste source la capacité d'injection disponible sur les réseaux publics de distribution (RPD) ainsi que les objectifs restants de raccordement EnR inscrits dans les S3REnR<sup>31</sup>. Ces données sont actualisées au fil du temps<sup>32</sup>. Une analyse détaillée de cette base de données a permis d'identifier 120 postes sources à étudier (définis comme les postes avec des contraintes d'injection à venir et pour lesquels des travaux de renforcement sont prévus – cf. annexe 1).

Pour chacun des 120 postes sources étudiés, le report d'investissement d'une année à la suivante a été calculé<sup>33</sup> sur la base des coûts annoncés dans les S3REnR<sup>34</sup>. L'entrée en contrainte et la profondeur de la contrainte sont évaluées grâce à une modélisation des raccordements EnR année après année pour chaque poste (cf. figure 3). Cette dynamique de croissance a été construite compte tenu des objectifs de raccordements EnR actés dans les SRCAE<sup>35</sup> d'ici 2020.



1) La répartition entre les filières éoliennes et photovoltaïques se fait sur la base du ratio régional constaté dans les files d'attente pour se raccorder

Sommées à l'échelle du territoire, ces 120 valeurs de report année après année permettent d'évaluer la valeur brute annuelle de la flexibilité dans cette configuration entre 5 à 10 millions d'euros/an. si on rapporte ces valeurs de report à la puissance de flexibilité nécessaire pour annuler la contrainte (calculée selon la dynamique de croissance des raccordements pour chaque poste), on obtient une

<sup>31</sup> Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables. Ces schémas ont été construits par RTE dans la cadre de la loi Grenelle II afin d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des EnR sur l'ensemble du territoire.

<sup>32</sup> Les données utilisées pour la présente étude sont celles publiées sur le site début mars 2017.

<sup>33</sup> Un seuil de déclenchement de l'investissement après 20% de dépassement de la contrainte est pris en compte. Le CMPC est valorisé à 7,25%.

<sup>34</sup> Montants moyens de travaux décrits dans les S3REnR : création d'une demi-rame ~0,3 M€, remplacement d'un transformateur par un transformateur de taille supérieure ~0,5 à 0,9 M€, ajout d'un transformateur ~1 à 3 M€.

<sup>35</sup> Schéma Régional Climat Air Energie qui fixe pour chaque région administrative des objectifs de développement de la production EnR d'ici 2020.

<sup>36</sup> Cette figure illustre la dynamique de croissance des raccordements EnR pour un poste source année après année. Pour chaque poste source, les S3REnR fixent des objectifs de raccordement éoliens et photovoltaïques d'ici 2020, notés respectivement X et Y sur la figure. Plutôt que de modéliser une croissance linéaire de ces raccordements année après année, une croissance par paliers a été utilisée pour tenir compte du seuil unitaire des raccordements EnR. En effet, il est plus réaliste par exemple de modéliser un seul raccordement éolien de 10 MW en année 1 plutôt que des raccordements successifs chaque année de 1,7MW.

valeur brute unitaire comprise entre 5 et 10 €/kW/an. Il s'agit de la valeur brute annuelle moyenne engendrée par 1 kW de flexibilité déployé pour répondre à une situation de contrainte en injection sur un poste source.

	Année 1 2018	Année 2 2019	Année 3 2020	Année cible d'atteinte des objectifs des SRCAE
Gisement national annuel	5 M€/an	7 M€/an	9 M€/an	
Valeur unitaire	10 €/kW/an	6€/kW/an	5€/kW/an	
Fourchette observée	[2-39] €/kW/an	[1-20] €/kW/an	[<1-17] €/kW/an	

Figure 8 – Valeur brute de la flexibilité en France sur les postes sources en contrainte d'injection

Année après année, on observe une croissance du gisement national qui s'explique par l'entrée en contrainte de nouveaux postes sources. La valeur unitaire est quant à elle décroissante du fait d'une profondeur de contrainte croissante au fil des ans : au fur et à mesure des années, les raccordements d'installations de production se cumulent et renforcent le nombre et l'ampleur des situations de contrainte, diminuant ainsi l'intérêt économique du recours aux solutions de flexibilité.

### 1.2.2. Valeur nette

Afin d'évaluer le coût de la flexibilité, la quantité d'énergie à écrêter annuellement doit être connue. Pour cela, des profils représentant la différence entre puissances soutirées et injectées au niveau de chaque poste source, ci-après dénommée « profil « Consommation – Production » », ont été construits à un pas demi-heure (cf. annexe 2). Dès que ce résidu nécessite une injection sur le poste source supérieure à la capacité installée, le poste source est en situation de contrainte et l'énergie correspondante doit être écrêtée pour évacuer cette contrainte.

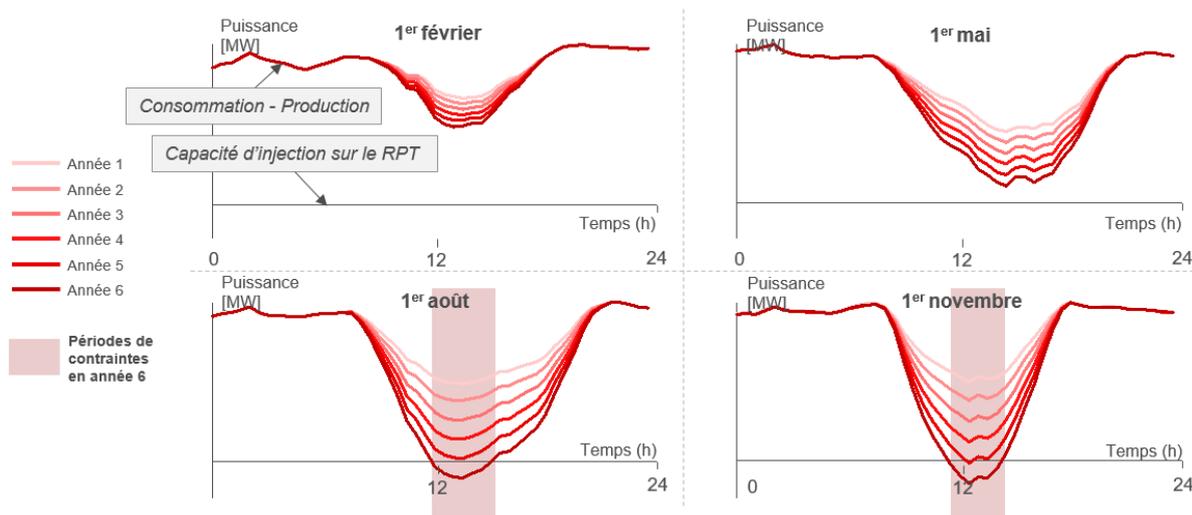


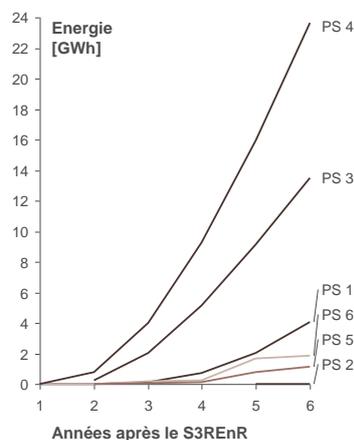
Figure 9 – Illustration du profil « Consommation – Production » obtenu pour un poste source donné, extrait sur 4 jours quelconques de l'année

La première étape de l'analyse a consisté à construire ces profils « Consommation – Production » à l'échelle d'une région<sup>37</sup> (annexe 3).

<sup>37</sup> L'étude a approfondi le cas de la région Limousin.

	Poste source 1	Poste source 2	Poste source 3	Poste source 4	Poste source 5	Poste source 6
Part de raccordements PV / éoliens	100% / 0%	100% / 0%	100% / 0%	100% / 0%	39% / 61%	13% / 87%
Capacité réservée dans le S3REnR	23	9	23	46	41	29
Capacité disponible à l'état initial	0	3	5	5	4	0

**Energie annuelle écrêtée pour chaque poste, année après année**



**Résultats moyens sur les 6 postes sources, année après année<sup>1)</sup>**

	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Année 6
Part des cas d'étude en contraintes	26%	63%	83%	83%	88%	96%
Durée sur l'année (h)	10	120	380	610	740	880
Energie écrêtée sur l'année (MWh)	2	200	1300	3100	4900	7400
Nombre de contraintes sur l'année	3	40	90	130	140	160
Profondeur maximale de la contrainte (MW)	<1	3	8	12	15	18
Durée maximale consécutive (h)	2	5	8	9	10	11
Valeur nette maximale (k€) <sup>2)</sup>	98	93	87-91	79-86	48-55	48

- 1) Ces résultats correspondent à la moyenne constatée sur les X cas en contrainte parmi les 240 cas étudiés pour chaque année (40 cas/poste x 6 postes)
- 2) Fourchette de valeur qui intègre un coût de l'ENI (entre 50 et 100€/MWh) et un coût de DEIE (-4000€/équipement)

Figure 10 – Illustration des résultats obtenus sur les 6 postes sources étudiés de la région Limousin<sup>38</sup>

Ensuite, une analyse similaire à celle menée sur les 6 postes limousins mais élargie à l'échelle de l'ensemble du territoire français a été conduite<sup>39</sup>.

Au total, le croisement de l'ensemble des courbes de charge de consommation et des courbes de charge de production disponibles pour chaque poste source (cf. annexe 2) a mené à la construction au pas demi-horaire de près de 3 000 profils annuels<sup>40</sup>. Une fois construits, l'analyse de ces profils a permis de caractériser l'énergie moyenne écrêtée année après année sur chaque poste source (volume, profondeur, fréquence). Grâce à ces caractéristiques, le coût de la flexibilité a été évalué pour chaque poste source (coût d'écrêtement), permettant d'en déduire la valeur nette de la flexibilité pour chaque poste. Agrégés, ces résultats constituent la valeur nette de la flexibilité dans cette configuration sur l'ensemble du territoire national.

**Pour des situations de contraintes en injection sur les postes sources, la valeur nette de la flexibilité est ainsi évaluée entre 1 et 3 M€/an. Elle toucherait une quinzaine à une trentaine de cas par an.**

<sup>38</sup> L'analyse sur les 6 postes sources de la région Limousin a été conduite sur les 6 années entre la publication du S3REnR (2014) et l'atteinte des objectifs du SRCAE (2020).

<sup>39</sup> Les résultats sur l'ensemble du territoire n'ont donc pas été déduits des résultats obtenus de l'étude des 6 postes limousins mais ont bien été calculés sur la base d'une analyse supplémentaire réalisée sur l'ensemble des postes sources du territoire. Cette analyse suit la même méthodologie que celle utilisée sur les postes limousins. La seule différence tient dans le fait que, compte-tenu des données à disposition, le nombre de profils tracés par poste source est moins important que dans le cas de l'analyse spécifique du Limousin (4 profils par poste source versus 40).

<sup>40</sup> Pour chaque année d'ici 2020, les profils « Consommation – Production » ont été déclinés à la maille de chaque poste source (40 profils par an pour les postes de la région Limousin et 4 profils par an pour les autres postes du territoire national) sur la base des historiques de productions et de consommations régionaux fournis par RTE (et des chroniques de consommation par poste fournies par Enedis pour les 6 postes limousins).

**Gisement national**

	Année 1 2018	Année 2 2019	Année 3 2020
<b>Valeur brute annuelle (M€/an)</b>			
Sur l'ensemble des postes sources	5	7	9
Sur les postes sources pour lesquels la valeur nette de la flexibilité est >0	4	3	3
<b>Coût de l'ENI <sup>1)</sup> (M€/an)</b>			
	0,8 – 1,6	0,6 – 1,2	0,8 – 1,6
<b>Valeur nette annuelle (M€/an)</b>			
	2,4 – 3,2	1,8 – 2,4	1,4 – 2,2

1) Fourchette de valeur qui intègre un coût de l'ENI (entre 50 et 100€/MWh)

Figure 11 – Valeur nette annuelle de la flexibilité pour des situations de contraintes en injection sur les postes sources en France

### 1.3. Configuration n°2 : contraintes en soutirage sur les postes sources

#### 1.3.1. Valeur brute

Dans le cadre de son rapport sur l'évaluation économique des Smart Grids sur les réseaux publics de distribution, Enedis a conduit des analyses sur quelques cas réels pour évaluer, dans une démarche de planification, la valeur brute de report d'investissement que permettrait le recours à de la flexibilité pour des contraintes en soutirage<sup>41</sup>. Pour ces cas, la valeur brute unitaire de la flexibilité « parfaite » varie entre 0 et 37 €/kW/an<sup>42</sup> (cf. annexe 4).

Enedis souligne les limites d'une extrapolation directe de ces cas. L'évaluation de chaque configuration est multidimensionnelle et nécessite une étude technico-économique locale approfondie, prenant en compte l'ensemble des spécificités de la zone<sup>43</sup>. De plus, le nombre de cas étudiés n'est pas suffisamment représentatif au regard de l'échantillon global et certaines configurations ne sont pas prises en compte par ces cas d'étude (postes sources en milieu urbain, postes sources raccordés en tension supérieure à 150 kV (HTB2)). Le rapport sur l'évaluation économique des Smart Grids sur les réseaux publics de distribution a permis d'apporter un premier éclairage sur la diversité des situations envisageables : il démontre l'existence d'une valeur locale de cette flexibilité dans certains de ces cas et montre que cette valeur pouvait être significative.

L'objectif de l'étude complémentaire qui a été conduite était d'encadrer le champ des possibles à l'échelle nationale, à partir de ces cas particuliers. Les résultats de cette étude complémentaire ne peuvent se substituer à une analyse locale pour évaluer la valeur de chaque cas particulier. Cette analyse locale permettra aussi de caractériser précisément le besoin de flexibilité (fréquence, durée, délai d'activation, localisation optimale).

<sup>41</sup> Dans le cadre des travaux conduits par Enedis sur la valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents (rapport disponible sur le [site internet d'Enedis](#)).

<sup>42</sup> En retenant un taux d'actualisation de 8 %, utilisé par Enedis pour ses études de renforcement. Dans le cadre de son rapport sur l'évaluation économique des Smart Grids sur les réseaux publics de distribution, Enedis présente les résultats avec un taux de 4,5 %, pour être cohérent avec les travaux menés par l'ensemble des acteurs.

<sup>43</sup> Possibilités de secours des postes sources environnants, demande de la zone, ...

La valeur brute varie très fortement selon le poste source, sa configuration et le réseau électrique qui l'entoure. Afin de pouvoir exploiter ces résultats et évaluer l'ordre de grandeur de la valeur brute de cette configuration à l'échelle du territoire français, une analyse statistique des résultats a été conduite sur la base de 8 variables potentiellement explicatives (nombre de postes secourants<sup>44</sup>, corrélation de la charge à la température<sup>45</sup>, capacité du poste<sup>46</sup>, puissance à température minimale de base  $P_{tmb}$ <sup>47</sup>, ratio  $P_{tmb}$ /Capacité maximum du poste, nombre de départs du poste, nombre de demi-rames<sup>48</sup> du poste, nombre de transformateurs).

Une première analyse des coefficients de corrélation entre ces variables et les résultats sur les cas étudiés a montré qu'aucune de ces variables n'explique à elle seule la variabilité des résultats (cf. annexe 5). Une analyse multi-variable a donc dû être réalisée. Cette analyse a été restreinte à 2 variables explicatives afin de conserver des degrés de libertés étant donné la taille de l'échantillon de données au départ.

Ces 2 variables ont été choisies pour minimiser le degré de dépendance entre elles et maximiser la corrélation avec le résultat final. Pour cela, les corrélations entre les 8 variables identifiées sur l'ensemble des postes sources en France ont été calculées. Ainsi, les variables « Nombre de secourants » et « Nombre de demi-rames » ont été choisies<sup>49</sup> : celles-ci sont faiblement dépendantes et maximisent donc le coefficient de régression statistique du modèle (cf. annexe 6).

Bien que l'analyse multi-variable menée semble pertinente (coefficient de corrélation élevé), l'échantillon n'est pas suffisamment grand au regard de la population totale de postes sources pour rendre l'analyse fiable et obtenir des résultats avec des niveaux de certitude élevés. **Le modèle construit est donc très incertain et ne peut donner qu'un ordre de grandeur de la valeur des cas d'étude sur d'autres postes sources que ceux étudiés.**

La régression a été appliquée à l'ensemble des postes sources français pour lesquels des travaux de renforcement sont prévus dans le Plan Moyen Terme d'Enedis 2017-2020. Les résultats attestent d'une forte variabilité des valeurs obtenues, accentuée par l'incertitude du modèle et par le manque de représentativité de l'échantillon de départ.

---

<sup>44</sup> Ce sont les postes qui peuvent secourir une partie des clients alimentés par le poste étudié.

<sup>45</sup> Part de la consommation thermosensible.

<sup>46</sup> Capacité en soutirage du poste, en MVA.

<sup>47</sup> Puissance de consommation à température minimale de base, qui sert à dimensionner les matériels lors d'une situation avec un réseau complet disponible.

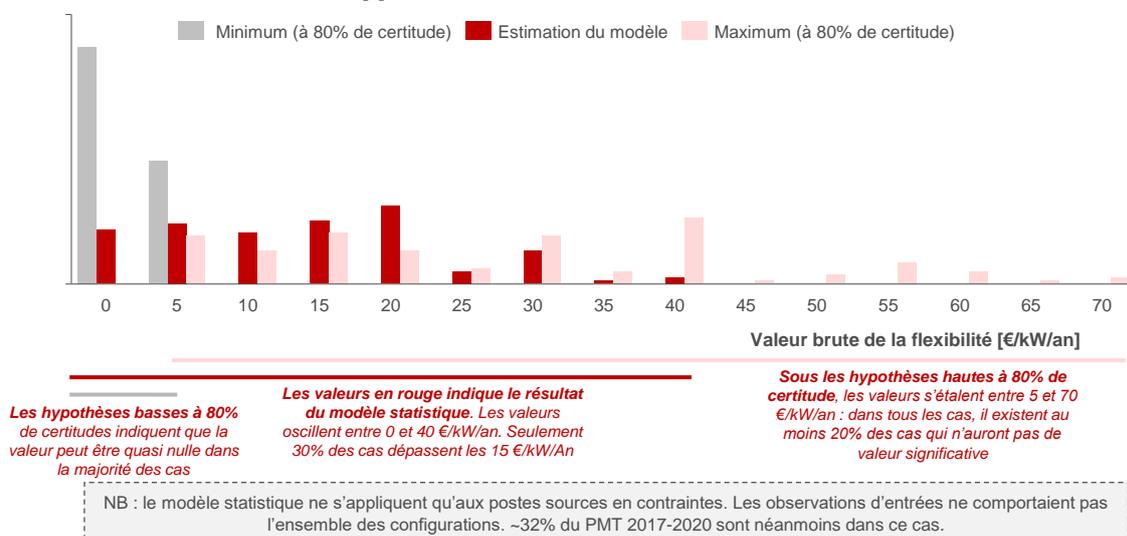
<sup>48</sup> Tableau de disjoncteur HTA.

<sup>49</sup> Ces deux variables ont été choisies comme variables explicatives dans le cadre de cette étude uniquement. En aucun cas la décision d'investissement prise par le GRD n'est réduite à ces 2 variables uniquement : le GRD décide d'un investissement suite à l'analyse d'un ensemble de paramètres déterminants bien plus grand.

*Estimation du modèle et marges d'erreurs à 80%*

*Le modèle ne s'applique qu'à des postes sources en contrainte*

Occurrences dans le PMT 2017-2020<sup>1)</sup> [#]



1) Les postes sources du PMT 2017-2020 sont ceux prévus d'être renforcés sur la période, car rentrant en contrainte

Figure 12 – Distribution des valeurs unitaires des postes sources du PMT 2017-2020

Une fois agrégés, ces résultats permettent d'estimer la valeur brute de la flexibilité sur des postes sources en contraintes de soutirage en France entre 0 et 18 M€/an d'ici à 2020 (à 80 % de certitude) avec un résultat central à environ 8 M€/an. La valeur unitaire dépend fortement du poste source, oscillant entre 0 et 25 €/kW/an en moyenne. Cette valeur serait localisée sur une dizaine de cas par an, avec des niveaux supérieurs à 15 €/kW/an. Les postes qui pourraient bénéficier ainsi de cette flexibilité ne pourront être identifiés que par une étude détaillée spécifique à chaque poste ; cette analyse permettra de confirmer l'existence de valeur et de caractériser le besoin en flexibilité.

### 1.3.2. Valeur nette

Plusieurs flexibilités peuvent répondre à cette valeur brute :

- **Des flexibilités existantes** qui pourraient être activées encore davantage qu'aujourd'hui ;
- **Des flexibilités supplémentaires** : effacement, stockage, groupes électrogènes, production locale dispatchable.

Le gisement actuel de flexibilité pourrait permettre de répondre à environ 20 %<sup>50</sup> des besoins de flexibilité identifiés dans les 8 M€/an de valeur brute, soit environ 1,6 M€/an pour un coût de 0,4-0,5 M€/an (uniquement à l'activation), permettant de dégager 1,2 M€/an de valeur nette<sup>51</sup> annuelle.

<sup>50</sup> Sous l'hypothèse que les cas PS en soutirage sont répartis d'une manière similaire à l'énergie non distribuée dans le cas de la conduite (même ratio de réponse au besoin par le gisement actuel).

<sup>51</sup> Sous l'hypothèse que seul un coût d'activation de 500 €/MWh, représentant le coût d'une perte de production industrielle est nécessaire à activer la flexibilité sur les heures requises, les coûts fixes étant déjà couverts par les autres marchés, déjà existants.

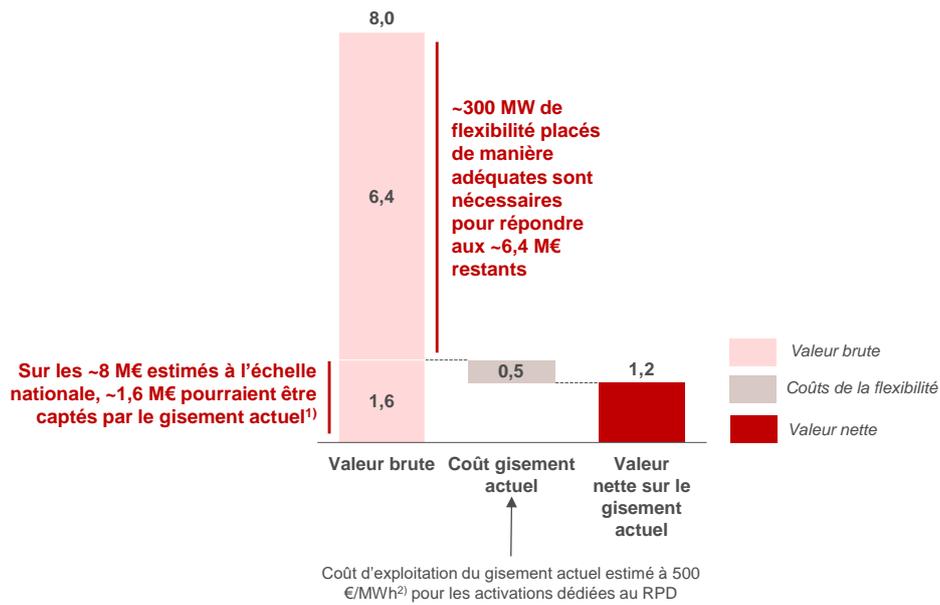


Figure 13 – Évaluation de la valeur nette sur la part adressable par des flexibilités existantes

Pour répondre aux 6,4 M€/an de valeur brute restante, près de 300 MW de solutions de flexibilité nouvelles doivent être développés (effacement, batteries). Actuellement, ces flexibilités ne peuvent pas se développer pour des raisons économiques. Toutefois, l'ajout d'un revenu lié à la flexibilité locale pourrait changer la donne.

En ce qui concerne l'effacement, compte tenu de la rémunération actuelle de celui-ci, une hausse de rémunération de l'effacement de 10 €/kW/an pourrait permettre de développer un gisement de 500 MW et une hausse de 20 €/kW/an permettrait lui un développement de près de 1200 MW<sup>52</sup>. De façon analogue, une hausse de rémunération de 10 à 20 €/kW/an permettrait de rémunérer 10 à 20 % des CAPEX d'une batterie.

Les cas étudiés ici ne présentent pas tous des valeurs brutes unitaires aussi élevées (c'est-à-dire supérieures à 10 ou 20 €/kW/an). Une fois ces cas retirés et sous couvert des hypothèses de coûts de l'effacement précisés précédemment, il est possible d'évaluer la valeur nette restante. Cette valeur nette oscille entre 0,5 et 2,5 M€/an selon le niveau de hausse de rémunération de l'effacement.

<sup>52</sup> Compte tenu du coût du gisement technique de l'effacement étudié dans l'étude ADEME-CEREN-E-CUBE « Évaluation des gisements d'effacement électrique dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine ».

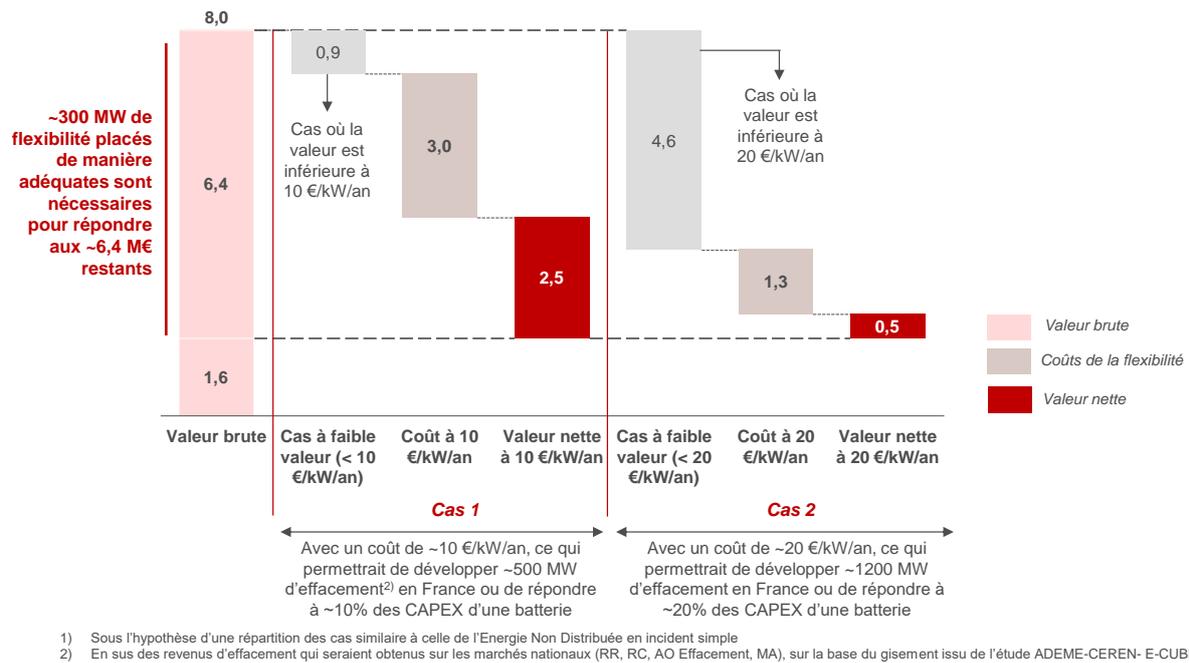


Figure 14 - Évaluation de la valeur nette sur la part adressable par des flexibilités nouvelles

Au total, sur une valeur brute annuelle estimée à 8 M€/an, la valeur nette annuelle devrait représenter de l'ordre de 2 à 4 M€/an, selon la répartition de la flexibilité locale. Ce large intervalle est la conséquence de la disposition géographique des consommateurs proposant de l'effacement. Si l'ensemble des nouveaux développements d'effacement sont bien situés, les solutions les moins chères seront facilement accessibles. Dans ce cas, les 300 MW de flexibilités nouvelles nécessaires seront accessibles à un coût plus bas que dans la configuration où seuls les effacements les plus coûteux seront disponibles à proximité. Ainsi, avec des flexibilités bien réparties, la valeur nette pourra atteindre environ 4 M€/an tandis que dans une hypothèse où seules les flexibilités les plus chères sont accessibles, la valeur nette chutera à près de 2 M€/an.

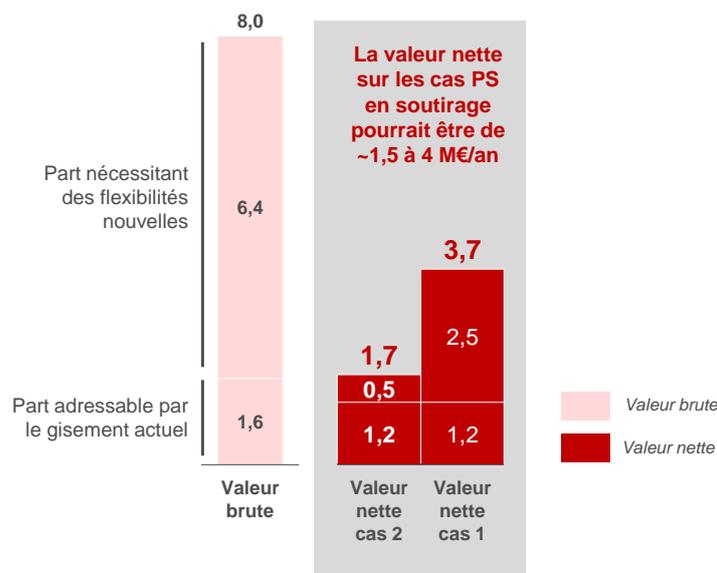


Figure 15 : Évaluation de la valeur nette de la flexibilité vis-à-vis des contraintes en soutirage sur les postes sources

## 1.4. Configuration n°3 : contraintes en injection sur le réseau HTA

Dans le cadre des travaux conduits par Enedis sur la valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents, une analyse de la valeur nette associée à la flexibilité en cas de contraintes en injection sur le réseau HTA a été menée par Enedis<sup>53</sup>. L'étude de la méthodologie utilisée conduit à estimer les résultats obtenus pertinents et cohérents avec le reste des travaux présentés ici. Il est donc choisi d'utiliser les conclusions de cette analyse pour évaluer la valeur nette de la flexibilité de la configuration n° 3, c'est-à-dire la valeur de la flexibilité (écrêtements de productions raccordées aux niveaux HTA et BT) pour reporter des décisions d'investissements sur le réseau HTA (renforcements, créations).

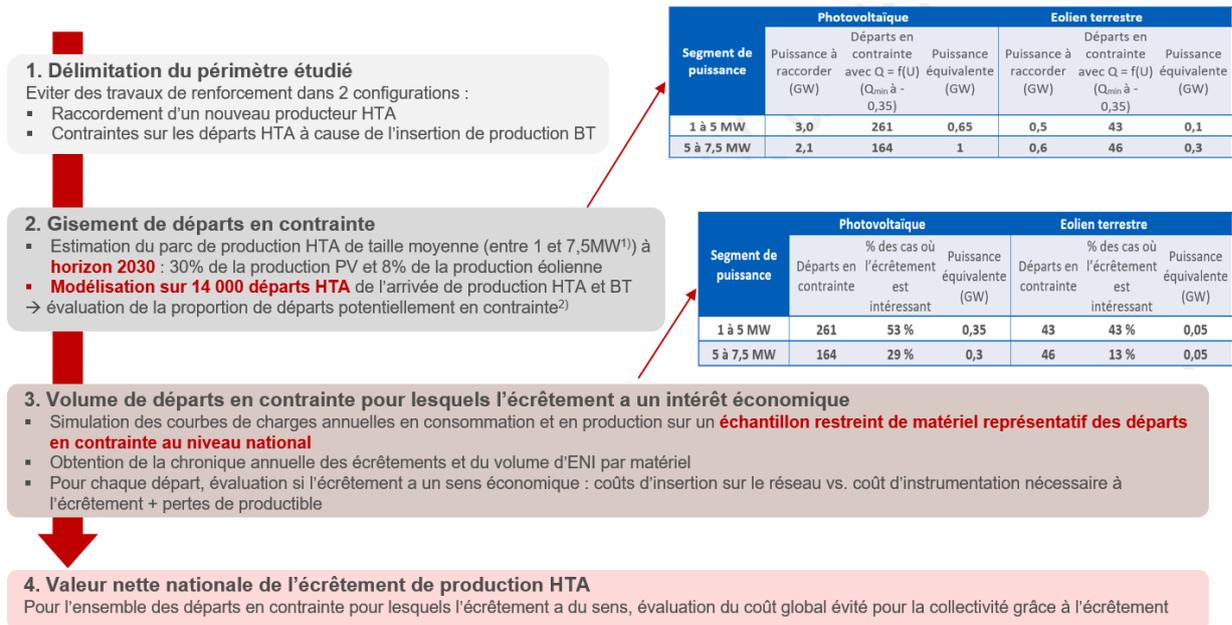


Figure 16 – Méthodologie utilisée par Enedis pour évaluer la valeur de la flexibilité pour des contraintes en injection sur le réseau HTA

Dans cette étude, Enedis évalue à 720 MW à horizon 2030 le gisement de production HTA pour lequel l'écrêtement présente un intérêt économique en alternative aux travaux de renforcement. La valeur nette est évaluée à 65 M€ à cet horizon de temps, soit une valeur unitaire à moyen terme de environ 90 €/kW pour environ 15 à 20 cas par an. Cette valeur unitaire élevée s'explique par la nature des travaux que cherche à éviter cette flexibilité : sur le réseau HTA, de nombreuses installations utilisent des départs dits « dédiés » construits spécifiquement pour les installations de production. Avec le recours à de la flexibilité, les installations EnR pourraient se raccorder aux départs existants, qui mixent consommation et production.

Annualisée, la valeur nette annuelle de la flexibilité comme recours en cas de contraintes en injection sur le réseau HTA devrait être de l'ordre de 5 M€/an.

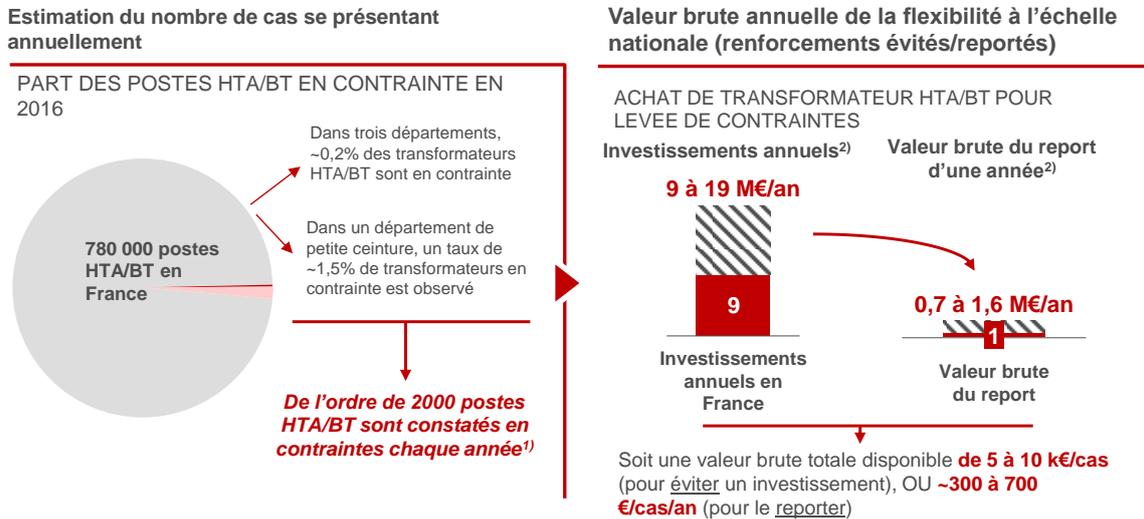
## 1.5. Configuration n° 4 : contraintes sur les postes HTA/BT

### 1.5.1. Valeur brute

Chaque année, Enedis observe des situations de contrainte en soutirage ou en injection sur quelques milliers de postes HTA/BT. Cette estimation est issue d'une observation de la part des postes HTA/BT en contrainte sur un échantillon de 4 départements dont les caractéristiques varient (urbain, rural,

<sup>53</sup> Rapport publié par Enedis : « Valorisation économique des Smart Grid – contribution des gestionnaires de réseau public de distribution ».

tertiaire, résidentiel – cf. annexe 7). Le coût moyen d'un renforcement est évalué entre 5 000 € et 10 000 € par poste renforcé selon la nature des travaux de renforcement<sup>54</sup> (cf. annexe 8). Renforcer les deux milliers de postes estimés en contrainte chaque année conduirait ainsi à des investissements compris entre 9 et 19 M€/an. **Le report de ces bénéfices d'une année à la suivante grâce à la flexibilité permettrait une valeur brute annuelle de 0,7 à 1,6 M€/an.**



- 1) Chiffrage correspondant à la part de postes HTA/BT présentant un niveau de charge à  $P_{\text{mb}}$  supérieur à leur puissance nominale – moyenne des résultats de l'analyse sur 4 départements (Ardèche, Nord, Seine-Saint-Denis, Var)
- 2) Fourchette basée sur une différence de coûts de renforcement prise entre 5000€ et 10000€ par transformateur HTA/BT renforcé

Figure 17 – Valeur brute de la flexibilité pour des postes HTA/BT en contraintes

### 1.5.2. Valeur nette

Contrairement aux autres configurations, le report d'investissement d'un transformateur HTA/BT ne permet de dégager que de faibles gains unitaires (300 à 700 €/cas/an). Dès lors, le coût technique de mise en œuvre de la flexibilité devient une variable non négligeable, avant même de considérer la rémunération de la flexibilité. Une première évaluation de ce coût l'estime entre 1 700 € et 2 700 € par site fournisseur de flexibilité. Cette estimation inclut les coûts relatifs au boîtier de commande, à son installation, à une liaison de télécommunication fiable, aux capteurs et à leur installation. Cette estimation n'inclut pas, en revanche, faute d'éléments chiffrés, les coûts relatifs aux automates servant à donner des ordres sur la basse tension ainsi que l'ENI ou la gêne induite par la réduction de la consommation d'un client<sup>55</sup>. Cette fourchette de coûts peut donc être considérée comme un minorant du coût réel de mise en place de la flexibilité.

<sup>54</sup> D'après la comptabilité d'Enedis.

<sup>55</sup> On ne parle pas d'END ici car il s'agit d'effacement : le client n'est pas coupé, il a signé un contrat donnant à un tiers l'autorisation de réduire son niveau de consommation selon certaines conditions.

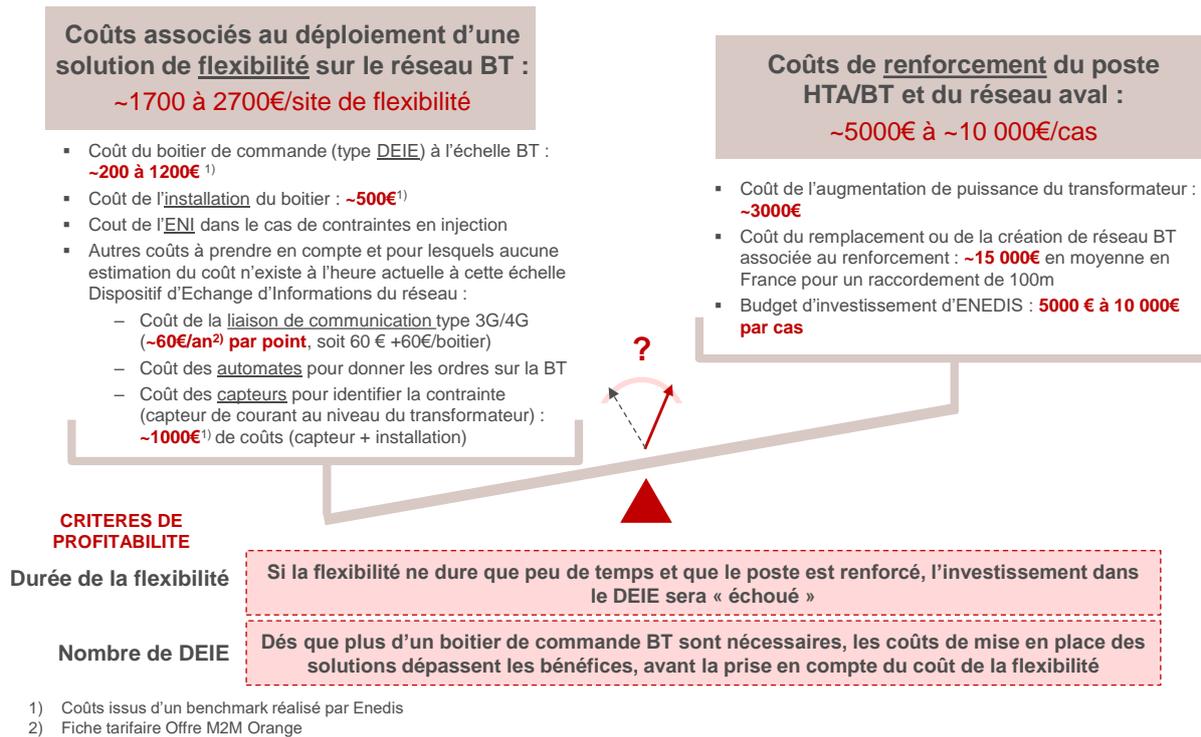


Figure 18 – Comparaison du coût de la flexibilité au niveau BT et du coût de renforcement d'un poste HTA/BT

Dans ce contexte, la rentabilité de la flexibilité est incertaine et dépend principalement de la durée d'utilisation de cette flexibilité et du nombre de boîtiers de commande nécessaires (cf. annexe 9). Le recours à de la flexibilité ne sera rentable que dans des conditions fortement favorables (coût de renforcement élevé d'au moins 10 000 euros, moins de 3 sites fournissant cette flexibilité, durée d'utilisation de plus de 4 ans).

**Compte tenu de ces conditions, la valeur nette de la flexibilité pour des contraintes sur les postes HTA/BT à l'échelle du territoire devrait être très faible. Toutefois, une valeur ponctuelle pourrait être dégagée dans certains cas qui cumulent des conditions particulièrement favorables.**

## 1.6. Configuration n° 5 : valeur en conduite pour des contraintes en soutirage sur les postes sources et le réseau HTA

Le réseau électrique peut subir des incidents ou des travaux à l'origine de coupures empêchant momentanément une partie des clients de consommer de l'électricité. Dans un tel cas de figure, la flexibilité peut être appelée pour soulager le réseau et permettre de récupérer ponctuellement une fraction plus importante des clients coupés (cf. annexe 10). Toutefois, le recours à de la flexibilité n'est utile que si la réalimentation des clients est bloquée par une contrainte dite électrique<sup>56</sup>, c'est-à-dire par un ouvrage en limite de capacité.

### 1.6.1. Coupures en cas d'incidents simples

En cas d'incident, la coupure peut être simple ou multiple, c'est-à-dire impactant plusieurs points du réseau (en cas d'inondation par exemple). Par nature, un incident multiple va toujours engendrer des contraintes dites topologiques (et non électriques) : plusieurs ouvrages seront indisponibles et il n'y aura pas de moyen physique d'alimenter les clients. Dans ce cas de figure, la flexibilité ne résoudra rien. Quant aux incidents simples, il est estimé à dire d'expert que 10 % des situations de reprise client sont bloquées par des contraintes de type électrique ; le reste est de type topologique.

<sup>56</sup> Par opposition à une contrainte topologique pour laquelle la flexibilité n'est d'aucun recours, notamment parce qu'une ligne électrique est physiquement coupée (exemple : chute d'arbres sur des lignes).

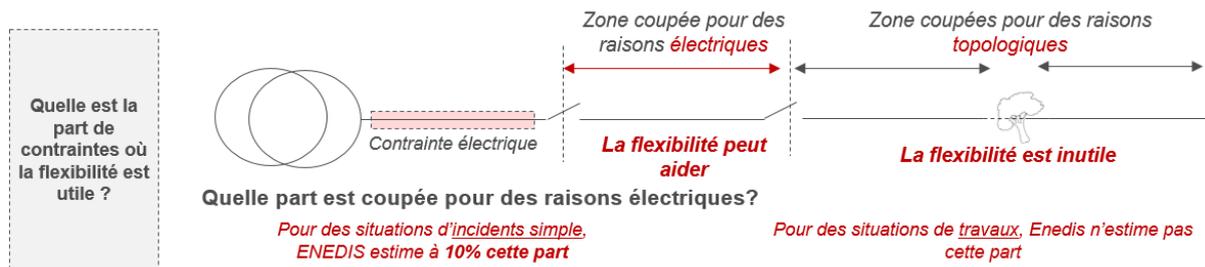


Figure 19 - Part des contraintes électriques lors des coupures pour causes d'incidents simples ou de travaux

L'analyse de l'historique des coupures des postes HTA/BT sur 2015 et 2016 a permis de caractériser les coupures pour cause d'incidents simples en France (durée, nombre de clients coupés, évolution de la reprise de la fourniture, etc.). Le croisement de ces informations avec la puissance moyenne de consommation par point de livraison pour chaque département a permis d'évaluer l'énergie non distribuée associée à chaque incident (cf. méthodologie détaillée en annexe 11). En moyenne sur 2015 et 2016, l'END pour cause d'incidents simples s'est élevée à 20 GWh/an.

Compte tenu du caractère imprévisible des incidents, seules les flexibilités existantes localement (c'est-à-dire positionnées sur des portions du RPD directement connectées à la zone de coupure) pourraient être exploitées. La prise en compte de ce gisement local d'effacement existant permet d'évaluer la quantité d'END pouvant être évitée avec de la flexibilité<sup>57</sup> à 4 GWh/an en moyenne. Enfin, seules les contraintes électriques peuvent être levées par de la flexibilité, soit environ 10 % des coupures et donc de l'END évaluée ici.

Pour les incidents simples, la valorisation de l'END varie selon la quantité d'énergie coupée : 9 200 €/MWh pour des coupures inférieures à 30 MWh, 20 000 €/MWh pour des coupures plus profondes. **La valeur brute de la flexibilité vis-à-vis de la conduite en cas d'incidents simples est ainsi évalué à 3,4 M€/an.**

**Le coût du recours à cette flexibilité est quant à lui évalué à 0,3 M€/an (coût de la flexibilité en tant que telle<sup>58</sup> et coût d'activation<sup>59</sup>).**

<sup>57</sup> En supposant un délai d'activation de 30 minutes.

<sup>58</sup> Avec une hypothèse de coût de la flexibilité à 500 €/MWh (cap de prix maximal défini dans le cadre d'une réservation de capacité d'effacement en 2017).

<sup>59</sup> Coût d'activation évalué à 1h de travail pour l'opérateur sur chaque incident.

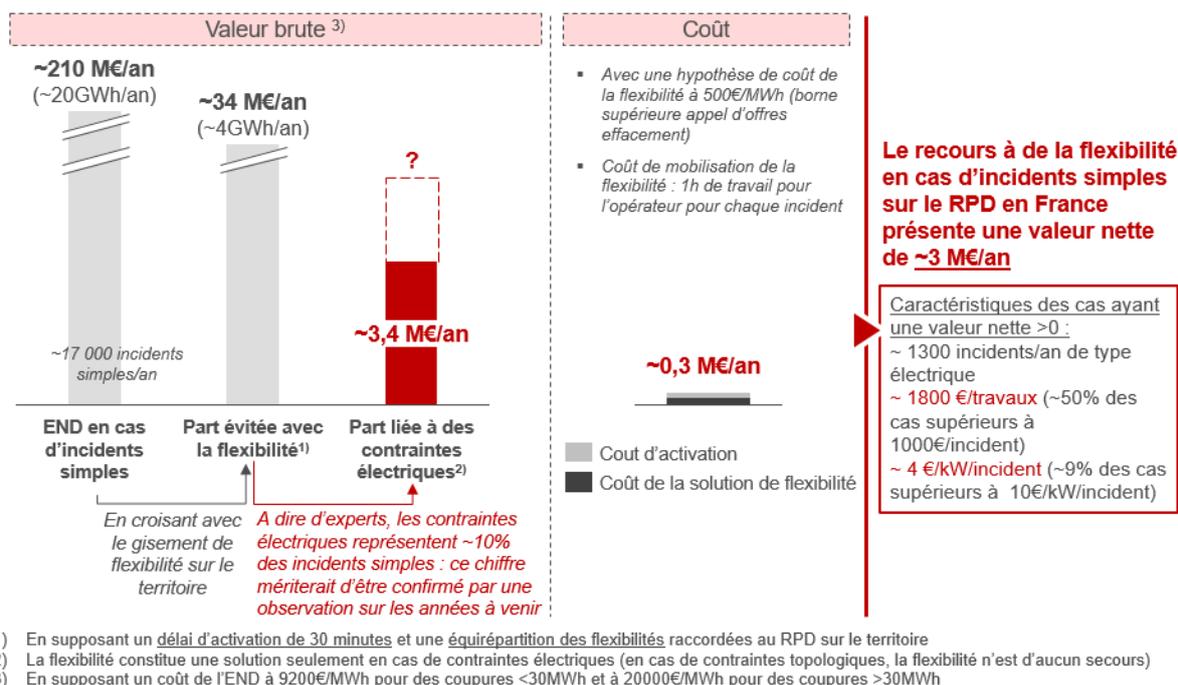


Figure 20 – Valeur brute et coûts de la flexibilité en cas d'incidents simples en France (moyenne sur 2015 et 2016)

**La valeur nette de la flexibilité en cas d'incident simple sur le réseau est évaluée à au moins 3 M€/an.**

Ce chiffrage prend comme hypothèses une flexibilité parfaite, équirépartie sur le territoire et suppose une consommation « plate »<sup>60</sup> des clients coupés.

### 1.6.2. Coupures en cas de travaux

La méthodologie d'analyse pour les coupures en cas de travaux est proche de celle employée en cas d'incidents simples (cf. annexe 11). La différence tient d'une part au fait que les travaux sont planifiables : d'autres solutions de flexibilités peuvent être envisagées (groupes électrogènes, batteries) et déployées à l'endroit voulu et au moment voulu. D'autre part, la valorisation de l'END est plus faible en cas de travaux car la coupure est planifiée et est évaluée à 2 500 €/MWh<sup>61</sup>.

L'analyse des coupures pour cause de travaux sur 2015 et 2016 a ainsi permis d'évaluer la valeur brute de la flexibilité dans ce cas de figure **entre 1 et 5 M€/an selon la part de contraintes de type électrique**. Compte tenu de son impact sur les résultats obtenus, cette part de contraintes de type électrique mériterait d'être approfondie, par exemple par une observation réelle de la typologie des coupures (électriques ou topologiques) sur les années à venir.

Le coût des solutions de flexibilité diffère selon la technologie envisagée. Ces coûts intègrent le coût des solutions en tant que telles<sup>62</sup> ainsi que les coûts de mobilisation<sup>63</sup> (pour les batteries ou les groupes électrogènes) ou d'activation (pour l'effacement).

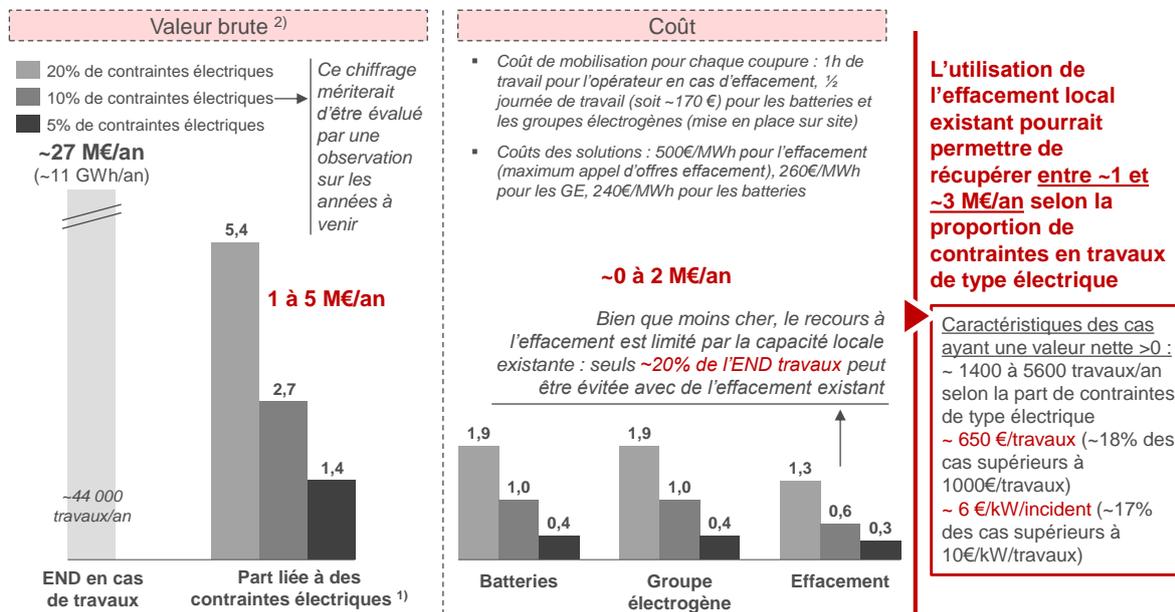
<sup>60</sup> C'est-à-dire une consommation moyenne par point de livraison à l'échelle départementale (or le niveau de consommation réel peut être au-dessus de la moyenne du fait de la nature même des contraintes dites électriques).

<sup>61</sup> Toutefois, si dans le cadre de travaux des clients venaient à être coupés sans en avoir été informés au préalable, alors l'END ne serait plus valorisé à 2500€/MWh mais bien à 9200€/MWh (valorisation en cas d'incidents).

<sup>62</sup> Coût de l'effacement pris à 500 €/MWh (cap de prix maximal défini dans le cadre d'une réservation de capacité d'effacement en 2017). Coût de la batterie pris à 240 €/MWh et du groupe électrogène à 260 €/MWh en supposant un coût rapporté au cycle d'utilisation de ces solutions (dans un schéma où celles-ci seraient parfaitement rentabilisées avec un usage par ailleurs).

<sup>63</sup> Coûts de mobilisation estimés à une demi-journée de travail par coupure soit environ 170 € par intervention.

**Bien que l'effacement soit moins cher que les groupes électrogènes ou les batteries, le recours à cette solution est limité par l'effacement local existant : seuls 20 % de l'END travaux peuvent être évités avec le gisement actuel.** Au final, les coûts de mise en place de solutions de flexibilité dans cette configuration varient entre 0 et 2 M€/an.



1) La flexibilité constitue une solution seulement en cas de contraintes électriques (en cas de contraintes topologiques, la flexibilité n'est d'aucun secours)  
 2) En supposant un coût de l'END à 2500€/MWh pour des coupures induites par des travaux

Figure 21 - Valeur brute et coûts de la flexibilité en cas de travaux en France (moyenne sur 2015 et 2016)

**La valeur nette de la flexibilité en cas de coupures sur le réseau liées à des travaux est évaluée entre 1 et 3 M€/an selon la proportion de contraintes de type électrique.**

## 1.7. Synthèse des résultats obtenus sur les 5 configurations étudiées

### 1.7.1. Valeur brute, valeur nette et nombre de cas

Pour chacune des configurations étudiées, la valeur brute de la flexibilité, sa valeur nette ainsi que le nombre de cas rentables ont été calculés à l'échelle de la France. Il s'agit de grandeurs annuelles.

Les valeurs nettes varient entre 0 et 5 M€/an selon la configuration étudiée. Le nombre de cas pour lesquels la valeur nette est positive est de quelques dizaines à l'échelle du poste source ou du réseau HTA mais bascule à quelques milliers dès lors qu'on étudie les contraintes sur les postes HTA/BT ou l'usage en conduite.

Configurations étudiées	Valeur brute	Valeur nette	Occurrence	Niveau d'intérêt pour la flexibilité
<b>1</b> Postes source / injection	5-10 M€/an	1-3 M€/an	15 à 30 cas/an	● <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette substantielle</li> <li>Nombre de cas locaux limité</li> <li>Domaine d'intérêt prioritaire pour la mise en place d'un <i>market design</i></li> </ul>
<b>2</b> Postes sources / soutirage	0 à 18 M€/an Hypothèse centrale 8M€/an	→ 1,5 - 4 M€/an	~15 cas/an	◐ <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette intéressante mais soumise à de fortes incertitudes</li> <li>Valeur unitaire élevée</li> <li>Besoin d'attester de la maturité de la flexibilité par ailleurs avant d'aller sur cette configuration</li> </ul>
<b>3</b> Réseau HTA / injection	> 5M€/an	~5 M€/an	~15 à 20 cas/an	● <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette substantielle</li> <li>Nombre de cas locaux limité</li> <li>Domaine d'intérêt prioritaire pour la mise en place d'un <i>market design</i></li> </ul>
<b>4</b> Postes HTA/BT	9-20 M€/an (majorant)	~0 M€/an → Valeur positive uniquement dans des situations locales très favorables	Potentiel de ~2000 cas/an → Part de cas où une profitabilité est positive inconnu	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette quasi-nulle</li> <li>Profitabilité soumise à des conditions fortes</li> <li>Nombre de cas élevés</li> <li>Domaine d'intérêt le moins prioritaire</li> </ul>
<b>5</b> Valeur en conduite Incidents simples Travaux	~3M€/an 1 à 5 M€/an	~3M€/an 1 à 3 M€/an	~1000 cas/an 2000 à 6000 cas/an	◐ <ul style="list-style-type: none"> <li>Valeur nette totale élevée mais valeur unitaire faible compte tenu du nombre de cas</li> <li>Caractère opportuniste à intégrer</li> <li>Moyen d'expérimenter la viabilité de la flexibilité locale avec un risque moindre que sur le report d'investissement</li> </ul>

Figure 22 – Résultats (valeur brute, valeur nette, nombre de cas) sur les 5 configurations étudiées

### Estimation de la valeur brute de la flexibilité aux États-Unis

Un rapport du Rocky Mountain Institute publié en 2015 estime à 2,1 milliards de dollars par an les coûts évités par la flexibilité locale vis-à-vis du renforcement des réseaux de transport et de distribution à l'échelle des États-Unis. Rapportés à l'ensemble des investissements prévus sur ces réseaux (estimés à 880 milliards de dollars sur les quinze prochaines années), cette valeur brute représente environ 4 % des coûts de renforcement.

En comparaison, la valeur brute de la flexibilité locale vis-à-vis de la planification des investissements en France représente environ 3 %<sup>64</sup> des investissements d'après les résultats des analyses présentées ci-dessus.

### 1.7.2. Intérêt des différentes configurations pour l'élaboration d'un *market design*

Les configurations 1 et 3 relatives à des situations de contraintes en injection sur les postes sources ou le réseau HTA présentent une valeur nette substantielle, qui peut atteindre en cumulé environ 6 à 8 M€/an, sur un nombre de cas locaux « limité » (entre 30 et 50 cas/an). Ces configurations sont par ailleurs celles où la flexibilité est la plus simple à mettre en place : l'offre est toujours présente et les conséquences pour les acteurs sont minimales (simple indemnisation de l'énergie non produite). Elles constituent donc les domaines d'intérêt prioritaire pour la définition et la mise en place d'un *market design*.

La configuration 2 présente une valeur nette de l'ordre de 1,5 à 4 millions d'euros annuels. Ce résultat est soumis à de fortes incertitudes, aussi bien sur la valeur brute (qui dépend du contexte local) que sur la valeur nette (qui dépend de la localisation des flexibilités). Cette configuration est plus complexe que les configurations 1 et 3, car elle cible les contraintes en soutirage, qui sont présentes en régime dit « N-1 », c'est-à-dire lorsque le réseau n'est pas complètement opérationnel. Le faible nombre de cas, associé à la valeur brute unitaire assez élevée (plusieurs

<sup>64</sup> Rapport entre près de 40M€/an de valeur brute et 1400M€/an d'investissements réalisés dans les raccordements et les renforcements (valeur donnée par Enedis pour l'année 2015)

**dizaines de milliers d'euros par cas), rendent néanmoins cette configuration intéressante pour la mise en place d'un *market design*.** Les GRD considèrent que cette configuration présuppose une maturité d'utilisation des flexibilités en conduite : à ce titre, la vérification que ces leviers peuvent être efficaces en conduite via la configuration 5 pourrait être un prérequis au déploiement de la configuration 2.

La configuration 4 relative aux situations de contraintes sur des postes HTA/BT présente une valeur nette quasi-nulle. La rentabilité de ce cas de figure est soumise à des conditions fortes : un coût de renforcement élevé, un nombre de sites réalisant la flexibilité inférieur à 3, une durée d'utilisation de la flexibilité de plusieurs années. **Cette configuration constitue donc le domaine le moins prioritaire en termes de mise en place de méthodes de mobilisation et de valorisation de la flexibilité.**

La configuration 5 présente quant à elle une valeur estimée entre 4 et 6 M€/an (en cumulé sur les cas de type incident simple et les cas de type travaux). Toutefois, le nombre de cas concernés est élevé (plusieurs milliers) : la valeur unitaire à récupérer est donc faible. Le cadre de mobilisation et de valorisation à mettre en place devra intégrer cette spécificité de même que le caractère opportuniste propre à ce cas d'usage (recours ponctuel à de la flexibilité valorisée par ailleurs sur d'autres mécanismes moins incertains). Cette configuration pourrait permettre d'expérimenter la viabilité pour les GRD de transférer une partie des risques entre l'investissement et l'exploitation des réseaux.

## 2. Mécanismes de mobilisation et de valorisation des solutions de flexibilité à l'échelle locale

Cette section étudie les méthodes de mobilisation de la flexibilité, afin d'évaluer la façon dont les échanges commerciaux entre les offreurs de flexibilité (les « opérateurs de flexibilité ») et les gestionnaires de réseaux de distribution pourraient s'opérer.

### 2.1. Composantes définissant un mécanisme de mobilisation et de valorisation

Un mécanisme de mobilisation (souscription et activation) et de valorisation d'une flexibilité (détermination du prix payé par le GRD) peut être décrit selon 7 composantes :

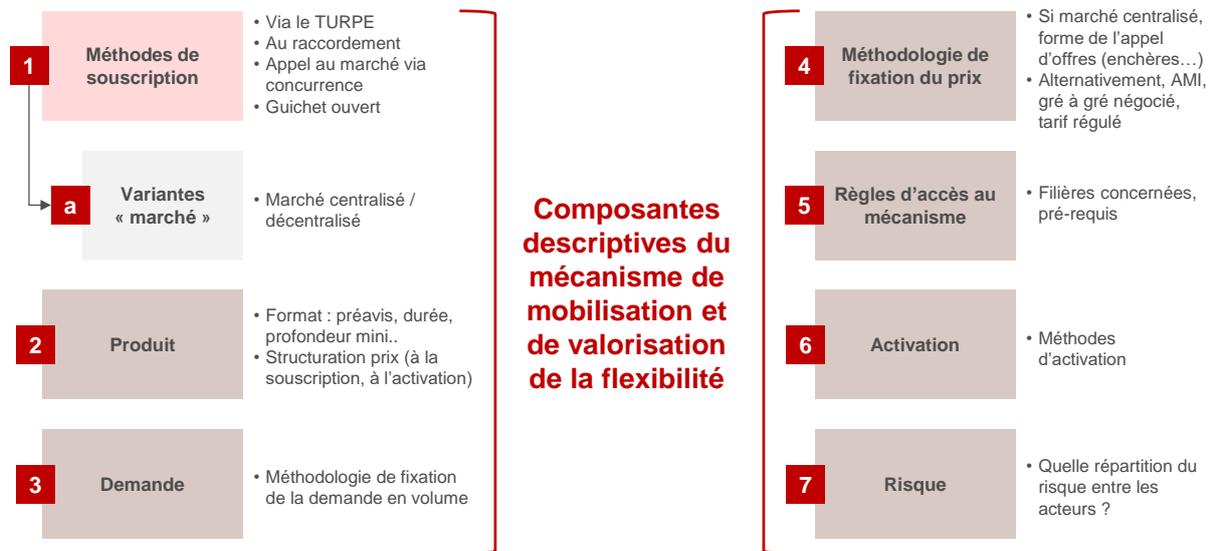


Figure 23 – Composantes définissant un mécanisme de mobilisation et de valorisation

#### 2.1.1. Méthodes de souscription

Plusieurs méthodes de souscription peuvent être envisagées :

- Concurrence sur le marché : mise en place d'un marché où offre et demande (définie par le GRD) se rencontrent ; le cas échéant, la confrontation permet de fixer le prix.
- Tarif de réseau (*exemple : signal tarifaire type pointe mobile*) : une composante tarifaire « dynamique » du TURPE pourrait inciter à moduler la courbe de charge selon les besoins du réseau.
- Modalités contractuelles de raccordement : utilisation de conditions contractuelles de raccordement (nouvelle installation ou hausse de puissance de raccordement) pour mobiliser et valoriser la flexibilité.
- Guichet ouvert : les acteurs proposant de la flexibilité peuvent se manifester auprès du GRD pour obtenir une rémunération fixée ex-ante et disponible sans mise en concurrence.

Il peut exister plusieurs variantes à ces méthodes de souscription, selon que le marché est centralisé (une seule entité organise le marché et centralise les offres – *exemple : marché énergie Spot*) ou décentralisé (échanges bilatéraux entre acteurs du marché – *exemple : mécanisme de capacité en France hors échanges EPEX-Spot*).

### **2.1.2. Produit**

---

Un produit de flexibilité se caractérise notamment par le service rendu en puissance ou en énergie, le délai d'activation (en fonction de l'anticipation de la réalisation de la contrainte par le GRD), la répétitivité de l'activation de la flexibilité, les contraintes de disponibilité. Le niveau de standardisation, l'obligation de moyen ou de résultat, le produit physique ou financier constituent également des dimensions qui doivent être précisées.

### **2.1.3. Demande**

---

La demande de flexibilité peut être déterminée de manière unilatérale (par un GRD par exemple) ou de façon décentralisée (entre des consommateurs pour éviter une contrainte par exemple – *type mécanisme de capacité en France*).

### **2.1.4. Méthodologie de fixation du prix**

---

Pour un mécanisme de type marché, le prix peut être le résultat d'une enchère (de type « *pay-as-bid* <sup>65</sup> » ou « *pay-as-clear* <sup>66</sup> ») ou bien peut être défini par l'acheteur (type guichet ouvert).

Pour une flexibilité rémunérée par le tarif d'acheminement, le prix est défini implicitement dans le tarif. Ce prix peut représenter un prix moyen, marginal, local ou national. Il est calibré sur un coût marginal de long terme.

### **2.1.5. Règles d'accès au mécanisme**

---

Ces règles doivent préciser le type d'acteurs pouvant participer au mécanisme (agrégateurs, fournisseurs, ...), le type de technologies autorisées, la nécessité ou non de certifier les capacités, ...

### **2.1.6. Activation**

---

Afin de permettre une activation de la flexibilité en temps voulu, un dispositif d'activation doit être mis en place, aussi bien chez les fournisseurs de flexibilité que chez le GRD. Ce dispositif doit répondre à plusieurs besoins : envoyer le signal d'activation de la flexibilité, prévenir les acteurs concernés de l'activation, instaurer un ordre de mérite technico-économique dans l'activation des flexibilités... La fiabilité de ce dispositif est primordiale. Selon le mécanisme considéré, différentes technologies peuvent être employées : dispositif d'échange d'informations d'exploitation (DEIE), compteur évolué Linky, SI de contrôle, appels téléphoniques.

### **2.1.7. Risque**

---

Le produit peut répartir tout ou partie du risque sur les différents acteurs (entre l'obligation de moyen ou de résultat, en cas de défaillance). Ce risque peut être entendu en termes de pénalités (risque normatif) ou de coût réel pour la collectivité (valeur de l'énergie non distribuée). Il peut être couvert par des dépôts de garantie (afin de palier le risque de défaillance économique d'un fournisseur de flexibilité).

## **2.2. Mécanismes permettant la mobilisation et la valorisation de la flexibilité à l'échelle locale**

---

### **2.2.1. Identification des mécanismes possibles**

---

Les besoins, les acteurs, les coûts ainsi que les risques sont différents entre les flexibilités en soutirage et les flexibilités en injection. Certains mécanismes ne s'appliquent donc pas de façon identique à ces deux configurations. Ils peuvent même n'être applicables que dans l'une de ces 2 configurations. Ainsi,

---

<sup>65</sup> Chaque participant dont l'offre est acceptée est payé au prix de son offre.

<sup>66</sup> Chaque participant dont l'offre est acceptée est payé au prix le plus élevé des offres acceptées.

nous répertorions 7 mécanismes de mobilisation et de valorisation envisageables pour des flexibilités en injection et 7 en soutirage :

INJECTION	SOUTIRAGE
<b>Solutions intelligentes de raccordement - injection</b> <i>Solution de raccordement alternative incluant une option à la main du GRD d'écarter un certain nombre d'heures annuellement en échange d'un coût du raccordement réduit</i>	<b>Solutions intelligentes de raccordement - soutirage</b> <i>Solution de raccordement alternative incluant une option à la main du GRD d'activer la flexibilité sur un certain nombre d'heures annuellement en échange d'un coût du raccordement réduit</i>
<b>Quote-part alternative pour les S3REnR</b> <i>Mise en place d'une quote-part alternative réduite (voire négative) dans le cadre des S3REnR, en échange d'un service d'écarter</i>	
<b>TURPE - pointe mobile</b> <i>Signal tarifaire dont l'activation est à la main du GRD, selon les clauses (fréquence, durée, localisation) définies par le tarif</i>	
<b>Contractualisation directe par le GRD</b> <i>Appel au marché par le GRD pour contractualiser de la flexibilité. Différents formats possibles : appel d'offres, dialogue concurrentiel, appel à manifestation d'intérêt</i>	<b>Exploitation opportuniste de la flexibilité par le GRD « option GRD »</b> <i>Appel à la flexibilité existante pour réaliser de la conduite. Sans engagement des acteurs</i>
<b>Tarif d'achat régulé de la flexibilité</b> <i>Tarif d'achat régulés (et fixes) permettant de rémunérer la flexibilité sur la durée en échange de services sur cette même durée</i>	
<b>Marché local en J-1 ou J</b> <i>Equivalent à un mécanisme d'ajustement défini à la maille locale</i>	
<b>Investissement et exploitation par le GRD</b>	

Figure 24 – Mécanismes de mobilisation et de valorisation identifiés pour les contraintes en injection et en soutirage

### 2.2.2. Critères d'évaluation des mécanismes

Ces mécanismes ont été évalués sur 6 critères.

#### Capacité à atteindre le meilleur gisement technico-économique

Le mécanisme de mobilisation et de valorisation mis en place doit permettre à un maximum de fournisseurs potentiels de participer, afin d'obtenir la meilleure valeur technico-économique via le jeu de la concurrence, et permettre la participation du gisement de flexibilité le plus large possible. La mise en concurrence permet une meilleure allocation de la ressource et une maximisation du surplus social en limitant les pouvoirs de marché et en garantissant l'équité.

#### Minimisation du coût de transaction

La flexibilité locale se caractérise par une distribution diffuse de la valeur, sur toutes les zones où il existe des contraintes. Il faut donc limiter toutes les frictions et inefficacités de mobilisation. Des coûts de transaction élevés pourraient très fortement limiter le potentiel réel de la flexibilité en détruisant la valeur disponible par des coûts administratifs élevés.

#### Visibilité de la flexibilité pour les acteurs

Une visibilité du signal économique sur un horizon de temps suffisant est nécessaire aux acteurs économiques afin de leur permettre d'investir et ainsi développer une offre ; cette visibilité conditionne le risque porté par les investisseurs et donc le prix du service via le coût du financement.

## Contrôle du risque pour le GRD

Pour être compétitive par rapport à une alternative de renforcement du réseau, la solution flexibilité doit garantir un bon niveau de fiabilité en regard d'une solution infrastructure, par nature très fiable. En effet, un coût de l'énergie non distribuée très élevé peut entraîner un coût de défaillance annulant le bénéfice attendu par le choix de la solution flexibilité, même si la probabilité de la défaillance est faible.

Le mécanisme doit donc, d'une part, permettre de limiter le risque, et, d'autre part, de le répartir, si possible sans dissuader les opérateurs de flexibilité par des pénalités incompatibles avec leur modèle.

De plus, la visibilité pour le GRD doit être prise en compte pour évaluer son risque : un signal tarifaire, diffusant, par nature, un signal plus incertain, entraînera un coût du risque plus élevé qui pourra, dans certains cas de figure, dépasser le coût connu du renforcement, incitant ainsi le GRD à choisir cette dernière option.

## Contrôlabilité, objectivité et compatibilité

**Contrôlabilité** : éviter l'apparition de flexibilités « fantômes » dans les cas de probabilité de sollicitation faible, flexibilités rémunérées mais incapables de fournir le service en cas de besoin.

**Objectivité** : offrir les garanties d'impartialité et de transparence dans le dimensionnement du besoin, la souscription, l'activation et la fixation du prix.

**Compatibilité** : avec les différentes dispositions du droit français et communautaire et, au-delà, avec les objectifs des politiques publiques.

## Simplicité

*A priori*, plus un mécanisme est simple, plus il permet à la concurrence d'y participer, plus son coût de transaction est faible, plus il est transparent, et moins les risques de jeux ou de pouvoirs sur le marché (monopoles locaux par exemple) sont importants.

Par ailleurs, il pourrait être préférable car plus aisé que le mécanisme puisse s'intégrer dans les règles de marchés et les modes de fonctionnement actuels ou n'engage que des évolutions limitées.

### 2.2.3. Mécanismes privilégiés

---

Les mécanismes identifiés ont été évalués selon les six critères présentés ci-avant. Parmi eux, quatre mécanismes ressortent comme les plus pertinents.

**Les solutions intelligentes de raccordement, pour les contraintes en injection**, constituent un mécanisme « simple » à mettre en œuvre, utilisant les modalités contractuelles, et qui évite les démarches de recherche de la flexibilité. Au regard des cas potentiels (quelques dizaines par an) et de la valeur nette (5 M€/an), le mécanisme semble bien dimensionné. Cependant, il ne cible qu'une partie du potentiel de flexibilité et de contraintes : les contraintes sur le réseau HTA en injection, et les nouvelles flexibilités sur ce même réseau.

La mise en place **d'un quote-part alternative dans les S3REnR** permettrait de répondre à cette problématique en complément des solutions intelligentes de raccordement. En effet, en s'appuyant sur les S3REnR, déjà existants, ce mécanisme a l'avantage de proposer à plusieurs flexibilités de répondre aux problèmes de contraintes sur les postes sources en injection. La mise en place de ce mécanisme nécessitera une modification du cadre des S3REnR.

Le mécanisme de **contractualisation directe de la flexibilité par les GRD** est le mécanisme le plus utilisé à l'international. Il permet une mise en concurrence de l'ensemble des flexibilités, existantes ou nouvelles, technologiquement agnostique. Cependant, la contractualisation est un processus plus lourd que les deux précédents, nécessitant une analyse et une expression du besoin, et la mise en place du dialogue concurrentiel, suivi d'un contrôle. Cela la réserve aux cas ayant une valeur unitaire élevée (en €/cas) et pour lequel la concurrence a un intérêt (c'est-à-dire une profondeur d'offre suffisante), et il est donc adapté principalement aux contraintes liées aux postes sources.

Enfin, la mise en place d'une **exploitation opportuniste de la flexibilité existante par les GRD**, « l'**option GRD** » est adaptée à la flexibilité pour la conduite : ce mécanisme consiste à **appeler des**

**flexibilités existantes, sans engagement** (pas d'engagement des fournisseurs de flexibilités de fournir la flexibilité, pas d'engagement des GRD d'appeler la flexibilité), afin de répondre de manière souple aux besoins de la conduite du réseau, imprévisibles. Ce mécanisme est facile à mettre en place, sans prise de risque pour l'ensemble des acteurs, avec un cadre souple pour l'ensemble des parties prenantes. Ce schéma est néanmoins strictement limité à une utilisation de la flexibilité en conduite : l'absence de garantie de disponibilité pour les GRD est la contrepartie de la souplesse de ce mécanisme.

### 2.2.4. Mécanismes non retenus

---

Suite à l'analyse, les autres mécanismes ne sont pas retenus. Nous présentons ci-après brièvement les raisons principales de leur mise à l'écart.

Le mécanisme **TURPE à pointe mobile** a pour principal défaut de créer des situations inefficaces localement avec la définition d'un signal tarifaire national, touchant des milliers d'équipements du réseau, pour quelques dizaines de cas par an. Qui plus est, le niveau de visibilité et de garantie de la flexibilité ainsi obtenue pour le GRD est trop faible pour lui permettre de reporter ses investissements, sans un très long retour d'expérience

**Les solutions intelligentes de raccordement** ne sont pas adaptées aux contraintes en soutirage : les sites de soutirage n'ont pas les mêmes profils, contraintes et évolutions dans le temps que ceux d'injection. Contrairement aux sites en injection, il peut exister un écart significatif (et non fixe) entre puissance de raccordement (puissance soutirée maximum) et puissance souscrite (contractuelle). De plus, ce mécanisme pourrait, selon ses caractéristiques de mises en œuvre précises, ne pas être compatible avec le statut de GRD, ce mécanisme pouvant être assimilé à une activité sur le marché de l'effacement, concurrentiel, s'il est assimilé à un achat d'énergie.

La réussite d'un mécanisme tel qu'un **tarif d'achat régulé de la flexibilité** repose sur la juste évaluation du signal tarifaire local à mettre en place, ce qui est un exercice d'équilibre entre le coût des solutions et le risque pris par la collectivité en garantissant les revenus des fournisseurs de flexibilité. Là encore, le niveau de visibilité pour le GRD du volume de flexibilité offert par un tel guichet ouvert est trop faible et dilué pour répondre au besoin.

Malgré l'atteinte d'un optimum technico-économique, le **marché local en J ou en J-1** est très lourd à mettre en œuvre à une maille locale et offre trop peu de visibilité aux acteurs : tous les participants devraient offrir leur flexibilité au jour le jour, nécessitant une organisation au sein de leurs entités, et une structure de marché local pour faire rencontrer l'offre et la demande. L'optimisation court terme que permet ce mécanisme (par rapport à la contractualisation) n'a pas d'effet bénéfique permettant de compenser cette complexité. Un tel mécanisme pourrait être plus facilement concevable à moyen terme si des systèmes de type *smart contracts*<sup>67</sup> venaient à se développer, laissant envisager une automatisation quasi-totale du mécanisme

Enfin, le mécanisme visant à **permettre au GRD d'investir et d'exploiter ses propres solutions de flexibilité** n'est pas opportun. Du fait des contraintes statutaires qui pèsent sur lui, le GRD ne peut pas amortir sa batterie sur d'autres mécanismes de valorisation que celui de la flexibilité pour son propre compte. Un tel mécanisme est donc envisageable uniquement dans le cas d'une défaillance du marché pour offrir des solutions de stockage<sup>68</sup> ou bien dans le cas d'un usage exclusif de la solution pour répondre exclusivement à des besoins du GRD (cas d'une batterie qui doit être en permanence chargée par exemple).

---

<sup>67</sup> Contrats de confiance établis entre 2 entités permettant notamment d'effectuer des transactions décentralisées de façon numérique, automatisée et contrôlée et sans nécessiter une autorité ou une intervention centrale.

<sup>68</sup> Aucun « opérateur de flexibilité » ne se porte candidat pour fournir des solutions de flexibilité.

### 2.2.5. Synthèse

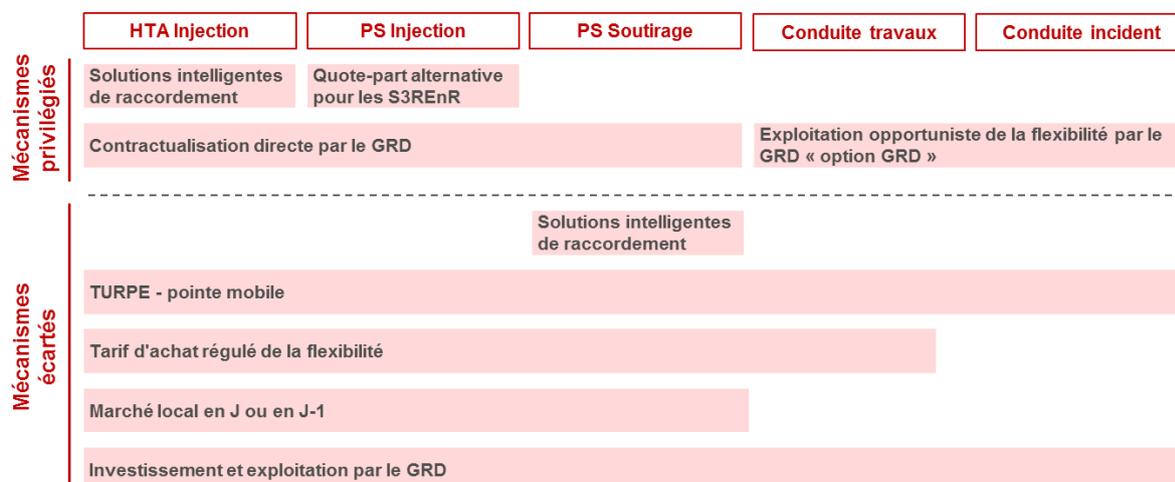


Figure 25 – Mécanismes choisis ou rejetés pour valoriser et mobiliser les solutions de flexibilité locales

## 2.3. Description détaillée et analyse des forces et faiblesses des mécanismes retenus

Pour chaque mécanisme identifié ont été conduites une description détaillée selon les sept composantes définies en partie 2.1, ainsi qu'une analyse des forces et faiblesses selon les six critères présentés en partie 2.2.2. Ces analyses sont présentées ci-après pour les mécanismes privilégiés et ont été mises en annexes pour ceux non retenus (cf. annexes 13, 14, 15, 16, 17, 18).

### 2.3.1. Nouvelles solutions de raccordement

Dans cette configuration, le GRD propose une solution de raccordement alternative qui inclut une option à sa main d'écrêter un certain nombre d'heures annuellement (nombre fixé ou borné *ex ante*), en échange d'un coût du raccordement réduit. Le client peut aussi être rémunéré à chaque activation de l'écrêtement à concurrence d'une neutralité économique<sup>69</sup> pour lui par rapport à la solution standard (et sous réserve de l'intérêt économique pour la collectivité). Toutefois, le client conserve le choix d'être raccordé selon un schéma standard qui, dans ce cas, nécessite un investissement supplémentaire de sa part.

Type de contrainte :



Configurations de contraintes compatibles :



Description du mécanisme :

- Souscription** • Souscription lors de la signature de la proposition technique et financière.

<sup>69</sup> C'est-à-dire qu'en espérance (compte-tenu de la statistique d'appel à s'écrêter du GRD) sur la totalité de la période où l'acteur propose de l'écrêtement, la rémunération perçue par l'acteur pour s'écrêter (à chaque activation et / ou à la souscription) est équivalente à la rémunération qu'il aurait perçue pour le surplus d'énergie écrêtée qu'il aurait pu vendre à laquelle se soustrairait le surcoût de raccordement initial.

- |          |                       |  |
|----------|-----------------------|--|
| <b>2</b> | <b>Produit</b>        | <ul style="list-style-type: none"><li>• Raccordement sous condition d'accepter un nombre d'heures annuel de limitation de puissance ou une puissance garantie inférieure à sa puissance maximale</li></ul>   |
| <b>3</b> | <b>Demande</b>        | <ul style="list-style-type: none"><li>• La demande est estimée par le GRD lors de l'étude de raccordement</li></ul>  |
| <b>4</b> | <b>Prix</b>           | <ul style="list-style-type: none"><li>• <b>À la « souscription »</b> : le GRD « concède » au producteur le différentiel avec le raccordement standard ; ces tarifs sont fixés sur la base des coûts des GRD (modulo les principes de réfaction)</li><li>• <b>Tarif d'activation</b> : déterminé à concurrence d'une neutralité économique pour le producteur par rapport à la solution standard de raccordement (et sous réserve de l'intérêt économique pour la collectivité) : un tarif d'activation peut être ou inclus ou non (problématique traitée au § 2.4.3.).</li></ul> |
| <b>5</b> | <b>Règles d'accès</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Tous les clients du GRD en injection ayant besoin d'une convention de raccordement peuvent y accéder</li></ul>   |
| <b>6</b> | <b>Activation</b>     | <ul style="list-style-type: none"><li>• Un DEIE est déjà en place par défaut et permettra l'activation des écrêtements (pas d'information préalable du producteur d'une situation d'écrêtement ; information ex-post via comptage)</li><li>• Par ailleurs, un investissement de second ordre est à réaliser au niveau de départ HTA par le GRD</li></ul>   |
| <b>7</b> | <b>Risque</b>         | <ul style="list-style-type: none"><li>• Risque de non écrêtement limité (DEIE à la main du GRD)</li><li>• Risque de dépassement du nombre d'heures d'écrêtement envisagé par le GRD (risque de mauvais dimensionnement <i>ex ante</i> du besoin)</li></ul>   |

Forces et faiblesses :



- **Coûts de transaction réduits** : option à l'offre de raccordement
- **Simplicité** : limite les démarches de recherche de flexibilité



- **Capacité à atteindre le meilleur gisement** : la recherche de flexibilité est limitée aux nouvelles installations, qui ne sont pas forcément celles qui offrent la solution à moindre coût

### 2.3.2. Évolution des S3REnR

Ce mécanisme utilise le véhicule des S3REnR pour transmettre un signal incitant à fournir de la flexibilité via la mise en place d'une option « quote-part alternative », réduite (voire négative), en échange d'un service d'écrêtement. La disponibilité de cette quote-part est limitée sur certaines zones et pour certains volumes. Elle est soumise à certaines conditions de souscription (niveau de souscription suffisant pour reporter l'investissement).

Une alternative à ce mode consiste à obliger l'ensemble des producteurs à payer une quote-part fixée qui intègre un certain nombre de solutions de flexibilité à l'échelle de la région considérée. Il n'y a donc plus d'option facultative et l'ensemble des producteurs paient de façon uniforme la même quote-part. Le déploiement des flexibilités n'est ici pas optionnel mais engagé et donc obligatoire pour l'ensemble des producteurs. La mise en œuvre de cette solution standard serait systématique et les économies sont donc au bénéfice de l'ensemble des nouveaux producteurs.

Le 1<sup>er</sup> mode de souscription a l'avantage de ne pas être contraignant pour ceux qui ne souhaitent pas s'engager vers de la flexibilité, à l'inverse du 2<sup>nd</sup> mode. Par contre, sa mise en place est plus compliquée. Par ailleurs, dans le 2<sup>ème</sup> mode, certains producteurs accepteraient d'être écrêtés dans une zone qui ne nécessiterait pas d'écrêtement. Cette incertitude pourrait diminuer la valeur perçue des actifs de production. Pour éviter cela, la quote-part pourrait être fixée sur de zones plus précises que l'échelle de la région, afin de faire cohabiter des zones avec une quote-part sans écrêtement et des zones avec une quote-part avec écrêtement dans une même région.

Enfin, dans un cas comme dans l'autre, une évolution réglementaire du cadre des renouvelables sera nécessaire.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

<b>PS injection</b>	HTA injection	PS soutirage	Conduite incidents	Conduite travaux
Ok	<i>Non applicable (pas d'intérêt à la mutualisation)</i>			

Description du mécanisme :

- 1**

**Souscription**

  - Souscription lors du paiement de la quote-part et de la signature de la convention de raccordement.
  - Dans le cas du mode optionnel, seulement lorsque l'option est activée par le GRD.
- 2**

**Produit**

  - Raccordement sous condition d'un nombre d'heures annuel de limitation de puissance
- 3**

**Demande**

  - Le gisement de demande est estimé en fonction du périmètre d'application et par filière
- 4**

**Prix**

  - À la « **souscription** » : la quote-part réduite est déterminée à partir d'un plan d'investissement alternatif prenant en compte les reports d'investissements
  - Tarif d'activation** : déterminé à concurrence d'une neutralité économique pour le producteur par rapport à la solution standard de raccordement (et sous réserve de l'intérêt économique pour la collectivité)
- 5**

**Règles d'accès**

  - Selon le monde envisagé, l'ensemble des producteurs raccordés dont l'installation est supérieure à 100kVA participent d'office ou bien seulement ceux qui ont choisi l'option « quote-part alternative » à condition que l'option soit activée par le GRD
- 6**

**Activation**

  - Un DEIE est déjà en place par défaut et permet l'activation des écrêtements (pas d'information préalable du producteur de l'activation de l'écrêtement ; information ex-post via comptage)
  - Par ailleurs, un investissement de second ordre est à réaliser au niveau de départ HTA par le GRD
- 7**

**Risque**

  - Risque de sous-souscription ou d'évolution des plans de développement (non réalisation de la flexibilité)

Forces et faiblesses :



- Coûts de transaction réduits** : exploite le mécanisme des S3REnR
- Visibilité pour les acteurs** : utilise la visibilité des S3REnR ; toutefois, l'option limite la visibilité sur le gain
- Contrôlabilité** : le GRD peut s'assurer de la bonne fourniture de la flexibilité
- Intégration** : utilise le véhicule S3REnR



- Coût** : mutualisation de la rémunération, sans différenciation par filière, ni mise en concurrence
- Intégration** : nécessite des règles de relation avec les mécanismes d'ajustement nationaux
- Contrôle du risque** : écarts probables entre l'engagement des producteurs à l'écriture du S3REnR et les capacités d'écrêtement réellement disponibles plusieurs années après

### 2.3.3. Contractualisation

Le GRD anticipe une contrainte et réalise un appel au marché de la flexibilité pour y répondre (écrêtement, batterie, modulation de la consommation à la hausse...). Cet appel au marché peut s'effectuer via un appel d'offres incluant un dialogue concurrentiel afin de rapprocher offre et besoin ou bien via un appel à manifestation d'intérêt. Les flexibilités peuvent être déjà existantes et répondre à un besoin national. La durée du contrat peut être longue (5 voire 10 ans) afin de permettre à des actifs nécessitant un investissement (batterie) de proposer leur service.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

PS injection	HTA injection	PS soutirage	Conduite incidents	Conduite travaux
Ok	Ok	Ok	<i>Non applicable (aucune garantie ni connaissance du besoin et donc pas d'incitation à payer pour une réservation de capacité)</i>	<i>Uniquement sur les cas prévisibles</i>

Description du mécanisme :

- 1

**Souscription**

  - Il est préférable que le prix soit le résultat d'un processus concurrentiel (appel d'offres local) ; pour cela, une spécification de la flexibilité doit être définie : un dialogue compétitif doit permettre de faire converger besoin et offre
  - Le marché doit être suffisamment profond (sinon le seul processus d'achat envisageable est un gré à gré)
- 2

**Produit**

  - Disponibilité à la baisse (kW/an) actionnable en J-1
  - Obligation du contractant d'être disponible si la capacité est réservée
- 3

**Demande**

  - Études de planification du GRD
- 4

**Prix**

  - Le GRD peut avoir à payer à la fois pour une réservation de capacité et par activation
  - Le prix acceptable pour le GRD est un prix qui crée de la valeur pour la collectivité (une situation d'équivalence avec l'option investissement n'a pas d'intérêt)
- 5

**Règles d'accès**

  - Procédure ouverte à l'ensemble des acteurs (agnostique technologiquement) : écrêtement, batterie, modulation de la demande à la hausse (via un agrégateur)
  - Contractualisation envisageable aussi bien avec des flexibilités nouvelles qu'avec des flexibilités déjà existantes
- 6

**Activation**

  - Pour les flexibilités producteur : situation similaire aux nouvelles solutions de raccordement
  - Pour les flexibilités provenant d'un "agrégateur" ou d'un "opérateur de batterie" : un DEIE doit être mis en place
  - Si plusieurs contrats de flexibilité ont été signés, leur activation doit être réalisée sur la base d'un ordre de mérite technico-économique : un SI doit être mis en place par le GRD
- 7

**Risque**

  - Si la contrepartie est engagée, son défaut doit être prévu contractuellement et compensé par une pénalité dissuasive
  - Elle ne pourra probablement pas égaler le coût de l'END en cas de situation de N-1, à moins de risquer de dissuader tout offreur de flexibilité

Forces et faiblesses :



- **Concurrence** : permet de mettre en œuvre plusieurs filières en parallèle, et de façon localisée ; permet à des filières capitalistiques d'offrir leur service, si l'engagement contractuel est assez long
- **Contrôlabilité** : le GRD peut s'assurer de la bonne fourniture de la flexibilité



- **Coût de transaction** : coûts de transaction qui peuvent être élevés dans le cadre de l'organisation d'une mise en concurrence (coûts d'information, développement du cahier des charges, préqualification des acteurs, validation des offres, etc.)
- **Transparence** : précision du besoin et de l'offre problématique en cas de gré à gré, voire en cas de dialogue compétitif

A l'international, les opérateurs ayant recours à de la flexibilité locale utilisent ce mécanisme pour la mettre en œuvre – trois exemples :

#### **Local Capacity Requirements (LCR) Southern California Edison (SCE) - USA**

Afin de faire face à l'arrêt à venir d'unités de production, l'opérateur SCE a fait appel à divers DER<sup>70</sup> via un mécanisme de contractualisation dans la région de Los Angeles. Au total, près de 1900 MW ont été attribués sur le réseau « West LA Basin » (63 contractualisations) et un peu plus de 300 MW sur le réseau de Moorpark (11 contractualisations). Ces contrats ont été établis suite à un appel d'offres et pour des durées de contractualisation comprises entre début 2018 (voire début 2015 pour certains postes spécifiques) et fin 2021. La capacité minimale pour participer à cet appel d'offres est variable selon le type de ressources : il est fixé à 100 kW pour les productions distribuées et l'effacement, à 0,5 MW pour les solutions de stockage et à 1 MW pour des centrales de cogénération. Des pénalités distinctes ont également été mises en place en cas de non-respect du contrat.

#### **Preferred Ressources Pilot (PRP) Southern California Edison (SCE) - USA**

De même que pour le projet LCR, SCE a conduit fin 2014 un appel d'offres dans la région sud du Comté d'Orange pour faire face à l'arrêt de l'unité de production nucléaire SONGS<sup>71</sup>. Ce projet pilote concerne spécifiquement les villes de Santa Ana et d'Irvine. Au total, les besoins sont estimés à près de 240 MW d'ici 2021. Pour y répondre, plusieurs technologies sont envisagées : l'efficacité énergétique, l'effacement, la production renouvelable diffuse, le stockage électrique, les centrales de cogénération et les piles à combustible.

#### **Goleta Area (GA) Southern California Edison (SCE) - USA**

Le poste source de Goleta (220/66kV) est régulièrement soumis à des contraintes électriques causées par le disfonctionnement de 2 lignes de transport qui desservent la région. Afin d'améliorer la résilience électrique de la zone, SCE a décidé de mettre en place un dispositif de contractualisation<sup>72</sup> avec des solutions de flexibilité connectées directement sur ce poste source ou en aval. La durée de contractualisation doit être comprise entre 5 et 20 ans. L'activation des contrats commencera entre juin 2019 et juin 2020. Un mécanisme de pénalité est mis en place en cas de non-respect du contrat avec des valeurs unitaires variant entre 35\$/kW et 150\$/kW selon le type de flexibilité et la durée du contrat. Selon le type de solution, une capacité minimale est imposée. La solution doit proposer ses services à minima sur les mois compris entre juin et octobre, durant un minimum de 3 jours consécutifs et sur au

<sup>70</sup> Distributed Energy Ressources en anglais : ensemble de solutions regroupant l'efficacité énergétique, l'effacement et la production diffuse.

<sup>71</sup> San Onofre Nuclear Generating Station.

<sup>72</sup> De type PSA (Purchase and Sales Agreements en anglais).

moins 4 heures consécutives entre 7:00 et 21:00. Actuellement, le besoin est estimé entre 15 et 55MW mais pourra être amené à évoluer compte-tenu des offres reçues.

### Brooklyn Queens Demand Management Demand Response (BQDM DR) conEdison - USA

Une partie du réseau électrique new-yorkais (zone comprise à la limite de Brooklyn et du Queens) est soumise à des fortes contraintes en périodes estivales. Afin d'éviter le renforcement de ce réseau via la création d'un nouveau poste source (dont le coût est estimé à 1,2 milliards de \$, coût élevé pour des raisons foncières et topologiques notamment), conEdison a décidé de faire appel à de la flexibilité via un mécanisme de type contractualisation. L'opérateur a en effet mis en place un système d'enchères sur les périodes estivales 2017 et 2018 pour permettre l'effacement de consommateurs sur cette partie du réseau. Une prolongation de ce mécanisme pour les années suivantes est probable. La capacité minimale pour participer à ce mécanisme est de 50kW. Au total, conEdison espère se procurer 52MW de capacité d'effacement pour l'été 2018. Le mécanisme d'enchère est de type « pas-as-clear ». La rémunération s'effectue à la réservation et à l'activation. De plus, un mécanisme de bonus (resp. de pénalité) est mis en place pour rémunérer (resp. sanctionner) les participants ayant un haut (resp. bas) niveau de fiabilité. Deux types de produit sont proposés selon la plage d'appel des flexibilités : de 8:00 à 12:00 ou de 16:00 à 20:00.

Cette initiative s'inscrit dans la démarche REV (**Reforming the Energy Vision**) poursuivie par la ville de New-York depuis 2014 : elle développe le concept de Distributed System Platform Provider (DSPP) qui a pour mission de moderniser le système de distribution en une plateforme flexible et prompte à accueillir de nouveaux produits et services énergétiques (et notamment les participants « behind the meter<sup>73</sup> »). Les DER<sup>74</sup> doivent ainsi être intégrés aux plannings d'investissements et aux opérations menées par le distributeur. Cette initiative soutient, entre autres, le développement de micro-réseaux électriques et de marchés locaux en complément du marché de gros des flexibilités.

#### 2.3.4. Option « GRD » pour les flexibilités existantes sans engagement

Le GRD propose aux flexibilités existantes (sur base de volontariat) de souscrire une option d'activation à la main du GRD, sous des conditions (prix d'activation, nombre d'activations, délai de prévenance) préalablement contractualisées. Le GRD cartographie ces flexibilités. Les fournisseurs de flexibilité ne s'engagent pas à s'activer.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

PS injection	HTA injection	PS soutirage	Conduite incidents	Conduite travaux
		Non applicable (le non engagement des acteurs rend la flexibilité non fiable et donc invisible vis-à-vis du report d'investissement)	Ok	Ok

Description du mécanisme :

1

#### Souscription

- Le GRD propose aux flexibilités locales de souscrire à une option d'activation par le GRD ; le GRD cartographie les flexibilités qui acceptent

<sup>73</sup> Littéralement en anglais « derrière le compteur » : fait référence à l'ensemble des acteurs proposant des solutions de flexibilités depuis leur domicile (clients résidentiels).

<sup>74</sup> *Distributed Energy Resources* en anglais : ensemble de solutions regroupant l'efficacité énergétique, l'effacement et la production diffuse.

- Seule une activation opportuniste est proposée ici : il n'y a pas d'engagement préalable des acteurs à fournir X heures de flexibilité par an ni de réservation possible par le GRD
- 2 Produit**
- Le produit est similaire à celui proposé à l'échelle nationale (une flexibilité avec un délai d'activation, un nombre d'activation et un délai prédéfinis)
  - Le mécanisme national intègre simplement une option possible de rémunération par le GRD en cas d'activation opportuniste à sa demande
- 3 Demande**
- Une cartographie des flexibilités disponibles et de leurs conditions de participation (nombre d'heures d'activation, prix d'activation, délai de prévention, ...) est nécessaire
- 4 Prix**
- **La rémunération est uniquement à l'activation**, négociée avec les fournisseurs de flexibilité, tant que le prix crée de la valeur pour la collectivité
  - Pas de pénalités d'activation en cas de conflit avec les mécanismes nationaux (pas d'engagement de l'acteur)
- 5 Règles d'accès**
- Mécanisme applicable pour les flexibilités déjà mises en place au niveau national et disponibles au moment et à l'endroit voulus
  - Les conflits d'activation avec le niveau national sont approfondis ultérieurement dans le rapport
- 6 Activation**
- L'activation est à la main du GRD, sur un nombre d'heure maximum accepté lors de la cartographie.
  - En cas de conflit avec une activation par le mécanisme national, la flexibilité devra être incitée à s'activer pour le mécanisme créant le plus de valeur pour la collectivité. En 1ère approche, cela devrait être le mécanisme transférant le plus de pénalités en cas de non-activation.
- 7 Risque**
- Refus ou impossibilité d'activation par les acteurs
  - Pouvoir de négociation des acteurs locaux, cherchant à capter un maximum de valeur

### Forces et faiblesses :



- **Coûts de mise en œuvre** : simple à mettre en place (concept de cumul des valeurs pour une flexibilité donnée au cœur du dispositif)
- **Simplicité** : les éléments contractuels sont décrits préalablement avec peu de contraintes pour capter une "valeur opportuniste"



- **Gisement** : offre limitée aux flexibilités existantes
- **Visibilité** : pas de visibilité de revenus pour les acteurs
- **Intégration** : compatibilité avec les mécanismes nationaux à préciser (cf. analyses en phase 3 de l'étude)
- **Simplicité** : informations et contrôle à une maille suffisamment fine complexes (la maille de l'agrégateur n'est pas toujours suffisamment locale : quel degré de contrôlabilité et d'activation sur chacun des points de livraison ? quel prix pour chacun de ces points de livraison ?)

## 2.4. Problématiques transverses aux différents mécanismes

Au-delà des mécanismes de mobilisation et de valorisation retenus, plusieurs problématiques liées à la flexibilité auront des conséquences sur l'efficacité des dispositifs.

### 2.4.1. Formalisation du produit acheté

Les mécanismes envisagés doivent répondre au paradigme suivant. Dans ses études de planification, le GRD n'a *a priori* besoin d'aucun produit : il peut prendre en compte tout produit proposé dans sa démarche de planification. Pourtant, les offreurs de flexibilité ont besoin qu'on leur spécifie un produit pour développer leur offre. De plus, l'homogénéité des offres est préférable pour permettre leur comparaison dans le cadre d'une mise en concurrence.

Pour répondre à cette difficulté, le format de la contrainte pourrait servir à la définition du produit. Le GRD, évaluant la forme de cette contrainte, pourrait ainsi spécifier le besoin.

### **2.4.2. Mise en concurrence limitée par la profondeur du marché**

Il est souhaitable que le prix soit le résultat d'une concurrence sur le marché. Cependant, pour des besoins locaux, il est possible que le marché soit trop étroit pour que la concurrence s'exerce. Cela devrait notamment être le cas pour les contraintes sur des éléments matériels autres que les postes source. Dans ce cas, le GRD peut définir le prix acceptable au regard de la valeur pour la collectivité. Le régulateur pourra s'assurer que ce niveau de rémunération n'intègre pas de rentes excessives (à partir d'une analyse des coûts).

### **2.4.3. Structure de la valorisation : « souscription » versus « activation »**

La structure de la valorisation peut être à la souscription, à l'activation, ou bien une combinaison des deux. Dans l'idéal, la structure serait aussi bien le miroir de la structure de coût des fournisseurs de flexibilité que de la structure de création de valeur pour la société. Dans la pratique, il existe une grande variété de structures de coûts et de valeur :

- Pour les coûts :
  - o L'effacement et l'écrêtement combinent autant des besoins d'investissement (pour le contrôle-commande et l'observabilité de la flexibilité) que des besoins opérationnels (perte de valeur énergie, coût variable de l'effacement)
  - o À l'inverse, les batteries ont des besoins principalement d'investissements, avec des coûts opérationnels faibles.
- Pour la valeur :
  - o Il s'agit généralement du report d'investissement (perpétuel – valeur unique, ou temporaire – valeur annuelle) ;
  - o Sauf en conduite, où la valeur ne se révèle qu'à l'activation de la flexibilité.

Dans l'hypothèse où les flexibilités mobilisées sont préexistantes, notamment pour l'activation opportuniste en conduite, il peut être envisagé qu'elles ne soient payées qu'à l'activation, dans la mesure où aucun investissement supplémentaire n'est nécessaire

Si les flexibilités sont à développer, les développeurs vont chercher à sécuriser leur investissement (commercial ou technique) dans un service de flexibilité par un mécanisme de rémunération « prévisible » ou « garantie ». Cette garantie peut passer par une part fixe, versée au départ<sup>75</sup>, correspondant à une souscription de capacité. Le bénéfice pour les GRD est un coût de financement abaissé par un risque contrôlé et, donc, un coût de la flexibilité plus bas. Par contre, le GRD porte alors en partie le risque de non activation de la flexibilité<sup>76</sup>.

Cette visibilité pourrait aussi être exprimée par un engagement sur un nombre minimum garanti d'activations (à un prix prédéfini) : cet engagement est équivalent à un paiement fixe pour une souscription à la différence que la flexibilité sera activée sur ce nombre d'heures fixé, même si ce n'est pas nécessaire<sup>77</sup>.

Le paiement d'une souscription est également la contrepartie d'une exigence de disponibilité (que la flexibilité soit nouvelle ou existante) : si l'opérateur de flexibilité n'est payé qu'à chaque activation (après un « référencement » des capacités disponibles), rien ne peut s'opposer contractuellement à son défaut : le risque pris par l'opérateur est limité au manque à gagner. Inversement, la souscription est la contrepartie économique d'un engagement de disponibilité qui est défini contractuellement.

Dans le cadre des nouvelles solutions de raccordement, il est intéressant d'observer que les bénéficiaires respectifs pour la collectivité nationale et le producteur obéissent à des temporalités différentes. Ce dernier bénéficie d'un gain initial lié à la réduction de son coût de raccordement, mais il subit ensuite un manque à gagner à chaque écrêtement de sa production. La collectivité ne capte, elle, la valeur qu'au

---

<sup>75</sup> Ou éventuellement de façon récurrente.

<sup>76</sup> Avoir payé pour un service qui n'était pas nécessaire par exemple.

<sup>77</sup> Dans ce cas, le paiement direct d'une prime fixe paraît moins contre-productif.

début, en réduisant ou supprimant l'investissement qui aurait été nécessaire pour accueillir le producteur, et non pas à chaque écrêtement.

#### 2.4.4. Évaluation du « prix acceptable » de la flexibilité

---

Le « prix acceptable » de la flexibilité ne peut pas être supérieur au prix qui rend équivalentes économiquement pour la collectivité les solutions « renforcement » et les solutions « flexibilité ». Pour autant, leur stricte équivalence économique ne devrait pas être suffisante pour déclencher l'utilisation des flexibilités : pourquoi introduire de nouveaux mécanismes si la collectivité, au mieux, n'en retire aucun bénéfice supplémentaire (et au pire subit les coûts d'étude et le risque d'échec de la mise en œuvre) ?

La valeur d'une flexibilité pour la collectivité doit donc être préalablement évaluée pour permettre de fixer son prix « acceptable ». Or, cette valorisation nécessite d'introduire une hypothèse sur la disponibilité « théorique » de la flexibilité, qui pourrait se révéler différente de sa disponibilité réelle, notamment lors des premières années de développement de la flexibilité locale, où la disponibilité théorique pourrait ne pas être correctement calibrée.

Pour prendre en compte ce risque pour la collectivité, les GRD pourraient souscrire de la flexibilité au-delà du besoin calibré sur la disponibilité théorique (gestion de l'incertitude de la disponibilité effective en augmentant les coûts de la solution de flexibilité, 1<sup>ère</sup> option). Alternativement, le risque de défaut de la flexibilité pourrait être quantifié et intégré au coût de cette flexibilité (2<sup>ème</sup> option), diminuant la propension à payer de la collectivité pour de la flexibilité par rapport à un renforcement, le recours à la flexibilité étant plus risqué que le renforcement, a minima lors des premières années.

La question de la répartition des risques entre le GRD (et donc la collectivité) et l'opérateur de flexibilité se pose. Si ce dernier porte l'intégralité des risques (schéma par défaut), la flexibilité sera chère à l'achat pour le GRD ; il est même possible que le mécanisme de transfert de risque soit dissuasif (nécessité de déposer un fonds de garantie, inaccessible pour une « start-up »). Si le transfert n'est que partiel (les pénalités payées par l'opérateur de flexibilité sont inférieures au coût subi par la collectivité en cas de défaut), il faut introduire un dispositif assurantiel alternatif pour la collectivité, tout en restant dans la zone de bénéfice économique pour cette même collectivité. Plusieurs options pourraient être envisagées : soit le calcul économique de la valeur de la flexibilité est effectué par le GRD sur la base d'une hypothèse de défaillance supérieure à celle « garantie » par l'opérateur de flexibilité (le prix payé est donc inférieur à celui auquel l'opérateur souhaiterait prétendre), soit le GRD souscrit des redondances de flexibilité (payer deux flexibilités pour être sûr de la disponibilité d'une d'elles). Dans ces deux cas, il faut admettre que l'opérateur de flexibilité est le mieux placé pour évaluer son taux de fiabilité et qu'une situation où le GRD introduirait sa propre appréciation est peu satisfaisante. Toutefois, cette évaluation devra nécessairement être validée au final par celui qui portera la responsabilité de cette fiabilité.

#### 2.4.5. Couverture du risque

---

Transférer intégralement le risque de défaillance de la flexibilité au fournisseur peut radicalement changer son économie. En effet, si la pénalité qu'il porte est fixée à la valeur de l'END, il est possible que le risque soit totalement dissuasif pour plusieurs raisons<sup>78</sup> :

- La valeur brute de la flexibilité est généralement faible ;
- La flexibilité peut avoir un coût significatif (infrastructure supplémentaire à déployer, dédommagement du consommateur final, ...) ;
- Sa mise en œuvre elle-même est coûteuse (les mobilisations à valeur unitaire faible pouvant être nombreuses, le coût transactionnel doit être limité) ;
- Porter un risque d'indemnisation élevé avec une probabilité significative peut déséquilibrer l'équation économique.

---

<sup>78</sup> Dans l'équilibre production / consommation, le coût de la défaillance est plus faible puisqu'il existe toujours une alternative classée immédiatement après dans l'ordre de mérite économique (ce n'est pas nécessairement le cas pour un usage des flexibilités à l'échelle locale).

Il est possible de surdimensionner la flexibilité pour limiter l'impact de la fiabilité d'une flexibilité, en recourant au foisonnement de plusieurs sites.

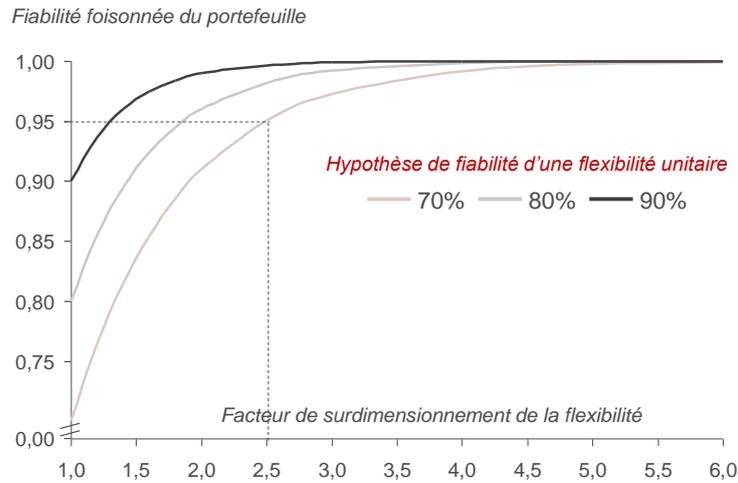


Figure 26 : Fiabilité d'un portefeuille de flexibilité en fonction de sa dimension pour assurer une flexibilité de taille dimensionnée à la valeur 1

Le surdimensionnement d'un portefeuille de flexibilité peut permettre d'atteindre une flexibilité quasi-parfaite : si on suppose un niveau de fiabilité de la flexibilité de 70 %, surdimensionner le portefeuille d'un facteur 2,5 permet d'atteindre un niveau de fiabilité du portefeuille supérieur à 95 % (cf. figure 19).

Le niveau de surdimensionnement optimal dépend de différents critères : le niveau de fiabilité de la flexibilité d'une part mais aussi le prix de la flexibilité et le nombre d'heures de défaillance d'autre part.

Sensibilité du coût de la flexibilité, y.c la défaillance, selon les cas [€/an]

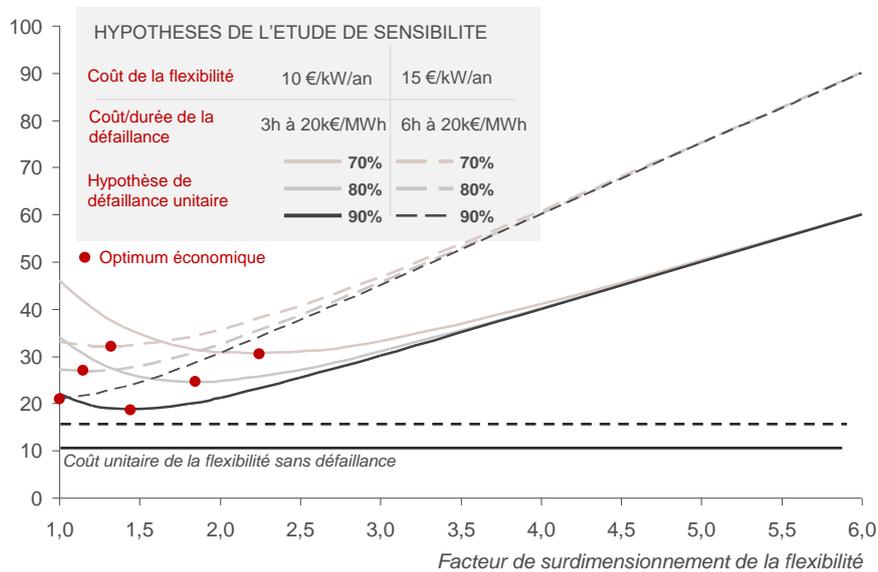


Figure 27 : Sensibilité du coût de la flexibilité prenant en compte le coût de la défaillance, selon différents scénarios de prix de la flexibilité, de durée de défaillance annuelle et de niveau de défaillance unitaire

Le calcul économique<sup>79</sup> illustré en figure 20 montre que le surdimensionnement a un sens économique si le prix de la flexibilité en plus est plus faible que le coût annuel de défaillance.

Si ce surdimensionnement paraît rentable, qui doit alors en porter la responsabilité ? Deux entités peuvent le prendre à leur charge : le gestionnaire de réseaux ou bien l'agrégateur.

- *A priori*, la sécurisation de ce risque par le GRD semble problématique, car il y a une asymétrie d'information entre le GRD et le fournisseur de flexibilité (qui connaît *a priori* mieux son taux de défaillance) ;
- À l'inverse, l'agrégateur semble plus apte à porter ce risque. Pour l'y inciter, les pénalités des mécanismes de mobilisation de flexibilités locales devront être fixées à un niveau suffisamment élevé.

Dans les deux cas, le portage de ce risque aura un coût qui sera retranscrit *in fine* dans la valeur associée à la flexibilité (prix affiché par l'acteur plus élevé ou offre faite par le GRD plus basse). La principale différence tient au fait que ces deux acteurs n'auront pas nécessairement la même aversion au risque<sup>80</sup>.

### **2.4.6. Infrastructure pour l'activation**

---

L'activation peut reposer sur différents dispositifs :

- une infrastructure de communication existante chez les GRD (DEIE pour les producteurs par exemple),
- les compteurs communicants,
- une infrastructure de communication déjà déployée (pour la flexibilité « nationale » notamment et via des agrégateurs),
- une infrastructure nouvelle à construire.

Une infrastructure de communication avec des agrégateurs devra peut-être être déployée au sein des GRD. Le coût de cette infrastructure vient pénaliser l'économie du dispositif et pourrait disqualifier les mécanismes qui nécessiteront les infrastructures les plus coûteuses.

---

<sup>79</sup> Le calcul illustré en figure 20 consiste à comparer le coût induit par une défaillance (lorsque le volume de flexibilité disponible n'est pas suffisant pour répondre à l'ordre d'activation) au coût de surdimensionnement (dans ce cas, le coût de défaillance s'affaiblit jusqu'à s'annuler). L'analyse montre qu'il existe un optimum économique d'équilibre entre ces 2 coûts permettant de définir le niveau optimal de surdimensionnement à avoir pour minimiser les coûts totaux ; on voit que cet optimum varie selon les caractéristiques de la flexibilité étudiée (niveaux de défaillance, de pénalisation, coût de la flexibilité).

<sup>80</sup> Coût du capital qui est différent entre une start-up et un gestionnaire de réseau.

### 3. Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

#### 3.1. Mise en situation de la mobilisation d'une flexibilité locale et identification des problématiques associées

La section précédente a permis d'identifier les mécanismes appropriés pour mobiliser et valoriser des flexibilités à l'échelle locale, indépendamment de tout contexte externe. Or, la mise en situation de ces mécanismes conduit à devoir traiter un certain nombre de problématiques<sup>81</sup> liées notamment à leur possible interférence avec l'échelle nationale ou avec la gestion des contraintes régionales sur le réseau de transport.

Parmi l'ensemble de ces problématiques, la possibilité et les conditions de **sollicitation (ou d'exclusion) d'un sous-ensemble (localisé) de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé conçu pour l'échelle nationale** ressortent comme un point important. Actuellement, les flexibilités au sein du périmètre d'un agrégateur sont gérées à l'échelle du portefeuille de flexibilités (ensemble formant un tout face aux marchés nationaux). Dans certaines conditions, les GRD pourraient souhaiter que soit exclue de la mobilisation certaines ressources de ce portefeuille afin de ne pas créer de situation critique localement. Inversement, ils pourraient souhaiter avoir la possibilité de mobiliser une fraction du portefeuille, un ensemble de ressources localisées, au service du RPD. Faire appel pour des raisons locales à seulement une portion d'un portefeuille nécessite de mettre en place des modes opératoires entre GRT, GRD et agrégateurs et exige de réaliser une étude d'impact économique sur les agrégateurs. En effet, ceux-ci pourraient voir certaines ressources non désirées exclues de leur portefeuille et risqueraient ainsi de perdre des marges de manœuvre pour leur travail d'agrégation : la conséquence possible de cela serait une moindre grande fiabilité de la capacité mise à disposition ou une baisse de la quantité de capacité mise à disposition au service du RPT. La question principale ici est l'articulation entre la gestion des contraintes réseaux (régionales ou locales) et l'EOD national.

Au-delà de cette problématique intrinsèquement liée au rôle actuel de l'agrégateur, la mobilisation d'une flexibilité locale peut générer un certain nombre 1/ d'effets collatéraux, 2/ de conflits d'activation et 3/ d'effets d'aubaine que nous détaillons ci-après.

Qu'elle permette de répondre à un besoin à l'échelle nationale ou locale, l'activation d'une flexibilité pourrait avoir des effets sur ces deux échelles : l'effet recherché à l'échelle du mécanisme ayant activé la flexibilité d'une part, et des **effets collatéraux**<sup>82</sup> sur les autres échelles d'autre part. Ces effets collatéraux peuvent aller à l'encontre de ce qui est souhaitable pour les échelles les subissant :

- l'activation de flexibilités dans des mécanismes nationaux peut par exemple amplifier les contraintes de charge subies par le réseau local.
- à l'inverse, une activation locale d'une flexibilité peut engendrer des écarts sur le périmètre du responsable d'équilibre et pourra avoir un impact sur la gestion de l'équilibre au niveau national.

<sup>81</sup> La question des monopoles locaux a été déjà évoquée en phase 2 de l'étude : le caractère local de la flexibilité renforce le risque de voir apparaître des monopoles localisés d'où l'importance de mettre en place des mécanismes de mobilisation simples et permettant une mise en concurrence efficace des acteurs, et un contrôle des prix pratiqués par les fournisseurs de flexibilité

<sup>82</sup> A la différence des conflits d'activation, ces effets collatéraux existent même lorsque la flexibilité ne participe qu'à un seul mécanisme.

En plus de ces effets collatéraux, des **conflits d'activation**<sup>83</sup> peuvent également avoir lieu lorsqu'une flexibilité participant à plusieurs mécanismes est activée :

- la gestion de la disponibilité du stock de ressources d'une flexibilité peut poser problème entre les différents mécanismes : suite à une 1<sup>ère</sup> activation par un des mécanismes, la disponibilité de la flexibilité pour une 2<sup>nde</sup> activation par un autre mécanisme peut être en partie compromise (incompatibilité des délais de répétitivité, par exemple)<sup>84</sup> ;
- des activations contradictoires et simultanées d'une même flexibilité par deux mécanismes distincts vont également conduire à un conflit d'activation ;
- et même lorsqu'une flexibilité est appelée par deux mécanismes dans le même sens (et au même moment), un conflit est toujours possible. En effet, pour certains mécanismes, le moment précis d'activation est important : ce n'est pas le volume d'énergie qui compte mais sa variation. Dans ce cas particulier, si la flexibilité est appelée trop tôt par un autre mécanisme, elle n'apporte plus de valeur pour ce premier type de mécanisme, malgré une activation dans le même sens.

Il existe enfin plusieurs **effets d'aubaine** à appréhender<sup>85</sup> :

- le 1<sup>er</sup> effet d'aubaine apparaît dans le cas où le mécanisme est mal calibré et ne dissuade pas suffisamment la fraude (le risque d'être pris ou la pénalité financière supportée sont trop faibles). Un acteur peut par exemple se faire rémunérer une flexibilité fantôme et récupérer l'écart de valeur entre la rémunération qu'il touche pour la flexibilité qu'il a engagée et l'espérance des pénalités qu'il paiera pour ne pas avoir répondu lors des demandes d'activation ;
- le 2<sup>nd</sup> effet d'aubaine est dû à une double rémunération d'un acteur ayant activé sa flexibilité pour répondre aux ordres d'activations de 2 mécanismes alors que cette activation ne répond qu'à un seul besoin<sup>86</sup> ;
- enfin, le 3<sup>ème</sup> effet d'aubaine résulte d'un acteur qui crée une situation de contrainte vis-à-vis du réseau et la résout (*via* de la flexibilité) afin de récupérer l'écart de valeur entre le coût socialisé de cette contrainte et la rémunération de cette flexibilité.

---

<sup>83</sup> Ou des conflits de stock conduisant *in fine* à des conflits d'activation.

<sup>84</sup> Ce conflit peut également être envisagé entre un besoin et un éventuel engagement de disponibilité pris en amont de l'activation (et pas nécessairement vis-à-vis de deux besoins associés à deux mécanismes de mobilisation). Il peut aussi se poser entre un mécanisme de gestion des contraintes et le marché par exemple.

<sup>85</sup> Ces effets d'aubaine ne sont pas spécifiques à l'utilisation de flexibilités pour la gestion des contraintes réseau.

<sup>86</sup> Dans le cas général, chaque mécanisme gère des besoins différents : s'il y a deux appels, il y a habituellement deux besoins. Actuellement, une offre activée à la hausse par RTE pour gestion d'une congestion sur le réseau de transport n'est pas rémunérée deux fois lorsqu'elle permet en même temps d'équilibrer le système, mais elle peut théoriquement récupérer une valeur plus importante (flexibilité offrant un prix plus élevé que le prix de marché, mais néanmoins appelée pour résoudre une congestion)

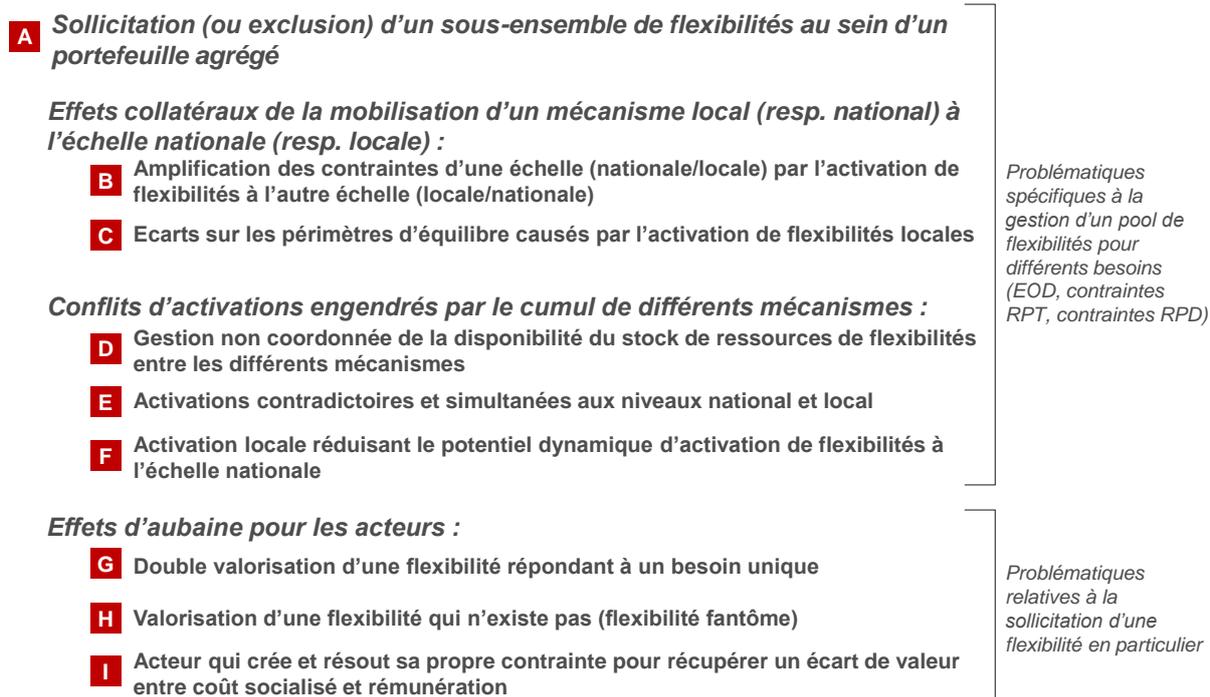
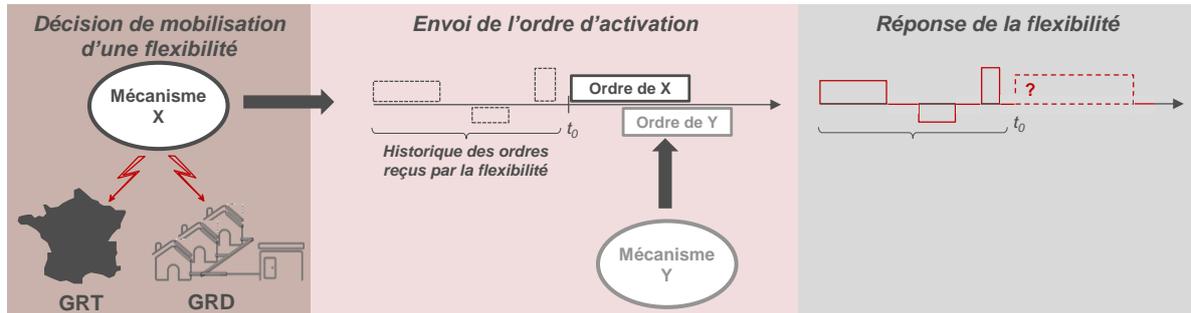


Figure 28 – Problématiques associées à la mobilisation d'une flexibilité à l'échelle locale

Cette liste constitue ainsi l'ensemble des problématiques pouvant être rencontrées lorsque l'on met en situation la mobilisation d'une flexibilité par un mécanisme.

**POUR TOUT MÉCANISME DE MOBILISATION DE FLEXIBILITÉ (NATIONAL OU LOCAL) :**



Cette flexibilité fait-elle partie du portefeuille d'un agrégateur ?

Problème **A**

Quel est l'impact aux échelles nationale et locale de la mobilisation de cette flexibilité ?

Problèmes **B** et **C**

La flexibilité est-elle disponible pour être activée compte-tenu de son historique d'activation ?

Oui / Non

Problème **D**

La flexibilité a-t-elle reçu un ordre d'activation d'un autre mécanisme sur la durée d'activation de l'ordre X ?

Oui / Non

Dans quel sens est cet ordre par rapport au sens d'activation de l'ordre X ?

Identique / Opposé

Problème **E**

Les mécanismes demandent-ils à ce que la flexibilité soit activée, peu importe le moment d'activation ?

Oui / Non

Problème **F**

Les 2 mécanismes X et Y valorisent-ils une même valeur de la flexibilité vis-à-vis de la collectivité ?

Oui / Non

Problème **G**

Il n'y a pas de raison a priori pour que la flexibilité ne puisse pas honorer l'ordre X.

La flexibilité répond-elle à l'ordre X en s'activant ?

Oui / Non

Problème **H**

Le contrat est honoré.

Figure 29 – Mise en situation de la mobilisation d'une flexibilité par un mécanisme (local ou national)

Les paragraphes suivants visent à analyser ces différentes problématiques et à identifier les dispositifs à mettre en place pour y faire face.

### 3.2. Criticité des problématiques et complexité des solutions selon le contexte d'apparition

Les problématiques A à I identifiées ci-dessus seront analysées selon les critères structurants suivants :

- **Design du mécanisme** : le produit demandé est-il de type « service » ou une « énergie » ?
- **Temporalité d'activation** : la flexibilité est-elle activée dans la fenêtre opérationnelle<sup>87</sup> ou en amont ?
- **Contractualisation de la disponibilité de la flexibilité** par un gestionnaire ou par l'autre.

<sup>87</sup> La fenêtre opérationnelle correspond à la durée au cours de laquelle le GRT peut prendre des actions d'équilibrage de façon exclusive. Durant cette période, les acteurs de marché ne peuvent plus prendre d'actions qui ont un impact physique sur le réseau. Dans les faits, cette fenêtre dure 1 à 2 heures avant le temps réel.

### 3.2.1. Impact du design du mécanisme de mobilisation locale (service vs. énergie)

Les mécanismes de mobilisation et de valorisation d'une flexibilité peuvent faire appel à 2 types de produits différents :

- Produit d'« **énergie** » : vente (resp. achat) d'énergie par le fournisseur de flexibilité selon des modalités contractuelles (durée, délai, période de fourniture).
- Produit de « **service** »<sup>88</sup> : Engagement par l'acteur à respecter une puissance active maximum ou minimum, soutirée ou injectée, ou une puissance réactive maximum ou minimum, absorbée ou fournie, de manière à résoudre la contrainte et de manière dissociée de l'achat/vente de l'énergie lié à ce service (la gestion de ce volume d'énergie reste entièrement de la responsabilité du périmètre d'équilibre du site, et non du gestionnaire de réseau).

A l'exception du mécanisme de capacité, les mécanismes nationaux font appel à un produit de type « énergie ». Symétriquement, chaque mécanisme local de mobilisation et de valorisation de la flexibilité devra définir le produit qu'il appelle et notamment s'il est de type « service » ou bien « énergie ».

Ce choix de design du mécanisme local aura un impact sur l'apparition et la gestion des conflits :

- Pour la fourniture d'un **service** au niveau local, ce sera majoritairement au fournisseur de flexibilité de s'assurer de l'absence de conflit. Il devra aussi s'assurer de sa capacité à réaliser les services d'un côté et à fournir ses engagements d'énergie de l'autre (le fournisseur de flexibilité doit gérer les problèmes D, E, F). Dans ce cas, les gestionnaires ne subissent pas les conflits. Toutefois, une communication entre les gestionnaires de réseaux permettrait d'envisager les éventuelles conséquences de l'activation de l'un ou l'autre des mécanismes (le problème B est toujours possible, de manière implicite). Le fournisseur de flexibilité pouvant plus librement gérer ses actifs, l'effet d'aubaine G méritera une attention particulière.
- Pour la fourniture d'**énergie** au niveau local, la gestion du transfert d'énergie sera nécessaire. Les écarts éventuels (problème C) et les conflits (problème D, E, F) pourront être gérés par la communication entre les gestionnaires de réseaux.

Les problèmes et effets d'aubaines A, H et I sont quant à eux transverses à ces deux types de configurations.

### 3.2.2. Temporalité d'activation

Le sujet de la temporalité de la mobilisation d'une flexibilité revient dans la plupart des problématiques présentées. Selon le moment où une flexibilité est mobilisée et où les parties prenantes (GRD comme GRT) sont informées, les effets collatéraux et les conflits d'activation ont plus ou moins de conséquences.

Il existe un seuil, le *balancing gate closure time*, qui définit la période où les conflits peuvent être gérés par les parties prenantes, notamment les fournisseurs de flexibilités, en corrigeant leurs positions, ou en re-déclarant leurs programmes<sup>89</sup>. Au-delà du *balancing gate closure time*, la situation n'est plus dans la main des fournisseurs de flexibilité, mais dans celles des gestionnaires de réseaux. Toute activation au sein de cette fenêtre opérationnelle nécessite une gestion coordonnée entre les parties prenantes, *a minima* une communication efficace, de sorte à minimiser le coût vis-à-vis de la collectivité.

A l'inverse, avant le *balancing gate closure time*, la responsabilité de gestion des conflits peut reposer sur les fournisseurs de flexibilité.

<sup>88</sup> Pour un tel type de produit, le contrôle est différent (il n'y a pas de constatation d'un saut sur la courbe de charge comme c'est le cas sur un produit de type « énergie », il peut s'agir d'une vérification de non dépassement de puissance).

<sup>89</sup> En amont de la *balancing gate closure time*, le GRT a besoin de connaître le niveau des ressources dont il disposera ensuite lors de sa fenêtre opérationnelle.

### **3.2.3. Mécanismes avec ou sans engagement**

---

Selon que les flexibilités répondent à des mécanismes engageants ou non (c'est-à-dire selon qu'ils offrent une disponibilité garantie ou non par les fournisseurs de flexibilité), les conséquences sur les problèmes de coordination ne sont pas les mêmes.

En dehors du mécanisme « option GRD » sans engagement, les mécanismes locaux font appel à une garantie de disponibilité, dans la mesure où le GRD a besoin d'être sûr qu'une flexibilité sera disponible lorsque nécessaire. En effet, et contrairement aux mécanismes nationaux, l'absence de disponibilité conduit irrémédiablement à une coupure des utilisateurs du RPD. Pour une flexibilité engagée au niveau local, deux cas sont envisageables :

- si la flexibilité n'est pas déjà engagée au niveau national, elle devra impérativement privilégier l'activation sur le niveau local si elle participe aussi aux mécanismes nationaux.
- si la flexibilité est engagée aux deux niveaux sur les mêmes heures, un des conflits D, E, ou F peut se produire, ce qui entraînerait un manquement à un des engagements, un risque pour l'un des gestionnaires de réseau et d'éventuelles pénalités pour le fournisseur de flexibilité. Trois cas de figure sont alors envisageables :
  - soit ce type de cumul pour une même flexibilité est interdit, à l'image de ce qui est fait au niveau national (SSY, RC, RR, etc.).
  - soit ce type de cumul pour une même flexibilité est toléré et géré par des pénalités<sup>90</sup>. Les fournisseurs de flexibilité prennent alors leurs responsabilités et subissent des pénalités (ils devront prendre l'hypothèse que les conflits potentiels ont une probabilité faible d'apparition).
  - soit il pourrait être envisagé que les pénalités « temps réel » ne soient pas supportées<sup>91</sup> par le fournisseur de flexibilité afin de l'inciter à se rendre disponible au maximum pour les différents besoins des gestionnaires. Dans ce cas, la flexibilité ne serait pas pénalisée en cas de double appel, mais elle ne serait rémunérée que sur le mécanisme dégageant le plus de valeur.

## **3.3. Niveau d'importance des différentes problématiques identifiées**

---

### **3.3.1. Importance des problématiques selon le mécanisme envisagé**

---

Parmi les problématiques identifiées et décrites précédemment, certaines constituent des situations concrètes qui risquent de se produire fréquemment avec des impacts conséquents sur le réseau tandis que d'autres constituent des cas plus théoriques qui ont moins de chance de se produire ou dont l'impact sera de moindre importance. L'analyse ci-après permet de jauger le risque associé à ces différents problèmes, en les confrontant notamment aux mécanismes locaux envisagés.

---

<sup>90</sup> Cf. paragraphe 3.4.2.

<sup>91</sup> Ou pas dans leur totalité.

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

	Mécanismes à l'échelle locale			
	Injection uniquement		Injection et soutirage	Soutirage (conduite)
	Nouvelles solutions de raccordement	Evolution des S3REnR	Contractualisation	Option « GRD » sans engagement sur les flexibilités existantes
<b>Problème A</b>	Problème potentiel mais occurrences réduites initialement : peu ou pas de participation aux réserves des EnR distribuées		Forte probabilité de participation croisée (national/local) des réserves à la hausse	Besoin et localisation quasiment impossibles à anticiper (sauf en cas de travaux)
<b>Problème B</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vis-à-vis du national : comme les volumes seront faibles initialement, le problème devrait être peu important, notamment en termes de volumes (en dessous de 50 à 100 MW, l'effet est peu visible)</li> <li>• Vis-à-vis du local : le sujet est plus problématique car les activations nationales représentent un volume conséquent susceptible de générer des effets rebonds fréquents vis-à-vis du RPD</li> </ul>			Cas de coupures : partie isolée du réseau, peu importe l'activation ou non de flexibilités
<b>Problème C</b>	Problème présent si le produit demande une énergie. Cependant, les volumes devraient être faibles initialement, ne nécessitant pas forcément une correction pour des écarts peu visibles			Si incident : déjà des écarts non anticipés au niveau du RE Si travaux : possible d'anticiper
<b>Problème D</b>	A priori pas de difficulté, ce problème touchant les flexibilités à stock, les EnR intermittentes (hors hydro) n'en faisant pas partie		Possible pour les flexibilités à stock limité	Mécanisme qui n'a pas la priorité : l'acteur ne s'engage que s'il sait qu'il ne risque pas d'être appelé ensuite
<b>Problème E</b>	Activations contradictoires peu probables en injection pour des EnR – pas d'engagement au niveau national pour les flexibilités à la baisse hors SSY		Possible dans le cas de batteries ou de modulation de la consommation	Mécanisme qui n'a jamais la priorité
<b>Problème F</b>	Possible mais peu d'impact compte tenu des différentes options de flexibilité à la baisse disponibles, qui seront nombreuses dans le futur (les autres EnR)		Possible mais probabilité d'occurrence assez faible	Possible car activation difficile à anticiper mais situation rare
<b>Problème G</b>	Le mécanisme devra s'assurer que cet effet d'aubaine n'est pas possible (exclusion avec d'autres mécanismes répondant à la même valeur)			Il s'agit du seul mécanisme valorisant un besoin en conduite
<b>Problème H</b>	Connaissance de la flexibilité par le GRD, DEIE à sa main		Risque élevé si les pénalités sont mal calibrées et s'il le contrôle du réalisé est défaillant	Pas d'intérêt pour l'acteur : rémunération seulement à l'activation
<b>Problème I</b>	Possible sur la part socialisée des coûts de raccordement, si le mécanisme n'est pas calibré pour éviter une trop forte rétrocession de la valeur			Il s'agit du seul mécanisme valorisant la valeur en conduite

Importance de la problématique rencontrée sur ce mécanisme : Forte Moyenne Faible Nulle

Figure 30 – Importance des problématiques identifiées pour les différents mécanismes locaux envisagés



Figure 31 – Evaluation du risque associé aux différents problèmes identifiés

Lors de l'élaboration des *market designs* et des règles associées, il sera judicieux de tenir compte de cette pondération pour évaluer le niveau de complexité des dispositifs à mettre en place pour faire face à ces problèmes.

### 3.3.2. Mise en application des conflits d'activation entre mécanismes locaux et mécanismes nationaux

Les mécanismes actuellement mis en œuvre au niveau national pour tirer profit de la flexibilité sont variés : appels d'offres effacement (AO Effacement), réserves rapides et réserves complémentaires (RR, RC), mécanisme de capacité, mécanisme d'effacement (NEBEF), mécanisme d'ajustement (MA), service-système fréquence (SSY), mécanisme d'interruptibilité<sup>92</sup>, marché EPEX Spot intrajournalier (pour les flexibilités de production uniquement). Chacun se caractérise par ses propres mécanismes de

<sup>92</sup> Le mécanisme d'interruptibilité n'est pas étudié dans la suite de cette étude car il s'applique seulement à des acteurs directement raccordés au RPT : pas de risques de conflits avec les mécanismes de flexibilité locale.

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

souscription, règles et système de pénalités. La plupart d'entre eux sont uniquement fondés sur la puissance active. Face à eux, des mécanismes de mobilisation à l'échelle locale peuvent être envisagés, pour des contraintes en puissance active ou réactive : nouvelles solutions de raccordement, évolution des S3REnR, contractualisation et option « GRD » sans engagement pour les flexibilités déjà existantes.

		Mécanismes à l'échelle locale			
		Nouvelles solutions de raccordement	Evolution des S3REnR	Contractualisation	Option « GRD » sans engagement sur les flexibilités existantes
Mécanismes à l'échelle nationale	<b>Problématiques rencontrées</b>	Problèmes <b>A B C F G I</b>		Problèmes <b>A B C D E F G H I</b>	Problèmes <b>A D F</b>
	<b>AO effacement<sup>93</sup></b>	NA Flexibilité en injection vs. soutirage		<b>Conflit</b> Risque d'activations ponctuelles contraires par le GRD d'une partie du portefeuille de l'agrégateur <sup>94</sup>	<b>Potentiellement problématique</b> La flexibilité n'est activée à l'échelle locale qu'en cas de non conflit avec l'échelle nationale. Toutefois, la maximisation du gain entre l'un ou l'autre des mécanismes peut être complexe.
	<b>RR, RC<sup>95</sup></b>	<b>Conflit</b> Risque d'activations ponctuelles contraires par le GRD d'une partie du portefeuille de l'agrégateur <sup>96</sup>			
	<b>Capacité</b>	<b>Conflit pour les contraintes en injection<sup>97</sup></b> Problématique avec les engagements de disponibilité pris par les exploitants durant 5 mois de l'année			
	<b>NEBEF</b>	NA Flexibilité en injection vs. soutirage		<b>Potentiellement problématique</b> NEBEF étant non engageant, il suffit que l'activation au niveau local soit notifiée avant le J-1 ou avant le J pour éviter tout conflit. <sup>98</sup>	<b>Potentiellement problématique</b> Les 2 mécanismes envisagés sont non engageants : il n'y a pas de risque à supporter. Toutefois, MA et l'option « GRD » étant un mécanisme en temps réel, sa simultanéité avec l'option « GRD » peut être difficile à gérer.
	<b>MA</b>	<b>Potentiellement problématique</b> MA étant peu engageant <sup>99</sup> et activé en temps courts, il n'y a de risque de conflit d'activation que si les activations locales sont dans les mêmes délais.			
	<b>SSY</b>	<b>Conflit</b> Conflit si il y a une double contractualisation (SSY et au niveau local) : des indemnités devront être payées en cas de double appel <sup>100</sup>			<b>Conflit</b> Délai de réaction court pour les SSY qui peut être compromis par une activation opportuniste locale juste avant <sup>101</sup>

Figure 32 – Conflits d'activation liés à la valorisation d'une flexibilité aux échelles locale et nationale

<sup>93</sup> Ce mécanisme sert notamment à la sûreté du système électrique.

<sup>94</sup> Toutefois, ceci concerne uniquement la stimulation de consommation et le stockage.

<sup>95</sup> Ce mécanisme sert notamment à la sûreté du système électrique.

<sup>96</sup> Idem que la note 92.

<sup>97</sup> Ceci inclut donc entre autres les arrêts de soutirage.

<sup>98</sup> En cas d'activation par NEBEF, l'impact de celle-ci sur le RPD pourrait être évalué et pourrait engendrer des limitations de la part du GRD le cas échéant.

<sup>99</sup> Toutefois, avec le passage aux plateformes européennes, l'engagement des offres faites sur le MA risque d'augmenter.

<sup>100</sup> Les pénalités Services Système s'appliqueront. Dans le cas de la contractualisation, elles seront transmises à la collectivité, explicitement ou implicitement, car elles seront intégrées par l'acteur dans le contrat. Néanmoins, la concurrence devrait s'assurer que le cumul crée de la valeur (une flexibilité sans cumul serait moins coûteuse sinon).

<sup>101</sup> Idem que la note précédente : les pénalités Services Système seraient incluses dans le prix de l'offre.

### 3.4. Dispositifs à mettre en place pour faire face à ces problématiques

#### 3.4.1. Solutions envisageables

Les solutions doivent apporter plusieurs réponses :

- Permettre la participation de la flexibilité à de multiples mécanismes, tant que cela crée de la valeur pour la collectivité, ce qui permet de répartir les coûts sur ces différents mécanismes ;
- Minimiser le coût des conflits pour la collectivité : les conflits peuvent être traités de différentes manières et la solution choisie doit être optimale vis-à-vis des coûts à supporter pour la collectivité ;
- Caractériser et affecter les surcoûts engendrés par ces conflits : les conflits créent des coûts pour une ou plusieurs parties prenantes et le choix des acteurs supportant ces coûts doit être clarifié. L'objectif d'une coordination efficace est de ne pas faire porter des surcoûts qui pourraient être évités.
- Limiter les coûts de transactions pour les opérateurs de flexibilité : la participation à différents mécanismes génère des coûts de transaction supplémentaires.

Pour cela, plusieurs dispositifs sont envisageables :

#### 1 Communication entre agrégateurs, GRD et GRT

Problèmes **A C D F G**

- Afin de permettre l'activation de flexibilités gérées au sein d'un portefeuille agrégé, notamment lorsque celle-ci intervient lors de la fenêtre opérationnelle de RTE, un dialogue et une gestion coordonnée entre l'agrégateur et les gestionnaires de réseau sont nécessaires. Plusieurs options sont envisageables :
  - Un seul système centralisé joue le rôle d'interface d'échange entre les différentes parties prenantes et assure une coordination optimale de l'usage des flexibilités entre ces parties. Ce système est coordonné par une seule entité (par exemple l'un des gestionnaires de réseau ou une entité nouvelle externe).
  - Un système de communication efficace entre les agrégateurs, les GRD et le GRT peut permettre d'informer chaque partie prenante de l'activation d'une flexibilité au cours de la fenêtre opérationnelle de RTE. Les règles de ce système sont définies conjointement entre les opérateurs de réseau. Ce système de communication permet de construire des mécanismes plus léger et adapté et ne nécessite aucune autre gouvernance. Par contre, il pourrait engendrer des coûts de transactions supérieurs pour les opérateurs de flexibilités.

Dans les 2 cas, la rapidité d'avertissement est primordiale lorsqu'on se situe dans la fenêtre opérationnelle : dès lors que le GRD appelle ou bloque l'activation d'une flexibilité, le GRT doit en être immédiatement informé pour prendre les mesures nécessaires pour mettre en place une alternative. Pour cela, un système d'échange informatisé et automatisé paraît incontournable.

- Cette communication pourrait reposer sur plusieurs outils :
  - Une base de données des flexibilités localisées au niveau GRD, partagée entre les gestionnaires de réseau et mise à jour en temps réel, avec l'identification des flexibilités qui souscrivent à plusieurs mécanismes et le détail des souscriptions à chacun de ces mécanismes ;
  - La notification d'une activation entre les deux opérateurs dès qu'une telle décision est prise, ce qui permettrait à un gestionnaire d'anticiper le conflit et

d'envisager des alternatives (appels de flexibilités alternatives, augmentation des réserves m-FRR contractualisées) ;

- Dialogue en temps réel après la notification d'activation entre les gestionnaires, afin de trouver un optimum en cas de conflit. A terme, la notification et la priorisation pourraient être automatisés. L'augmentation du flux de communication et du traitement de l'information réduirait le nombre de conflits inévitables.

## 2 Mise en place de règles de priorité

Problèmes **A B E F**

- Ces règles de priorité visent à sélectionner le mécanisme d'activation qui minimise le coût vis-à-vis de la collectivité (optimum économique) en cas de conflits d'activation d'une même flexibilité sur plusieurs mécanismes.
- Actuellement, la gestion des congestions sur le réseau de transport est prioritaire sur l'EOD. Sans présupposer la priorité d'un système sur l'autre, la gestion des contraintes sur le RPD pourrait disposer du même traitement.
- Pour pouvoir établir ces règles de priorité, il est nécessaire d'évaluer le coût de non-activation d'une flexibilité pour chaque mécanisme d'activation :
  - Dans le cas d'un mécanisme national, le coût de non-activation d'une flexibilité s'évalue à ce qui devra être payé pour fournir une solution alternative (coût supporté *a priori* par le GRT).
  - Dans le cas d'un mécanisme local, le coût de non-activation de la flexibilité peut prendre différentes formes : le coût d'une solution de secours éventuelle, ou bien le coût de coupure des clients du GRD (ENI ou END selon le type, coût supporté directement par une partie de la collectivité).
- Le résultat de cette équation économique n'est pas absolu et dépend de chaque configuration et du type de flexibilité.
- La mise en place de ces règles de priorité pourrait se décliner selon différents schémas :
  - Une entité détermine pour chaque conflit d'activation quelle est la situation optimale vis-à-vis de la collectivité et coordonne entre les différentes parties prenantes sa bonne exécution.
  - Le calcul des pénalités conduit implicitement à un ordre de mérite économique entre les différents mécanismes. Dans ce cas, les pénalités doivent être correctement établies pour conduire le fournisseur de flexibilité à choisir ce qui est optimal (i.e. le mécanisme qui le pénalise le moins doit être le choix optimal vis-à-vis de la collectivité).  
→ Par exemple, dans le cas d'un agrégateur qui a le choix entre activer 100 MW à l'échelle nationale ou bien activer 99 MW à cette échelle et le MW restant au niveau local, les pénalités en cas de défaut doivent être incitatives sans être rédhitoires pour le niveau local : l'activation partagée doit être plus rentable que l'activation totale au niveau national<sup>102</sup>.

<sup>102</sup> C'est-à-dire que « Rémunération nationale 99 MW + Rémunération locale 1 MW – Pénalité nationale 1 MW » est supérieur à « Rémunération nationale 100 MW – Pénalité locale 1 MW ».

## 3 Mise en place de pénalités correctement calibrées

Problèmes **A E F H**

- Des pénalités doivent être mises en place de manière adaptée pour gérer les conflits (cf. paragraphe 3.4.2.) :
  - Dans certains cas, le fournisseur de flexibilité qui participe à différents mécanismes pouvant entrer en conflit doit subir les conséquences de ce conflit (effets d'aubaine notamment).  
Toutefois, dans le cas où les gestionnaires de réseau sont coordonnés entre eux<sup>103</sup> en cas de conflit d'activation, c'est le gestionnaire de réseau qui pourrait porter la responsabilité de la non activation de la flexibilité vis-à-vis d'un autre mécanisme. Dans ce cas, aucune pénalité ne serait supportée par l'acteur ;
  - Les pénalités doivent être représentatives de la perte de valeur pour la collectivité afin d'orienter au mieux l'activation ;
  - Ces pénalités doivent être connues des fournisseurs de flexibilité, afin que cette orientation soit effective ;
  - En cas de flexibilités surévaluées ou inexistantes (flexibilités fantômes avec des taux de défaillance importants), le niveau de pénalités doit être suffisamment élevé pour assurer une espérance négative importante et dissuader ces comportements (remboursement de la rémunération fixe une ou plusieurs fois, remboursement des frais supplémentaires induits).
- Dans certains cas de figure, une alternative à un système de pénalités pourrait être la simple **interdiction de s'activer** dans certaines conditions données. Par exemple, en cas d'ordres d'activation sur 2 mécanismes, une règle stipulerait qu'il est interdit de s'activer sur l'un des deux en cas de demande d'activation sur l'autre ou bien, de façon plus radicale, une règle interdirait complètement la participation à deux mécanismes distincts donnés (clause d'exclusivité), même sur des périodes disjointes. Cette solution simple pourrait être utile en cas de conflits fréquents. Toutefois, si les conflits restent ponctuels, un système de pénalités présente l'avantage de ne pas empêcher les flexibilités de participer à différents mécanismes s'il n'y a pas de conflits et de laisser prendre la décision selon l'optimum économique.
- Au-delà de la pénalisation financière, une disqualification peut également être envisagée : en cas de défaillance au dernier moment sur des mécanismes importants pour la sécurité du réseau (ex : réserves rapides et complémentaires), le fournisseur de flexibilité pourrait risquer de perdre la certification lui permettant de participer à ce mécanisme.
- À l'inverse du système de pénalités, un **système de compensation** peut également être envisagé en cas d'empêchement d'activation d'une flexibilité sur un mécanisme d'ajustement national pour cause de contraintes locales trop importantes. La limite de cette solution est qu'elle pourrait créer des effets d'aubaine pour les acteurs (cf. discussion du paragraphe 3.8.).

## 4 Contrôle de la véracité de la flexibilité

Problèmes **G H I**

- En amont de l'activation, des tests doivent être réalisés régulièrement (annuellement) pour vérifier le caractère bien réel de la flexibilité.
- Au-delà de vérifier la matérialité de la flexibilité, ces tests permettent également de maintenir en conditions opérationnelles la solution de flexibilité : en répondant à ces tests, les fournisseurs de flexibilité activent leur flexibilité selon le même protocole qu'en cas de

<sup>103</sup> Par exemple dans le cas d'une activation pour le RPD, à partir du moment où le GRD active une flexibilité et rend indisponibles les offres MA auxquelles la flexibilité participe.

besoin réel et sont donc mieux préparés à répondre efficacement lorsqu'ils seront appelés pour de bon.

- Le contrôle du réalisé est primordial pour attester de la bonne réponse de la flexibilité à l'ordre envoyé. Il est important de souligner que ce contrôle du réalisé sera plus complexe à mettre en œuvre à l'échelle locale qu'à l'échelle nationale<sup>104</sup>.
- L'ensemble de ces contrôles doivent également permettre de vérifier qu'un acteur participe à un mécanisme en proposant bel et bien une solution de flexibilité (i.e. suite à un ordre, il modifie à la hausse ou à la baisse son niveau d'injection ou de soutirage alors que ce niveau n'aurait pas évolué si cet ordre n'avait pas été reçu).
- Si l'acteur est à l'origine du besoin et de la solution, un contrôle sur pièce et sur site devrait permettre de s'assurer, en amont, de la réalité de la contrainte. Ces tests pourraient être contrôlés par des mesures validant la capacité du site à atteindre le niveau de consommation demandé.

## 6 Gouvernance

Problèmes **A B D E F G H I**

- A minima, des **fonctions de coordination** entre les gestionnaires de réseau devront être définies et mises en place. Ces fonctions permettront notamment d'éviter en partie la pénalisation du fournisseur de flexibilité, dès lors que les gestionnaires auront pu se coordonner entre eux. Dans ce cas, ce sera le gestionnaire qui activera la flexibilité, au détriment de l'autre gestionnaire, qui portera la responsabilité ; le fournisseur n'aura pas de pénalités à payer.
- Une fois les fonctions de coordination déterminées, deux voies sont aujourd'hui explorées pour opérationnaliser ces règles : celle d'une « plateforme commune » et celle d'une coordination entre deux mécanismes.
  - Le mécanisme d'ajustement (MA), géré actuellement par le GRT, est conçu pour répondre à la fois à l'EOD et aux congestions sur le RPT ; il contient donc a priori nativement une capacité à gérer la localisation des sources de flexibilité. Une des pistes possibles consisterait à étendre les fonctionnalités de cette plateforme pour intégrer les ressources et contraintes à la maille RPD. Toutefois, le MA n'est actuellement pas capable de réaliser cette activité sur les niveaux de tension des réseaux de distribution. Cette option nécessiterait l'intégration dans le MA de règles métiers régissant les activations et interdictions localisées par les GRD. Enfin, la participation des GRD au mécanisme d'ajustement nécessiterait de mettre en place une gouvernance<sup>105</sup> permettant aux GRD de sécuriser la prise en compte de leurs intérêts métiers dans la définition et à l'évolution d'un processus dont ils ne sont pas propriétaires et dont ils seraient a priori étranger à l'exécution opérationnelle.
  - Alternativement, la mise en place d'un mécanisme ad hoc pour les flexibilités locales, coordonné avec le système électrique national et géré par les GRD, serait aussi une solution pour limiter les conflits et leurs conséquences. Cela nécessiterait d'utiliser deux mécanismes distincts, complexifiant potentiellement la tâche des fournisseurs de flexibilité. Mais cela permettrait aussi de conserver une agilité plus

<sup>104</sup> En effet, les courbes de charge par exemple sont bien plus variables (au cours de la journée et d'un jour à l'autre) pour un agrégat de quelques logements résidentiels que pour un grand site industriel avec des programmes de production définis et répétitifs.

<sup>105</sup> La gouvernance de cette plateforme pourrait être similaire à celles mises en place au niveau infra-européen pour gérer les *Common Merit Order List* entre différents pays. La plateforme est gérée par l'ensemble des TSO participant à ce système via un protocole de dialogue et des règles de votes.

grande sur un mécanisme adapté à la flexibilité locale, plus souple, et de préserver de façon plus lisible les intérêts propres à chaque opérateur de réseau.

- Le principe de l'interlocuteur unique, permettant à chaque flexibilité d'être en contact avec le gestionnaire du réseau auquel elle est raccordée, devra être conservé.
- Au-delà de la communication en temps réel, un comité d'analyse sur les conflits d'activation, intégrant GRT et GRD, pourrait établir annuellement un rapport sur les conflits et les coûts engendrés par ces conflits pour les différents acteurs. L'une des finalités de ce comité pourrait être de faire évoluer les règles établies si nécessaires.
- Dans les situations d'effets d'aubaine, la CRE pourrait jouer un rôle actif auprès des fournisseurs de flexibilité ne respectant pas les règles. En cas de doute, elle pourrait conduire une enquête approfondie (pouvoir de surveillance des marchés de la CRE) et sanctionner le fournisseur si nécessaire.

#### **Sollicitation de flexibilités locales à New-York : 1<sup>ères</sup> règles envisagées** **Reforming the energy vision – USA (NY)**

*Afin de permettre une sollicitation des flexibilités optimale entre le niveau local et le niveau ISO, la ville de New-York envisage de mettre en place des règles de participation dont certaines ont déjà été identifiées. La participation d'une même flexibilité à plusieurs mécanismes est restreinte à un nombre limité de programmes<sup>106</sup>. Les agrégations sont limitées à un même fournisseur d'électricité. Le niveau minimal de participation est fixé à 1 MW et pour une durée minimale de 4 heures.*

### **3.4.2. Mise en place de pénalités correctement calibrées**

#### **Objectifs d'un système de pénalisation**

La question du risque et de son partage intervient à plusieurs reprises dans le cadre de la mise en place d'un mécanisme de mobilisation de flexibilités. Les choix de conception du mécanisme en lui-même intègrent déjà cette notion de risque (paiement à l'activation ou à la souscription, engagement ou non de l'acteur, surdimensionnement de la flexibilité souscrite pour réduire la probabilité de défaillance, etc.).

Les pénalités ont trois objectifs : (1) répercuter le coût de la défaillance<sup>107</sup> du fournisseur de flexibilités, (2) orienter l'activation des flexibilités vers un usage optimal, (3) éviter les effets d'aubaine. Elles doivent répondre à plusieurs caractéristiques :

- Elles doivent être suffisamment dissuasives pour éviter la fraude.

**→ En cas de flexibilité fantôme (inexistante), les pénalités doivent être suffisamment élevées en espérance pour dépasser le gain permis par la rémunération de cette flexibilité ;**

- Elles servent de support à la mise en place de règles de priorité entre les différents mécanismes, elles doivent être correctement établies pour conduire à la situation optimale pour la collectivité.

**→ Pour une flexibilité donnée, le niveau de pénalisation des différents mécanismes doit inciter la flexibilité à s'activer sur le mécanisme pour lequel la non-activation coûterait le plus cher ;**

- Elles ne doivent pas être trop élevées afin d'encourager les acteurs « honnêtes » à participer.

<sup>106</sup> La flexibilité ne peut participer qu'à un seul « *reliability program* » et un seul « *economic program* ».

<sup>107</sup> Coût de la défaillance normalisé et pas au réel (par exemple, dans le cas où la défaillance ne générerait pas d'END, une pénalité devrait quand même être payée).

→ **Pour qu'un acteur proposant une solution de flexibilité de bonne foi<sup>108</sup> s'engage, il faut que son espérance de gain soit plus élevée que son espérance de pénalisation.**

Les pénalités peuvent être vues comme des courroies de transmission entre les différents mécanismes. Elles doivent être conçues correctement pour permettre à l'ensemble de ces mécanismes de fonctionner de concert pour assurer une situation optimale pour la collectivité.

### Pénalités d'engagement ou pénalités en temps réel

Deux types de pénalités peuvent être envisagés, faisant écho au caractère engageant ou non d'un mécanisme de mobilisation :

- Les **pénalités d'engagement** doivent être payées par un fournisseur de flexibilité s'étant engagé à offrir de la flexibilité sur un mécanisme pendant une période donnée mais qui n'est pas disponible *in fine* (car non disponible techniquement ou utilisé sur un autre mécanisme) ;
- Les **pénalités en temps réel** doivent être payées par un fournisseur de flexibilité ayant déposé une offre (par exemple, une offre d'ajustement) mais qui, lorsque qu'il est appelé, ne répond pas ou de façon incomplète (remboursement des écarts sur le volume non-fourni de flexibilité, remboursement des surcoûts induits pour mobiliser une solution alternative). Il s'agit par exemple du cas où un fournisseur n'honore pas une offre sur un marché de court terme (Spot, Intraday, MA) parce qu'il est activé sur un autre mécanisme (local). Cette pénalisation s'applique même à des fournisseurs participant à un mécanisme sans engagement.

→ *Si cette défaillance est due à la mobilisation de la flexibilité sur un autre mécanisme (par exemple un mécanisme local), alors il pourrait être envisagé que ces pénalités temps réel ne soient pas supportées par le fournisseur de flexibilité, afin de permettre aux acteurs de maximiser la valeur pour eux et donc de réduire le coût de chaque gestionnaire.*

Dans le premier cas, les pénalités représentent la non-fourniture d'un service contractualisé par un gestionnaire de réseau. Deux options sont possibles : laisser les acteurs cumuler des mécanismes avec engagement (un au niveau local, un au niveau national) et en subir les pénalités et donc le risque, ou interdire un tel cumul (à l'image du cumul des RR et des SSY à l'échelle nationale).

Dans le deuxième cas, une flexibilité, non engagée, cherche à maximiser sa valeur en se rendant disponible pour deux mécanismes. Si elle est appelée sur les deux, elle pourrait subir des pénalités. Néanmoins, il pourrait aussi être envisagé d'autres alternatives :

- Laisser ouverte la possibilité de se rendre disponible sur plusieurs mécanismes sans pénaliser la flexibilité si les deux mécanismes l'appellent effectivement, mais en ne la rémunérant que sur le mécanisme dégageant le plus de valeur ;
- Ou bien coordonner l'usage de cette flexibilité sur les différents besoins (EOD, contraintes RPT, RPD) pour éviter les conflits ainsi que les coûts liés aux mécanismes d'arbitrage entre les différentes pénalités encourues par l'acteur.

### Fixation des niveaux de pénalisation

Les règles de pénalisation peuvent être plus ou moins complexes :

- Simple niveau fixe à payer par capacité défaillante et par jour de défaillance ;
- Variation de ce niveau en fonction du délai de prévenance pour la défaillance ;
- Variation de ce niveau en fonction du niveau de défaillance déjà constaté depuis le début du contrat ;

<sup>108</sup> C'est-à-dire proposant une flexibilité réelle avec des conditions d'activation conformes à ce qu'il pense sincèrement pouvoir fournir.

- Remboursement des surcoûts induits par la non-activation de la flexibilité pour trouver une solution alternative.

Actuellement, les **niveaux de pénalités d'engagement** mis en place sur les différents mécanismes nationaux sont variables et dépendent de nombreux paramètres (taux de défaillance déjà constaté, prime fixe perçue à la souscription, délai de prévenance de la défaillance, surcoût de la mobilisation de flexibilités alternatives, menace de la sécurité d'approvisionnement). Malgré l'ensemble de ces paramètres, il est possible d'évaluer un ordre de grandeur des pénalités pour chaque mécanisme :

- Appels d'offres effacement : pénalités de l'ordre de 40 à 80 k€/MW/an pour une défaillance totale sur l'ensemble de la durée annuelle d'engagement<sup>109</sup> ;
- Réserves rapides et complémentaires : pénalités de l'ordre de 20 à 40 k€/MW/an pour une défaillance totale sur l'ensemble de la durée annuelle d'engagement<sup>110</sup> ;
- Mécanisme de capacité : pénalités de l'ordre de 10 à 15k€/MW/an pour un écart sur l'année de livraison<sup>111</sup>, sauf en situation de menaces de la sécurité d'approvisionnement où les pénalités sont plus élevées<sup>112</sup>.

Face à ces pénalités nationales, la pénalité locale d'engagement en cas de défaillance devrait être de l'ordre de 9 à 20 k€/MW par heure de défaillance au maximum (coût de l'END). Les pénalités locales unitaires (rapportées au nombre de défaillances) devraient être plus élevées car le nombre d'activations est plus faible pour une rémunération du même ordre de grandeur.

Ainsi, compte-tenu de l'écart entre les niveaux actuels des pénalités nationales et ceux que pourraient prendre les pénalités locales (si on les suppose de l'ordre de grandeur de l'END), la priorité sera donnée aux mécanismes locaux en cas de conflit d'activation. Ce cas théorique illustre l'importance du calibrage des niveaux de pénalités.

Le montant de pénalisation des différents mécanismes dépend également du niveau de coordination entre les activations :

- Si les 2 activations entrant en conflit sont entièrement dissociés, il est clair que le montant des pénalités reflètera le coût pour le gestionnaire administrant ce mécanisme d'avoir souscrit des flexibilités défaillantes (niveaux de pénalisation évoqués ci-dessus) ;
- Si les 2 activations sont coordonnées, alors seul l'écart entre la valeur créée par l'activation sur l'un des deux mécanismes et le coût de non-activation sur l'autre vis-à-vis de la collectivité devra être compensé par un versement entre les 2 gestionnaires.

### 3.4.3. Conclusions sur les dispositifs à mettre en place à court-terme pour faire face à ces problématiques

Bien que nombreuses, les problématiques identifiées sont gérables dès lors que les volumes et les probabilités d'occurrence sont faibles, en particulier lors de la phase d'émergence de la flexibilité locale. Les dispositifs à concevoir pour répondre à l'ensemble de ces problématiques pourront être perfectionnés par la suite, à la lumière d'un premier retour d'expérience, sachant que le mécanisme le plus susceptible de générer des conflits sera la contractualisation.

<sup>109</sup> Le niveau de pénalisation journalier est équivalent à plusieurs fois la prime fixe journalière (prime fixe – 21k€/MW, maximum constaté en 2017 – divisée par le nombre de jour de la durée d'engagement) auxquelles s'ajoute le remboursement d'une partie de la prime fixe totale lorsque le niveau de défaillance dépasse 20% puis 35% du volume de flexibilité engagé. **Lorsque le niveau de défaillance global constaté est inférieur à 20% du volume total engagé, le niveau de pénalisation est du même ordre de grandeur que celui des réserves rapides et complémentaires.**

<sup>110</sup> Le niveau de pénalisation journalier comprend le remboursement de la prime fixe journalière (prime fixe – 21k€/MW ou 36k€/MW en 2015/2016 – divisée par le nombre de jour de la durée d'engagement) ainsi que le paiement de surcoûts induits par la défaillance.

<sup>111</sup> Niveau de pénalisation total (résultant d'un écart sur l'ensemble de la période d'engagement) égal au prix de référence marché des échanges de garanties de capacité (de l'ordre de 10k€/MW), multiplié par un coefficient 1,2.

<sup>112</sup> Dans ce cas, le niveau de pénalisation est fixé à un prix administré capé à 20k€/MW en 2017, 40k€/MW en 2018 et 60k€/MW en 2019.

Un mécanisme appelant un produit de type « service » conduira à faire porter par le fournisseur de flexibilité davantage de responsabilités qu'un mécanisme appelant de l'« énergie » ce qui permettra *in fine* de minimiser les risques de conflits. **Ce type de produit pourrait donc être plus adapté pour la plupart des configurations dans un premier temps.**

A *minima*, un système de communication robuste devra être mis en place entre les différentes parties prenantes (gestionnaires de réseaux locaux et national, agrégateurs).

Pour que ces mécanismes soient viables, plusieurs processus de contrôles devront être appliqués, notamment au niveau du réalisé et des effets d'aubaine.

### 3.5. Problématiques détaillées : sollicitation (ou exclusion) d'un sous-ensemble de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé

Actuellement, les agrégateurs proposent des offres de flexibilités pour répondre à des besoins liés à la gestion de l'EOD national ou à des besoins liés à des contraintes sur le RPT, en assemblant les ressources de leur portefeuille selon leur mérite technico-économique, en fonction de leurs caractéristiques techniques (DMO, profondeur, durée...) et en prenant en compte un facteur de risque d'indisponibilité. Cet assemblage est réalisé indépendamment de la localisation géographique de ces ressources<sup>113</sup>. Lorsqu'ils participent à un mécanisme de flexibilité national, c'est l'ensemble du portefeuille qui est sollicité (ex : à l'échelle d'une Entité d'Ajustement – EDA, sur le mécanisme d'ajustement). Toutefois, dans le cadre de la gestion intégrée « EOD / contraintes RPT », les règles peuvent limiter les possibilités d'agrégation.

Demain, de même que pour la gestion des congestions locales, seule une partie spécifique du portefeuille pourrait être sollicitée indépendamment du reste pour répondre à des besoins locaux ce qui soulève plusieurs questions techniques, opérationnelles et économiques :

- Quel modèle opérationnel mettre en place pour n'ordonner que l'activation d'une partie du portefeuille ?
- Comment gérer l'utilisation locale d'une partie du portefeuille par rapport aux engagements nationaux (court terme – une offre sur le MA ; ou de long terme – en tant que réserve) de l'ensemble du portefeuille ? L'agrégateur doit-il sur-dimensionner son portefeuille pour éviter qu'une sollicitation locale n'entraîne une défaillance d'une entité d'ajustement ?
- Comment est fixé le prix pour chaque site de flexibilité au sein d'un même portefeuille ?
- Quel impact sur l'économie de l'agrégateur ? Au service du local, il perd une grande partie de la valeur d'agrégation technique proprement dite<sup>114</sup> pour n'être qu'un intermédiaire d'exécution de l'ordre (agrégation commerciale uniquement) ; au service du national, la valeur de son portefeuille est réduite en raison de contraintes pouvant être placées par les GRD. Toutefois, même à un niveau local (et même avec un seul site), il peut subsister un rôle pour l'agrégateur qu'il convient de redéfinir.

Aujourd'hui le mécanisme d'ajustement est déjà utilisé par RTE pour gérer l'EOD national d'une part et les contraintes réseau RPT d'autre part. La formulation des offres de flexibilité a été définie au regard de ces besoins. Il ne s'agit pas d'une formulation au niveau d'un portefeuille dans le sens où les règles définissent précisément les agrégats possibles ; il s'agit plutôt d'un mix<sup>115</sup> entre une formulation *unit based* et *agregated based*.

<sup>113</sup> Bien que toutes les capacités participant au MA soient localisées.

<sup>114</sup> Capacité de foisonnement du risque de défaillance de chaque ressource, capacité d'assemblage pour répondre à une flexibilité plus importante que celles pouvant être fournies individuellement par chaque ressource.

<sup>115</sup> Les objectifs de ce type de formulation sont de :

- Permettre aux opérateurs de flexibilité de bénéficier du foisonnement pour répondre aux besoins liés à la gestion de l'EOD,
- Permettre de valoriser des offres pour la gestion des contraintes réseau,
- Permettre au gestionnaire de réseau d'assurer la sûreté du système en maîtrisant les flux sur le réseau au regard des contraintes susceptibles d'apparaître.

Ce conflit peut se poser dans 2 configurations :

- **Configuration n°1 : le GRD souhaite empêcher l'activation au niveau national d'une partie du portefeuille d'un agrégateur**

Actuellement, lorsqu'il existe un risque de congestion sur le RPT, RTE peut empêcher une flexibilité de participer aux mécanismes d'ajustement nationaux<sup>116</sup> (dans le cas où cette participation entraînerait des contraintes sur le réseau)<sup>117</sup> : il s'agit d'un **saut de préséance**.

Pour l'instant, aucune compensation pour dédommager cette perte d'opportunité pour l'acteur n'existe mais elle pourrait être envisagée. De la même manière, le gestionnaire de réseaux de distribution souhaitant empêcher une activation pourrait compenser la perte de valeur pour le fournisseur de flexibilité qui se voit empêché de participer au niveau national par un dédommagement financier.

La limite d'une telle compensation est qu'elle peut entraîner des effets d'aubaine : un acteur, ayant l'information qu'il peut créer une contrainte, pourrait déposer une offre dans le seul but d'être indemnisé, sachant que son offre ne serait pas retenue. Cette rémunération n'inciterait donc pas l'acteur à adapter son comportement pour réduire les risques de contraintes locales et dégrade ainsi le niveau de fiabilité du portefeuille de l'agrégateur.

- **Configuration n°2 : le GRD souhaite activer une partie du portefeuille d'un agrégateur**

Dans cette situation, il est nécessaire qu'il existe une offre limitée sur le périmètre que souhaite activer le GRD, et donc qu'il y ait connaissance préalable de ce périmètre. La transparence sur la localisation de l'activation associée est donc primordiale pour assurer un signal exploitable.

Si la flexibilité pour le GRD est déjà contractualisée (contractualisation, S3REnR, Nouvelles solutions de raccordement), le besoin est d'ores et déjà localisé, ce qui permet au fournisseur de flexibilité de réaliser des offres sur ce périmètre précis. Si la flexibilité n'est pas contractualisée, le lieu d'activation n'est pas nécessairement connu suffisamment en avance pour permettre à l'acteur de réaliser une offre sur un périmètre défini.

Si la localisation est connue, les offres pourraient alors suivre différentes configurations :

- Différentes offres sont formulées sur un même agrégat de capacités : une offre agrégée nationale et différentes offres plus petites à l'échelle locale ;
- Des offres nationales permettant des activations ciblées : une offre est formulée sur l'ensemble du territoire mais ne peut être activée que sur une partie ciblée de celui-ci en fonction des besoins<sup>118</sup>. Si le MA gère des activations localisées (pour le RPT<sup>119</sup>), il ne gère pas à date les capacités localisées à la maille infra poste source : les capacités participant sont toutes localisées<sup>120</sup>, mais à des mailles différentes selon les gestionnaires de réseaux. Néanmoins, le MA ne gère par les contraintes en tension.

Dans un cas comme dans l'autre, l'activation locale passerait par des entités de programmation qui définiraient les différentes **sous-maillles de programmation** au sein du support d'offre correspondant aux périmètres sur lesquels le GRD souhaiterait activer des offres<sup>121</sup>.

---

<sup>116</sup> Via l'identification et le marquage des offres comme étant « non-partagées » au sein de la *Common Merit Order List*.

<sup>117</sup> Toutefois, les besoins de flexibilité au niveau national concomitants avec des problèmes de congestion au niveau régional représentent de faibles volumes d'activation.

<sup>118</sup> C'est la configuration qui peut être utilisée par RTE pour gérer des problèmes de congestion au niveau régional actuellement.

<sup>119</sup> L'aspect dynamique des informations n'est pas disponible dans le MA. Seul le système d'information du GRD (géographie et conduite) dispose des informations nécessaires à la gestion du temps réel pour agréger les flexibilités au bon niveau de maille (postes HTA/BT, départs, ... pour le niveau GRD, transformateurs HTB/HTA pour le niveau GRT). La topologie du réseau a un impact direct sur la répartition des flexibilités sur ces mailles.

<sup>120</sup> A la maille du transformateur ou du poste source pour le GRT, site à site pour le GRD.

<sup>121</sup> D'après RTE, la définition de ces sous-maillles de programmation est dynamique et pas statique (elles peuvent être redéfinies autant que nécessaire), une adaptation de ces sous-maillles pourrait donc être envisagée. Toutefois,

## ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

Par ailleurs, la temporalité de l'activation locale joue sur l'impact que celle-ci aura au niveau national :

Sous-cas 1 : Activation locale en amont de la fenêtre opérationnelle de RTE <sup>122</sup>	Sous-cas 2 : Activation locale pendant la fenêtre opérationnelle de RTE
<ul style="list-style-type: none"><li>Dans ce cas, il est encore possible de compenser l'écart causé par l'activation de certains sites pour répondre à un besoin local par un achat de services (service d'Echange de Blocs par exemple). Les programmes et les offres peuvent être redéclarés.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Si la notification de l'activation de certains sites du portefeuille par des mécanismes de flexibilité locale se fait dans la fenêtre opérationnelle de RTE, alors les échanges entre les gestionnaires de réseau (GRT et GRD) et les agrégateurs seront bien plus importants</li><li>Comme on est dans la fenêtre opérationnelle, la totalité du portefeuille a été intégrée dans la CMOL (<i>Common Merit Order List</i>) pour participer au mécanisme européen. Or, une partie de cette flexibilité ne pourra pas être activée par le mécanisme national car elle aura été sollicitée pour répondre à un besoin local après l'envoi de la CMOL. Actuellement, le même cas de figure peut déjà se présenter avec la gestion des congestions régionales du RPT.</li></ul>
Fréquence du conflit :	Dépendante du synchronisme entre besoins locaux et nationaux sur des délais de prévenance courts

Cette problématique est aujourd'hui largement discutée entre les gestionnaires de réseaux en France et au sein de l'ENTSO-E : les débats portent sur l'échange d'information nécessaire et les règles à mettre en place.

Les solutions envisagées par les différents gestionnaires de réseaux, visent à assurer les principes suivants :

- Toutes les flexibilités doivent pouvoir participer aux différents mécanismes locaux et nationaux, sans les segmenter :
  - o La coordination national/local doit permettre aux acteurs de cumuler les différentes valeurs en bonne intelligence, grâce à une communication entre les différents gestionnaires de réseaux ; en ce sens, des fonctions de coordination doivent être clairement définies et travaillées entre les gestionnaires ;
  - o Les flexibilités qui se sont engagées sur certains mécanismes (ex : RR, RC, ou contractualisation) doivent néanmoins ne pas prendre de mesure remettant en cause leurs engagements, au risque d'en subir les pénalités afférentes ;
- Chaque gestionnaire doit pouvoir contractualiser les flexibilités directement, en fonction de ses besoins.

On relève toutefois que les conflits d'activation relevant de la catégorie décrite ci-dessus sont encore peu fréquents, notamment parce que les ressources de flexibilité sont principalement localisées sur le RPT (sites industriels).

On note enfin que les questions décrites ci-dessus peuvent trouver un écho au niveau du RPT, entre les mailles nationale et européenne. Dans le cadre d'un modèle TSO-TSO, les offres de flexibilités de type « *unit-based* » (localisées) sont transmises par les GRT au niveau européen et le choix d'activation se fait sur la base des offres centralisées pour l'ensemble des GRT participants. Dans ce cas, les TSO restent responsables de l'activation de l'offre sur leur zone de réglage.

puisque que c'est le GRD qui sollicite de façon opportuniste une zone localisée de flexibilité compte-tenu de ses besoins, ce serait alors au GRD de définir les sous-mailles pertinentes.

<sup>122</sup> *Balancing energy gate closure time.*

### **Distributed System Platform Provider (DSPP)**

#### **Reforming the energy vision – USA (NY)**

*Afin de permettre la sollicitation de flexibilités locales dans la ville de New-York, une plateforme a été mise en place pour assurer l'interface entre les acteurs locaux souhaitant proposer une solution de flexibilité d'une part, et les marchés de gros (portés par NYISO) d'autre part. Cette interface est gérée en temps réel par un Distributed System Platform Provider (DSPP) qui n'est autre que la utility locale.*

*Les produits proposés par le DSPP sont définis de façon univoque et spécifique. Une même ressource peut ainsi participer aux mécanismes proposés par le DSPP et par NYISO. En cas d'activations simultanées, les modalités de résolution des conflits d'activation doivent encore être définies. Il est même envisagé que le DSPP puisse jouer le rôle d'« agrégateur des agrégateurs » auprès du NYISO en participant au titre la capacité qu'il agrège aux mécanismes gérés par NYISO<sup>123</sup>. Dans ce cas, le DSPP porterait le risque de non fiabilité de ses clients ou d'erreur de prévisions.*

*L'impact du DSPP sur les programmes aux échelles plus larges (marché de gros de l'énergie, de capacités, services systèmes administrés par NYISO) devrait faire l'objet d'analyses approfondies (impacts sur la prévision de charge à court et long termes, sur la planification des réseaux et sur l'évaluation des besoins). Un alignement des règles entre le niveau local et le niveau ISO semble nécessaire, notamment au sujet des protocoles de paiement, des technologies de communication et des méthodes de mesures et de vérification.*

### **3.6. Problématiques détaillées : effets collatéraux de la mobilisation d'un mécanisme local (resp. national) à l'échelle nationale (resp. locale)**

#### **3.6.1. Amplification des contraintes d'une échelle (nationale/locale) par l'activation de flexibilités à l'autre échelle (locale/nationale)**

La sollicitation d'une flexibilité (raccordée sur le RPD) pour répondre au besoin d'un mécanisme local modifie à la hausse ou à la baisse le niveau d'injection ou de soutirage sur le réseau national. Si cette modification du niveau de charge en soutirage (ou en injection) accentue la dynamique de consommation (ou de production) du réseau national, alors la flexibilité amplifie le déséquilibre à l'échelle nationale, du fait d'une activation locale.

Ce phénomène peut aussi être observé si une flexibilité activée par le GRT crée ou amplifie une contrainte sur le GRD. Actuellement, cet impact n'est pas pris en compte pour décider d'activer ou non une flexibilité sur un mécanisme national. En cas d'activation au niveau national de flexibilités, les effets collatéraux sur le RPD peuvent être compliqués à gérer. C'est le cas de l'**effet rebond**<sup>124</sup> par exemple : la remise en route d'un appareil effacé peut engendrer un appel de puissance supérieur à son niveau initial durant quelques instants ; lorsqu'une multitude d'appareils effacés redémarrent de façon synchrone, il peut en résulter des contraintes sur le réseau qui n'avaient pas été envisagées. **Toutefois, le GRD dimensionne son réseau pour être capable de faire face aux pointes de consommation et de production et il n'y a actuellement pas de retour d'expérience montrant que le RPD ait été mis en défaut par des activations nationales. Cette situation pourrait évoluer si les réseaux n'étaient pas renforcés en exploitant la flexibilité.**

Cependant, dans l'optique de maximiser la valeur créée pour la collectivité, il est nécessaire de s'assurer que la flexibilité s'active dans le sens optimal.

---

Exemple des sous-cas possibles dans le cas d'une activation au niveau local :

---

<sup>123</sup> En France toutefois, un tel système n'est pas envisageable, les GRD ne pouvant être agrégateurs.

<sup>124</sup> L'effet rebond correspond à l'augmentation de consommation en puissance d'un site de soutirage sur une courte durée à l'issue d'une période d'effacement.

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

Sous-cas 1 : Activation qui va dans le sens de la dynamique de charge du réseau national	Sous-cas 2 : Activation qui va à l'opposé de la dynamique de charge du réseau national
<ul style="list-style-type: none"> <li>La dynamique de charge sur le réseau national est ainsi amplifiée, nécessitant un sur-ajustement du GRT.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dans ce cas, l'activation au niveau local contribue à diminuer le risque de contrainte sur le national. C'est une situation favorable vis-à-vis du GRT</li> </ul>
Impact(s) :	
EOD	Contraintes réseau
<ul style="list-style-type: none"> <li>Le GRT devra être capable de gérer une accentuation des déséquilibres nationaux liés à l'activation locale de la flexibilité pour gérer des contraintes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le GRD doit dimensionner son réseau pour pouvoir faire face à ces hausses d'injection ou de soutirage. Toutefois, il existe des limites à ce prérequis : c'est notamment le cas des effets rebonds générés à la suite des activations nationales.</li> </ul>

### 3.6.2. Ecarts sur les périmètres d'équilibre causés par l'activation de flexibilités locales

En cas d'activation d'une flexibilité à l'échelle locale à l'intérieur de la fenêtre opérationnelle, le responsable d'équilibre du site fournissant la flexibilité n'est plus censé pouvoir rétablir l'équilibre de son périmètre<sup>125</sup> (déséquilibré par l'activation de la flexibilité) et pourrait donc se retrouver en écart.

Une telle situation ne se présenterait que dans des cas de délais de prévenance d'activation courts. Typiquement, des situations imprévisibles d'incidents, où la réponse apportée par de la flexibilité doit être rapide, entrent dans ce cas de figure. A l'inverse, une sollicitation locale de la flexibilité pour des cas de travaux peut être prévue plusieurs jours à l'avance.

Cet effet n'est pas nouveau et existe au niveau national : sur les mécanismes nationaux, lorsqu'une flexibilité est appelée dans la fenêtre opérationnelle, le périmètre d'équilibre est reconstruit pour qu'il n'y ait pas d'écart.

Sous-cas 1 : Information avant la fermeture du marché <i>intraday</i>	Sous-cas 2 : Information après la fermeture du marché <i>intraday</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Le responsable d'équilibre a le temps d'acheter de l'électricité pour rétablir l'équilibre de son périmètre (marché <i>infra</i> journalier)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le responsable d'équilibre n'a plus de solution pour pouvoir équilibrer son périmètre et apparaît en écart.</li> </ul>
Impact(s) :	
National	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Ecart possible au niveau du responsable d'équilibre (avec pénalités à payer le cas échéant)</li> <li></li> </ul>	

Règles et pénalités déjà existantes au niveau national :

En cas d'écart négatif sur son périmètre (soutirage plus important que l'injection), le responsable d'équilibre est soumis au prix de règlement des écarts négatifs.

En cas d'écart positif, le responsable d'équilibre reçoit le prix de règlement des écarts positifs.

Cet effet n'apparaît que si le mécanisme de mobilisation de la flexibilité fait appel à un achat d'énergie. S'il s'agit d'un achat de service, le problème n'est pas présent.

Plusieurs solutions sont envisageables pour gérer ce conflit :

- Solution n°1 : **Ne rien faire**

→ *Le responsable d'équilibre pourrait être soumis au prix des écarts. Cela n'est réellement problématique que si le volume d'énergie devient significatif (ou si le prix de règlement des écarts est très différent du prix spot). Les résultats obtenus dans la phase 1 de l'étude montre qu'à moyen terme, les volumes d'énergie activés pour la flexibilité devraient être faibles.*

<sup>125</sup> Sur cet horizon temporel, seul le GRT peut prendre des actions d'équilibrage.

- Solution n°2 : **Reconstruire le périmètre d'équilibre de l'acteur activé**

→ A l'image de ce qui est fait pour les flexibilités activées dans le cadre du mécanisme d'ajustement, le périmètre du responsable d'équilibre du site fournissant la flexibilité locale pourrait être corrigé, afin qu'il ne subisse pas de coût des écarts.

Dans tous les cas, si la flexibilité est un effacement, l'agrégateur d'effacement devra procéder au versement de la compensation fournisseur.

### 3.7. Problématiques détaillées : conflits d'activation

#### 3.7.1. Gestion non coordonnée de la disponibilité du stock de ressources de flexibilités entre les différents mécanismes

Chaque flexibilité possède des caractéristiques intrinsèques qui définissent son aptitude à répondre à un ordre d'activation : délai de mobilisation de l'offre, durée d'activation, ampleur d'activation, répétitivité. Une première activation de la flexibilité peut compromettre son aptitude à répondre à une activation successive pour une certaine durée : la flexibilité n'est momentanément plus disponible. Si elle est mal gérée entre les différents mécanismes, la disponibilité du stock de ressources de flexibilité peut conduire à des conflits d'activation.

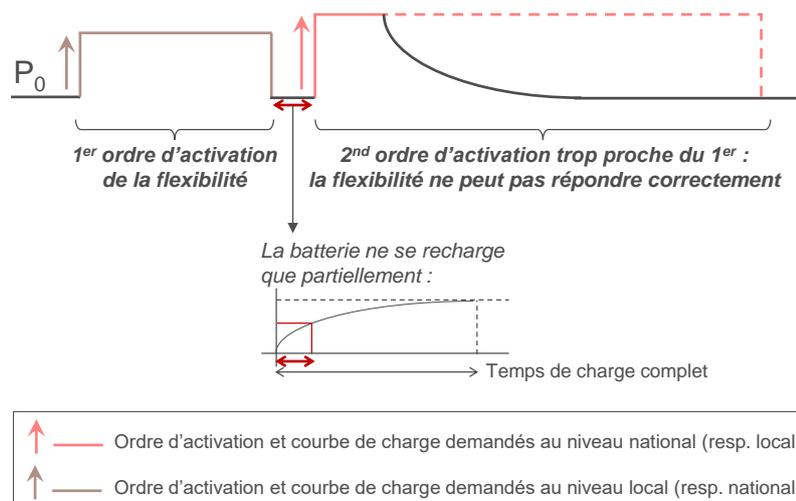


Figure 33 – Illustration du conflit lié à la disponibilité du stock de ressources de flexibilité

Dans le cas d'une batterie par exemple, si celle-ci est appelée en injection à 2 reprises sans avoir le temps de se recharger entre, alors la 2<sup>de</sup> activation ne pourra être honorée comme dû. De même, un consommateur venant de s'effacer durant plusieurs heures ne sera plus disponible pour répondre à une sollicitation arrivant immédiatement après la première.

Cette gestion du stock de ressources disponibles est aisée au sein d'un même mécanisme (historique des solutions appelées et du délai avant qu'elles ne soient à nouveau activables). Les caractéristiques nécessaires à cette gestion sont notamment spécifiées dans le contrat.

Par contre, si une flexibilité participe à deux mécanismes distincts (typiquement l'un à l'échelle nationale et l'autre à l'échelle locale), l'information n'est pas nécessairement bien partagée entre ces deux mécanismes et une flexibilité peut être appelée sans être physiquement capable de répondre aux deux sollicitations successives.

Ce type de conflit sera d'autant plus compliqué à gérer que les mécanismes concernés présentent des délais de prévenance courts (ex : services systèmes, option « GRD » sur les flexibilités existantes en

## ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

cas d'incidents) : la participation de la flexibilité sur les différents mécanismes sera difficilement planifiable à l'avance ce qui risque de provoquer plus fréquemment de tels conflits d'activation.

La mise à jour des informations prévisionnelles sur les stocks et la disponibilité des ressources est donc primordiale pour les gestionnaires, notamment en termes de gestion des marges. Une absence de coordination conduirait à l'absence de reconstitution de la réserve côté GRT ce qui entraînerait un risque accru sur la sûreté de l'EOD.

Conflits d'activation qui peut exister entre les mécanismes suivants :

National	Local
Appel d'offres effacement, mécanisme de capacité, services systèmes fréquence	Nouvelles solutions de raccordement, évolution des S3REnR, contractualisation, option « GRD » sans engagement pour les flexibilités existantes

Fréquence du conflit : Très dépendante du synchronisme des besoins locaux et nationaux

Impact(s) :

National	Local
<ul style="list-style-type: none"> <li>Si le 2<sup>nd</sup> appel de la flexibilité est celui au niveau national, la flexibilité ne proposera qu'une réponse incomplète, voire inexistante</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si le 2<sup>nd</sup> appel de la flexibilité est celui au niveau local, la flexibilité ne proposera qu'une réponse incomplète, voire inexistante</li> </ul>

Règles et pénalités déjà existantes au niveau national :

Des mécanismes de pénalités sont mis en place si une partie n'honore pas entièrement son contrat dans le cas de mécanismes nationaux. Des seuils peuvent également préciser les limites pour lesquelles un contrat est considéré comme rempli ou non. Ces pénalités partielles sont à comparer avec le coût pour le GRD en cas de coupure d'une partie de ses clients (coût END).

### 3.7.2. Activations contradictoires et simultanées aux niveaux national et local

Une même flexibilité participant à deux mécanismes de mobilisation, respectivement à l'échelle nationale et locale, peut être appelée en même temps par ces 2 mécanismes avec des ordres d'activation opposés (l'un à la hausse<sup>126</sup>, l'autre à la baisse).

Compte-tenu de l'engagement qui existe auprès des 2 mécanismes, il n'est pas possible d'honorer les 2 ordres : l'un des 2 ne verra pas de réponse.

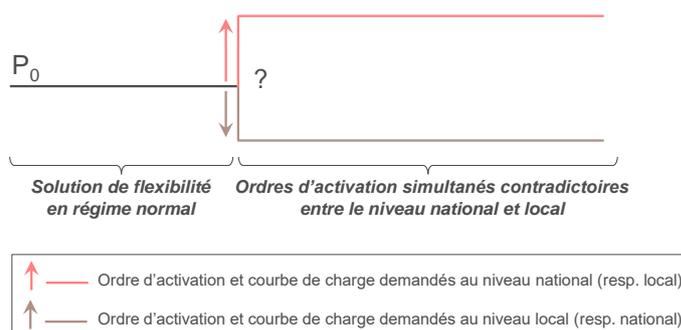


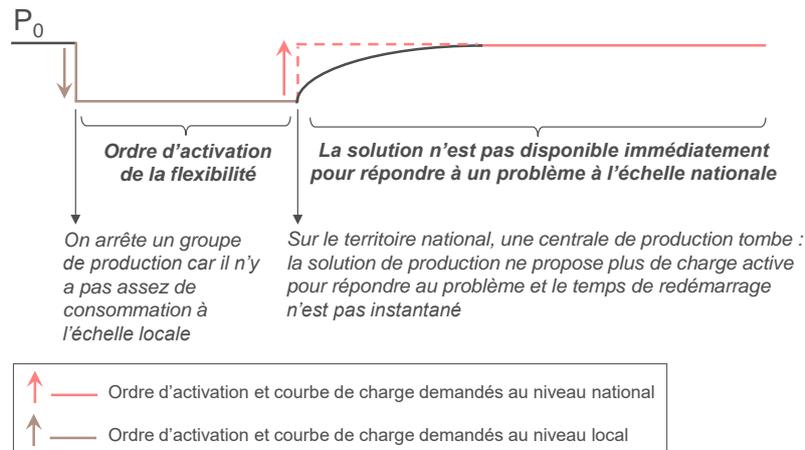
Figure 34 – Illustration du conflit d'activation dû à des activations contradictoires et simultanées aux niveaux national et local

Il existe une variante à cette configuration : des activations contradictoires non plus simultanées mais successives sont envoyées à une même flexibilité. Bien que décalé dans le temps, le conflit est le même.

<sup>126</sup> Appel à la hausse : appel visant à apporter plus d'énergie au système électrique (réduction de consommation, hausse de production) / Appel à la baisse : appel visant à soutirer plus d'énergie au système électrique (réduction de la production, hausse de la consommation).

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale



Dans le cas où ce conflit se pose pour une seule et même flexibilité, **seules sont concernées les flexibilités pouvant réguler leur production ou leur consommation à la hausse comme à la baisse** (batteries, modulation de consommation). Bien que les moyens de stockage ou la gestion à la hausse ou à la baisse de la consommation industrielle soient actuellement peu développés, ces solutions pourraient à moyen terme prendre plus d'ampleur.

De plus, ce type de conflit pourrait également exister entre deux flexibilités différentes sur un périmètre géographique restreint : le GRT active une flexibilité dans un sens et le GRD active une flexibilité sur la même poche de distribution dans l'autre sens. Dans ce cas, les 2 solutions peuvent techniquement s'activer conformément à l'ordre qu'elles ont reçu :

- Soit la flexibilité activée par le national peut également être activée par le GRD : alors celui-ci envoie un ordre d'activation immédiat à la flexibilité dans le sens opposé à l'ordre national. C'est le cas évoqué juste au-dessus.
- Soit la flexibilité activée par le national n'a pas souscrit à un mécanisme d'activation par le GRD : alors on bascule dans une situation où l'activation au plan national amplifie les contraintes du GRD au niveau local qui a été discutée dans la partie 3.6.1.

## Conflits d'activation qui peut exister entre les mécanismes suivants :

National	Local
Appel d'offres effacement, mécanisme de capacité, services systèmes fréquence	Nouvelles solutions de raccordement, évolution des S3REnR, contractualisation

Fréquence du conflit : Parmi les flexibilités de flexibilité participent à la hausse et à la baisse. Toutefois, la probabilité d'appels contraires aux niveaux national et local en même temps doit être étudiée.

## Impact(s) :

National	Local
<ul style="list-style-type: none"> <li>• En cas de non-respect de l'ordre d'activation à l'échelle nationale, il résulte un écart non prévu et amplifié par la participation de la solution dans le sens inverse que celui planifié.</li> <li>• Le GRT doit en contrebalancer les effets en appelant d'autres flexibilités (plus chères) et en double volume (un volume pour contrebalancer, et un volume pour réaliser l'effet désiré)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En cas de non-respect de l'ordre d'activation à l'échelle locale, le matériel du RPD concerné risque d'entrer sous contrainte, entraînant de l'END (~9 à 20 000 €/MWh) ou de l'ENI (~70 €/MWh).</li> </ul>

## Règles et pénalités déjà existantes au niveau national :

Des mécanismes de pénalités sont mis en place si une partie n'honore pas son contrat dans le cas de mécanismes nationaux. Ces pénalités sont à comparer avec le coût pour le GRD en cas de coupure d'une partie de ses clients (coût END).

### 3.7.3. Activation locale réduisant le potentiel dynamique d'activation de flexibilités à l'échelle nationale

Même si les 2 appels sont effectués dans le même sens et au même moment, l'activation d'une flexibilité à l'échelle locale pourrait poser des difficultés en cas de besoin d'activation à l'échelle nationale.

En effet, pour certains mécanismes, c'est la variation d'énergie qui compte et non pas le volume d'énergie apporté en plus ou en moins : dans ce cas, le moment d'activation est important<sup>127</sup>. Dans ce cas, si la flexibilité est appelée trop tôt par un mécanisme local, alors le potentiel dynamique de la flexibilité a déjà été utilisé et ne peut plus servir au mécanisme national.

Le mécanisme d'ajustement constitue par exemple un mécanisme sur lequel l'aspect dynamique de la flexibilité compte. Un effacement participant à NEBEF ne peut pas participer aux réserves rapides et complémentaires (alors même que l'activation aurait été dans le même sens) : une fois activée sur le NEBEF, la flexibilité ne peut plus répondre aux ordres à la hausse du GRT au moment voulu.

L'exemple inverse est celui de flexibilités participant au mécanisme de capacité en France et pouvant aussi participer aux réserves rapides et complémentaires. En effet, le mécanisme de capacité nécessite seulement que la flexibilité soit disponible en volume, peu importe son moment d'activation. La flexibilité peut donc être appelée sur les réserves rapides et complémentaires sans poser problème vis-à-vis du mécanisme de capacité.

La participation d'une flexibilité à un mécanisme local et national simultanément peut donc être problématique :

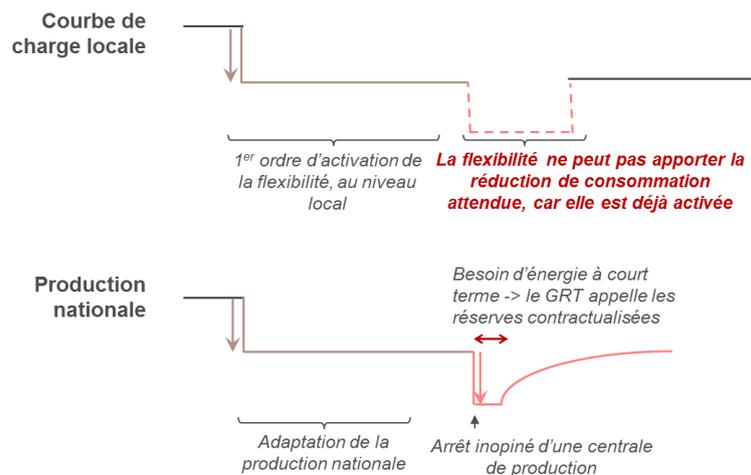


Figure 36 – Illustration d'un conflit pour une activation dans le même sens pour deux mécanismes

Ainsi, une flexibilité activée localement ne peut plus, lorsqu'elle est activée, fournir de flexibilité sur les marchés de réserves.

Conflits d'activation qui peuvent exister entre les mécanismes suivants :

National	Local
Appel d'offres effacement, services systèmes mécanisme d'ajustement	Nouvelles solutions de raccordement, évolution des S3REnR, contractualisation
Sous-cas 1 : L'activation nationale se fait avant l'activation locale	Sous-cas 2 : L'activation locale se fait avant l'activation nationale

<sup>127</sup> En effet, sur la gestion de l'équilibre offre demande, le décrochage sur la courbe de charge est important ainsi que le moment où il se produit. A l'inverse, pour la gestion des congestions sur le réseau, ce n'est pas le créneau sur la courbe de charge qui compte mais bien que cette courbe soit en dessous d'un seuil de X MW sur une certaine durée.

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

---

<ul style="list-style-type: none"><li>• Dans ce cas, puisque pour l'activation locale, la temporalité du décrochage a peu d'importance, il n'y a pas de problème.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Si l'activation nationale a besoin de voir un créneau de décrochage au moment où il appelle la flexibilité, alors il y a conflit puisque le décrochage a déjà été réalisé avant (lors de l'activation locale).</li><li>• Si l'activation nationale n'en a pas besoin, alors il n'y a pas de conflit.</li></ul>
---	--

---

Fréquence du conflit : Dépendante du développement de la flexibilité au service du réseau de distribution et de la capacité des acteurs à utiliser plusieurs services. **Lors d'une expérimentation sur une batterie en Angleterre, le taux d'appel simultané concernait ~1% des appels du GRT et ~20 % des appels du GRD en situation d'appels multiples pour une période donnée.**

---

Impact(s) :

<b>National</b>
-----------------

- En cas d'activation locale, le GRT n'a plus à disposition les ressources qu'il avait prévues : il doit alors faire appel à d'autres ressources existantes sur le territoire national.
- Cela crée *a minima* un surcoût (activation d'une autre flexibilité qui ne sera pas l'optimum technico-économique), voire un risque de black-out dans le cas extrême où toutes les flexibilités sont déjà activées

---

Règles et pénalités déjà existantes au niveau national :

Les pénalités dépendent fortement des mécanismes et des actifs mis en jeu :

- Si le calcul de l'effacement s'établit sur la consommation des jours précédents, et non pas des heures précédentes, il pourrait aussi ne pas y avoir de pénalités, l'effacement étant « réalisé » ;
- En revanche, si une centrale de production s'est engagée à produire plus auprès du GRT et qu'elle est déjà appelée par le GRD, elle peut subir des pénalités (liées à une des réserves de type complémentaire, ou rapide).

---

## 3.8. Problématiques détaillées : effets d'aubaines

### 3.8.1. Double valorisation d'une flexibilité répondant à un besoin unique

Il peut arriver qu'une même flexibilité soit activée à un même moment sur 2 mécanismes différents, les 2 mécanismes répondant à une seule et même valeur (par exemple un report d'investissement sur le RPD). Dans ce cas, l'acteur est doublement rémunéré alors qu'il ne crée qu'une seule et même valeur pour la collectivité. Dans le cas général, chaque mécanisme gère des besoins différents : s'il y a deux appels, il y a habituellement deux besoins<sup>128</sup>, mais il pourrait être envisagé qu'une flexibilité parvienne à se rémunérer sur 2 mécanismes distincts (prévu pour atteindre des potentiels de flexibilité différents) répondant au même besoin.

Le signal « heure pleine, heure creuse » par exemple est un mécanisme qui aide à minimiser les contraintes sur le réseau en périodes de pointe. Il faut donc éviter que les solutions pilotées par ce signal participent également à de futurs mécanismes de flexibilités locaux valorisant eux-aussi le report d'investissement sur le RPD via l'atténuation des contraintes. Un autre exemple pourrait être le cas d'un acteur valorisant sa flexibilité locale via un coût de raccordement moins élevé et contractualisant également sa flexibilité avec le GRD : l'acteur est rémunéré deux fois alors que sa flexibilité ne répond qu'à un seul besoin.

A l'inverse, une flexibilité locale rémunérée sur deux mécanismes de mobilisation locaux répondant à deux valeurs distinctes (report d'investissement et conduite en cas d'incident) n'est pas problématique.

Cette double valorisation peut être envisagée dans le cadre d'un seul acteur ou bien de deux acteurs distincts.

Au niveau national, la difficulté s'était présentée avec le mécanisme NEBEF pour des consommateurs bénéficiant de tarifs avec effacement tarifaire : il était nécessaire d'éviter qu'un effacement tarifaire soit parallèlement valorisé sur le NEBEF, car alors le fournisseur pouvait être lésé par la reconstruction de son périmètre (sans en être conscient) sur un effacement qui n'en est pas un.

<sup>128</sup> Dans ce cas, la question est traitée en note 83.

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

Sous-cas 1 : Valorisations aux niveaux national et local	Sous-cas 2 : Valorisations au niveau local uniquement
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dans ce cas, la valeur associée à la flexibilité au niveau national (équilibre P=C) sera forcément différente de la valeur locale (report d'investissement ou conduite) : <b>il n'y a pas d'effet d'aubaine</b>. En effet, dans ce cas, la double rémunération de la flexibilité correspond à 2 valeurs différentes et complémentaires pour la collectivité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si l'une de ces valorisations est liée à la conduite et l'autre au report d'investissement, alors il n'y a pas d'effet d'aubaine car les valeurs sont différentes et complémentaires.</li> <li>Par contre, si les 2 valorisations sont associées à une seule valeur qui est le report d'investissement, alors il peut exister un effet d'aubaine.</li> </ul>

Cet effet d'aubaine devra être pris en compte dans la contractualisation des flexibilités, afin de s'assurer qu'il ne puisse exister (en excluant les participations à d'autres mécanismes sur la même valeur par exemple). Il ne devrait donc pas poser de problèmes importants : les deux mécanismes de mobilisation concernés devraient être gérés au sein d'une même entité, qui est à l'origine de la valeur de la flexibilité concernée par ces deux mécanismes.

### 3.8.2. Valorisation d'une flexibilité qui n'existe pas (flexibilité fantôme)

Un acteur peut être tenté d'utiliser les mécanismes de valorisation sans avoir les flexibilités aux caractéristiques requises (profondeur, stock d'activation, rapidité d'activation, etc.) : il déclare une flexibilité insuffisante ou qui n'existe pas et qu'il engage sur un mécanisme payant à la souscription. Il est ainsi rémunéré indument. Lorsqu'elle est appelée, cette flexibilité fantôme fait défaut. Une pénalité pour cause de défaillance peut alors être payée par l'acteur si le mécanisme le prévoit. Toutefois, il se peut que cette pénalité soit insuffisante pour rendre l'espérance de gain négative.

Du côté du GRD ou du GRT, la flexibilité ne rend pas le service demandé par le réseau. Au-delà de la perte engendrée par le paiement d'une flexibilité qui n'existe pas, cette défaillance engendre également des coûts supplémentaires vis-à-vis du gestionnaire ou de la collectivité : coûts pour trouver une alternative au recours à cette flexibilité qui sont souvent élevés (gestion au dernier moment) et coûts de non distribution ou de non injection de l'énergie.

### 3.8.3. Acteur qui crée et résout sa propre contrainte pour récupérer un écart de valeur entre coût socialisé et rémunération

Compte-tenu de la socialisation des coûts du RPD via le TURPE (limitation de la prise en charge des travaux à certains niveaux de tension, réfaction) et de la rémunération spécifique permise par un mécanisme local de contractualisation, un acteur pourrait être tenté de créer une contrainte fictive sur le RPD et de fournir immédiatement une solution de flexibilité y répondant. Le coût de cette contrainte serait ainsi partiellement socialisé au périmètre des utilisateurs du réseau et la valorisation de la flexibilité y répondant serait quant à elle uniquement captée par l'acteur. Ce-dernier pourrait ainsi récupérer une valeur nette positive de la contrainte fictive qu'il a créée, valeur financée par la collectivité.

Effet d'aubaine qui peut exister entre les mécanismes suivants :

National	Local
TURPE	Contractualisation
Fréquence de l'effet : Puisque c'est l'acteur lui-même qui crée sa propre contrainte, le contexte n'a aucun impact sur la fréquence de cet effet d'aubaine : seul le bon-vouloir de l'acteur compte	
Impact :	
National	Local
<ul style="list-style-type: none"> <li>L'ensemble des clients du TURPE participent au paiement du coût de la contrainte sur le RPD</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'acteur qui crée la contrainte fictive capte la valeur entre coût socialisé et rémunération locale de la flexibilité</li> </ul>

## TABLE DES FIGURES

Figure 1 - Valeurs brute et nette de la flexibilité pour la gestion des RPD d'électricité sur les cinq configurations .....	9
Figure 2 - Mécanismes de mobilisation et de valorisation étudiés pour les contraintes en injection et en soutirage .....	10
Figure 3 – Mécanismes privilégiés ou écartés pour valoriser et mobiliser les solutions de flexibilité à l'échelle locale .....	11
Figure 4 - Problématiques associées à la mobilisation d'une flexibilité à l'échelle locale .....	13
Figure 5 – Analyse coût bénéfice de la flexibilité .....	18
Figure 6 – Configurations d'analyse identifiées pour l'étude .....	19
Figure 7 - Illustration de la modélisation de la croissance de raccordements photovoltaïques et éoliens pour un poste source en situation de contrainte .....	20
Figure 8 – Valeur brute de la flexibilité en France sur les postes sources en contrainte d'injection .....	21
Figure 9 – Illustration du profil « Consommation – Production » obtenu pour un poste source donné, extrait sur 4 jours quelconques de l'année .....	21
Figure 10 – Illustration des résultats obtenus sur les 6 postes sources étudiés de la région Limousin .....	22
Figure 11 – Valeur nette annuelle de la flexibilité pour des situations de contraintes en injection sur les postes sources en France .....	23
Figure 12 – Distribution des valeurs unitaires des postes sources du PMT 2017-2020 .....	25
Figure 13 – Évaluation de la valeur nette sur la part adressable par des flexibilités existantes .....	26
Figure 14 - Évaluation de la valeur nette sur la part adressable par des flexibilités nouvelles .....	27
Figure 15 : Évaluation de la valeur nette de la flexibilité vis-à-vis des contraintes en soutirage sur les postes sources .....	27
Figure 16 – Méthodologie utilisée par Enedis pour évaluer la valeur de la flexibilité pour des contraintes en injection sur le réseau HTA .....	28
Figure 17 – Valeur brute de la flexibilité pour des postes HTA/BT en contraintes .....	29
Figure 18 – Comparaison du coût de la flexibilité au niveau BT et du coût de renforcement d'un poste HTA/BT .....	30
Figure 19 - Part des contraintes électriques lors des coupures pour causes d'incidents simples ou de travaux .....	31
Figure 20 – Valeur brute et coûts de la flexibilité en cas d'incidents simples en France (moyenne sur 2015 et 2016) .....	32
Figure 21 - Valeur brute et coûts de la flexibilité en cas de travaux en France (moyenne sur 2015 et 2016) .....	33
Figure 22 – Résultats (valeur brute, valeur nette, nombre de cas) sur les 5 configurations étudiées ..	34
Figure 23 – Composantes définissant un mécanisme de mobilisation et de valorisation .....	36
Figure 24 – Mécanismes de mobilisation et de valorisation identifiés pour les contraintes en injection et en soutirage .....	38
Figure 25 – Mécanismes choisis ou rejetés pour valoriser et mobiliser les solutions de flexibilité locales .....	41
Figure 26 : Fiabilité d'un portefeuille de flexibilité en fonction de sa dimension pour assurer une flexibilité de taille dimensionnée à la valeur 1 .....	50

Figure 27 : Sensibilité du coût de la flexibilité prenant en compte le coût de la défaillance, selon différents scénarios de prix de la flexibilité, de durée de défaillance annuelle et de niveau de défaillance unitaire .....	50
Figure 28 – Problématiques associées à la mobilisation d'une flexibilité à l'échelle locale .....	54
Figure 29 – Mise en situation de la mobilisation d'une flexibilité par un mécanisme (local ou national) .....	55
Figure 30 – Importance des problématiques identifiées pour les différents mécanismes locaux envisagés .....	58
Figure 31 – Evaluation du risque associé aux différents problèmes identifiés .....	58
Figure 32 – Conflits d'activation liés à la valorisation d'une flexibilité aux échelles locale et nationale	59
<i>Figure 33 – Illustration du conflit lié à la disponibilité du stock de ressources de flexibilité .....</i>	<i>72</i>
Figure 34 – Illustration du conflit d'activation dû à des activations contradictoires et simultanées aux niveaux national et local .....	73
Figure 35 – Illustration de la variante avec des activations non plus simultanées mais successives ..	74
Figure 36 – Illustration d'un conflit pour une activation dans le même sens pour deux mécanismes ..	75
Figure 37 - Base de données consolidée utilisée pour identifier les postes à étudier .....	81
Figure 38 – Données utilisées pour construire les courbes « Consommation – Production » .....	82
Figure 39 – Nombre de profils annuels « Consommation – Production » calculés pour les postes sources limousins .....	82
Figure 40 – Résultats des cas d'étude menés par Enedis et liste des potentielles variables explicatives .....	83
Figure 41 – Coefficients de corrélation entre les potentielles variables explicatives et la valeur capacitaire calculée pour chaque cas .....	83
Figure 42 – Corrélation des différentes variables entre elles sur la population de postes sources en France .....	84
Figure 43 – Caractéristiques et fiabilité de la régression multi-variables menée .....	84
Figure 44 – Consommation moyenne par poste HTA/BT et profils moyens de consommation pour chaque département en France (2015) .....	85
Figure 45 – Coût des travaux de renforcement des postes HTA/BT en France .....	85
Figure 46 - Comparaison de la valeur brute cumulée du report d'investissement et du coût de mise en place de la flexibilité .....	86
Figure 47 – Analyse de l'usage de la flexibilité en conduite .....	86
Figure 48 – Méthodologie d'évaluation de la valeur nette de la flexibilité pour la conduite .....	87
Figure 49 – Analyse des mécanismes selon les 6 critères d'évaluation choisis .....	87

## TABLE DES ABREVIATIONS

<b>AO</b>	Appel d'Offres
<b>CAPEX</b>	<i>Capital Expenditure</i> en anglais (dépenses d'investissement)
<b>DSO</b>	<i>Distribution System Operator</i> en anglais
<b>END</b>	Energie Non Distribuée
<b>ENI</b>	Energie Non Injectée
<b>EOD</b>	Equilibre Offre Demande
<b>GRD</b>	Gestionnaire des Réseaux de Distribution (d'électricité dans la présente étude)
<b>GRT</b>	Gestionnaire du Réseau de Transport (d'électricité dans la présente étude)
<b>ISO</b>	<i>Independant System Operator</i> en anglais
<b>MA</b>	Mécanisme d'Ajustement
<b>OPEX</b>	<i>Operational Expenditure</i> en anglais (dépenses d'exploitation)
<b>RE</b>	Responsable d'Equilibre
<b>RPD</b>	Réseau Public de Distribution (d'électricité dans la présente étude)
<b>RPT</b>	Réseau Public de Transport (d'électricité dans la présente étude)
<b>RR, RC</b>	Réserve Rapide, Réserve Complémentaire
<b>SSY</b>	Services Système
<b>TSO</b>	<i>Transmission System Operator</i> en anglais

## ANNEXES

### • Annexe 1 - Identification de la population de postes sources à étudier et coûts des travaux associés

L'analyse des données fournies dans les S3REnR a permis d'identifier les postes sources pour lesquels l'atteinte des objectifs de raccordement des S3REnR allait entraîner une situation de contrainte, soit un total 287 postes. Sur cet ensemble de postes, seuls les postes pour lesquels des travaux de renforcement sont actés ont été analysés, ce qui donne une population de 190 postes sources<sup>129</sup>.

Base de données consolidée								
N°	Poste-source ou poste de soutirage	Région	Capacité de transformation HTB/HTA restante disponible pour l'injection sur le RPD	Puissance en file d'attente hors S3REnR majorée de la capacité réservée du S3REnR	Contrainte dans le cadre du S3REnR ?	Profondeur de la contrainte à l'atteinte du S3REnR	Travaux indiqués dans le schéma ou dans son état initial, permettant d'augmenter la capacité réservée disponible	Travaux dans des situations de contrainte ?
1	AGNEAUX	Basse-Normandie	99,4	12	0			0 NA
2	ALENCON	Basse-Normandie	97,5	8,1	0			0 NA
3	ALERIE	Basse-Normandie	65,8	35,8	0			0 NA
4	ARGENTAN	Basse-Normandie	70,9	31,7	0			0 NA
5	AUBE	Basse-Normandie	64,9	46,1	0			0 NA
6	AVRANCHES	Basse-Normandie	70	13,1	0			0 NA
7	BACCHUS	Basse-Normandie	50,4	51	oui	0,6	Renforcement d'un transformateur de 20 en 36 MVA	oui
8	BAYEUX	Basse-Normandie	74,6	0,5	0			0 NA
9	BOCAGE	Basse-Normandie	57,6	5,3	0			0 NA
10	BOUCEY	Basse-Normandie	70,5	1,2	0			0 NA
11	CONDE-SUR-HUISNE	Basse-Normandie	0	0	0			0 NA
12	CONDE-SUR-NOIREAU	Basse-Normandie	72,7	1,1	0			0 NA
13	CAEN	Basse-Normandie	162	0,5	0			0 NA
14	CARPENTIER (SNCF)	Basse-Normandie	0	0	0			0 NA
15	CAUMONT	Basse-Normandie	2,7	35,8	oui	33,1	Renforcement d'un transformateur de 20 en 36 MVA et Création d'un transformateur 20 MVA	oui
16	CHERBOURG	Basse-Normandie	112,5	0,5	0			0 NA
...								
2949	VOUGY	Rhône-Alpes	75,6	8,1	0			0 NA
2950	LA VOULTE	Rhône-Alpes	36,8	2	0			0 NA
2951	YENNE	Rhône-Alpes	20,5	2	0			0 NA

Contrainte si capacité restante < capacité EnR prévue : 287 postes  
 290 postes sont concernés → Population étudiée dans cette étude : 190 postes

Figure 37 - Base de données consolidée utilisée pour identifier les postes à étudier

Parmi ces 190 postes, les postes sources avec des travaux de type « création »<sup>130</sup> ont été retirés du périmètre de l'étude, la flexibilité ne pouvant constituer une alternative à ce cas de figure. Au final, 120 postes ont été identifiés.

### • Annexe 2 - Construction des profils de contrainte pour chaque poste source

Afin de connaître la quantité d'énergie à écrêter annuellement pour chaque poste source, les profils représentant le résidu « Consommation – Production » au niveau de chaque poste source ont été construits à un pas demi-heure.

Les courbes de charge utilisées pour la partie production du calcul de ce résidu proviennent du site OpenData RTE qui fournit les historiques de production de 2013 à 2016 par région et par filières de production. Les courbes de charge pour la consommation ont quant à elles deux sources :

- Pour 6 postes sources de la région Limousin, les analyses se fondent sur des monotones de charge fournies par Enedis (10 monotones pour chaque poste source),
- Pour les postes sources restants (114 postes), les historiques de production fournis par RTE entre 2013 et 2016 ont été utilisés.

<sup>129</sup> Les écarts entre la population de postes sources ayant des contraintes à venir et celle pour laquelle des travaux sont prévus peuvent avoir diverses raisons : écarts temporels entre l'écriture des S3REnR et les données CapaRéseau actuelles (raccordements entre temps qui ont impacté les marges disponibles), contraintes de faible profondeur n'appelant pas forcément à des décisions de renforcement (seuil à 20% de dépassement), travaux pouvant être actés indépendamment de situations de contraintes.

<sup>130</sup> Travaux visant à créer ex-nihilo un poste source (par opposition aux travaux de type « renforcement » qui visent seulement à changer tout ou partie du matériel pour en augmenter ses capacités).

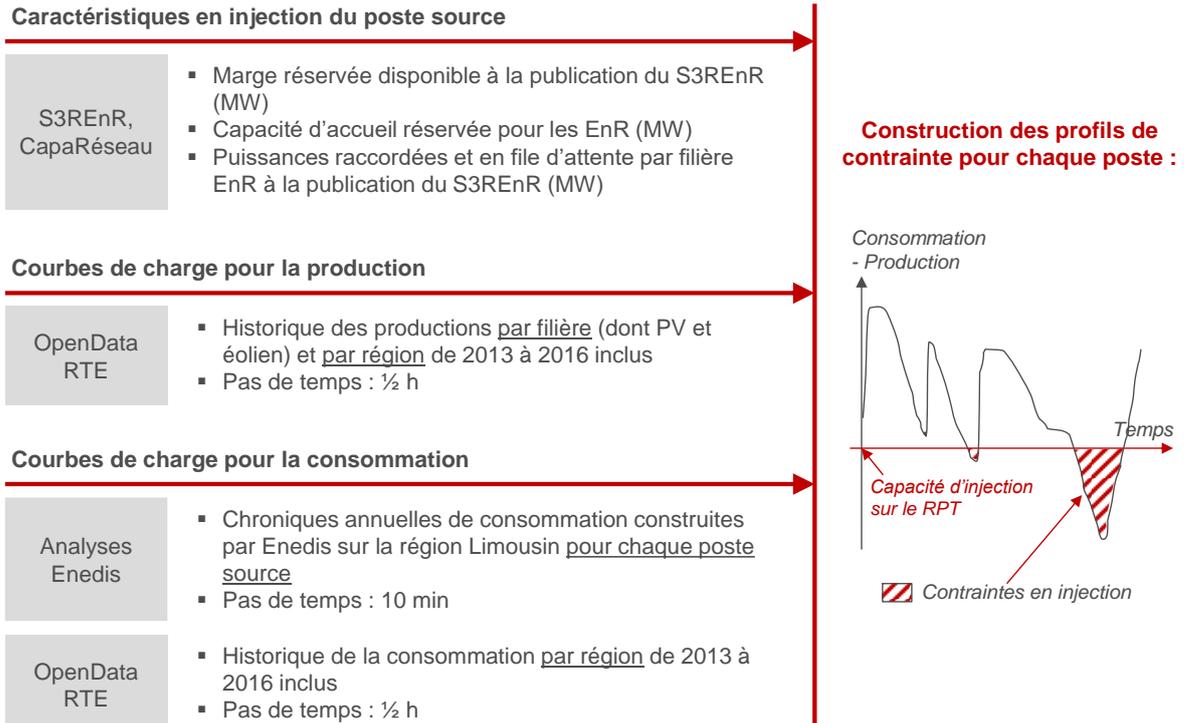


Figure 38 – Données utilisées pour construire les courbes « Consommation – Production »

• **Annexe 3 - Construction des 240 profils de contrainte pour chacun des 6 postes sources de la région Limousin**

La méthodologie suivie a permis de construire 40 profils de contrainte pour chaque année entre l'écriture du S3REnR et l'horizon pris pour cible dans le SRCAE<sup>131</sup> (6 années) et pour chacun des 6 postes sources étudiés sur la région Limousin.

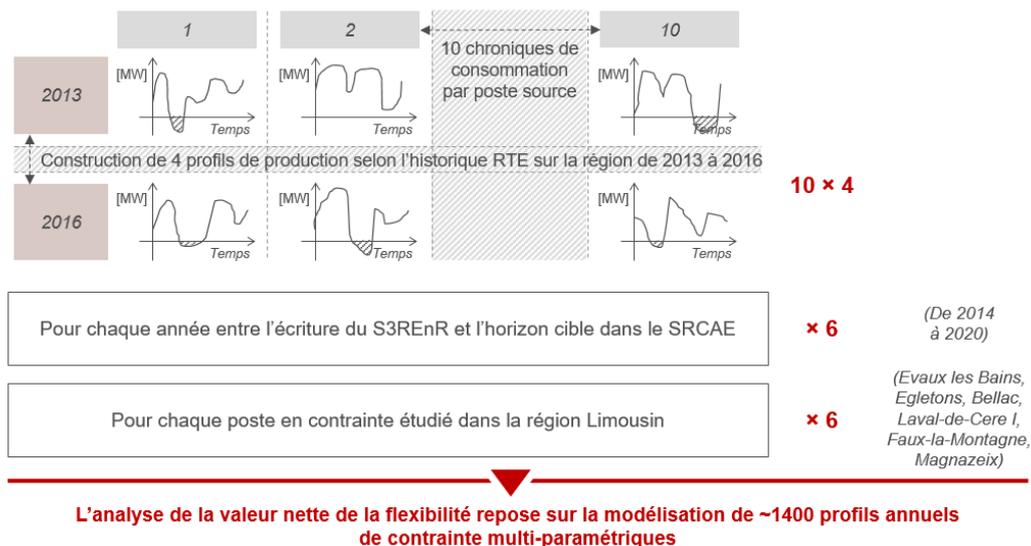


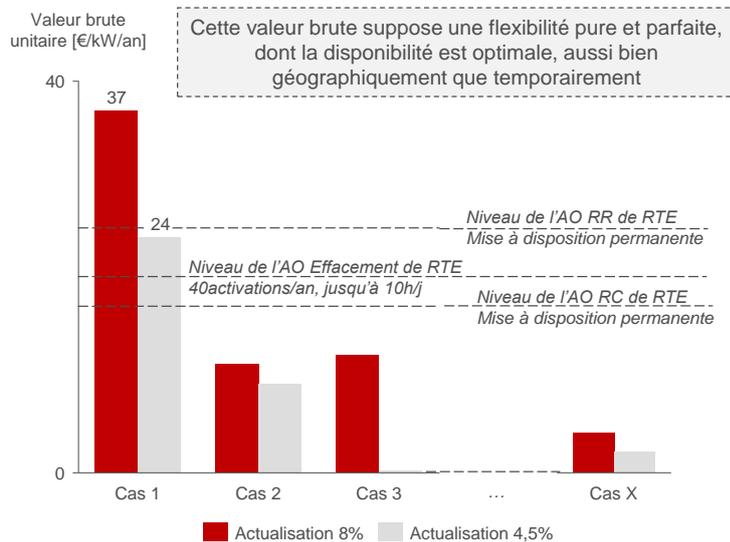
Figure 39 – Nombre de profils annuels « Consommation – Production » calculés pour les postes sources limousins

<sup>131</sup> Schéma Régional Climat Air Energie qui fixe pour chaque région administrative des objectifs de développement de la production EnR d'ici 2020.

• **Annexe 4 - Résultats des cas d'étude menés par Enedis**

Enedis a étudié plusieurs cas de postes sources et a estimé la valeur brute offerte par la flexibilité vis-à-vis de contraintes en soutirage pour chacun d'entre eux. Cette valeur oscille entre 0 et 37€/kW/an en supposant une actualisation à 8%. 8 potentielles variables explicatives ont été identifiées pour analyser ces résultats.

VALEUR BRUTE DE LA FLEXIBILITE POUR LES POSTES SOURCES EN SOUTIRAGE [€/kW/an]  
Calcul avec un taux d'actualisation 8% (Business as usual) et de 4,5% (Smart Grids)



POTENTIELLES VARIABLES EXPLICATIVES

- 1 Nombre de postes secourants
- 2 Corrélation de la charge à la température (%)
- 3 Ratio Ptmb/Capacité maximum du poste source
- 4 Nombre de départs raccordés au poste source
- 5 Nombre de demi-rames du poste source
- 6 Nombre de transformateur dans le poste source
- 7 Capacité (MVA)
- 8 Puissance à température minimale de base (Ptmb – MW)

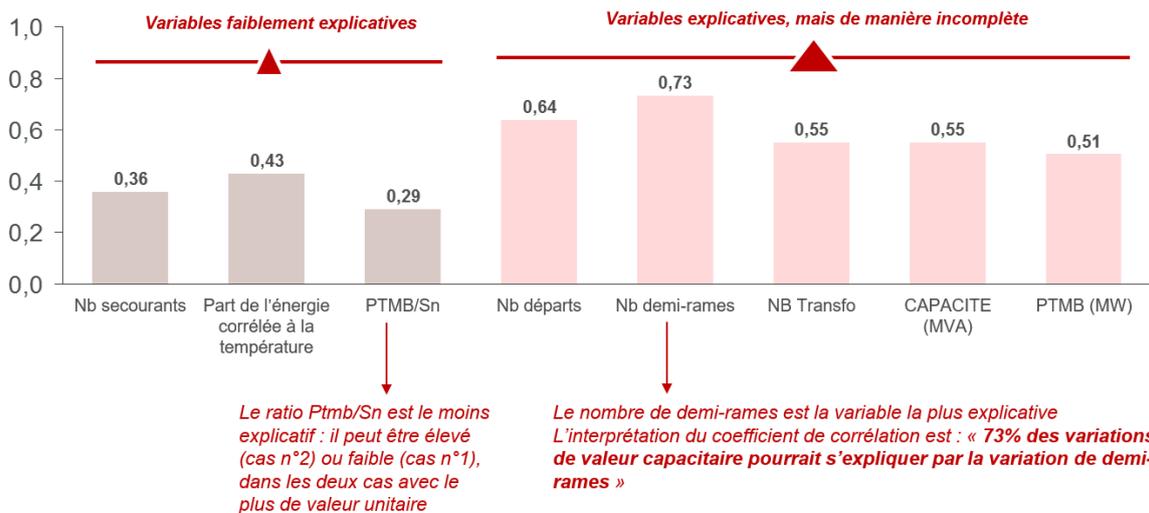
Source: données ENEDIS

Figure 40 – Résultats des cas d'étude menés par Enedis et liste des potentielles variables explicatives

• **Annexe 5 - Analyse de la corrélation entre les résultats des cas d'étude et les variables identifiées**

L'étude des coefficients de corrélation entre les résultats des cas d'étude conduits par Enedis et les 8 variables identifiées montre qu'aucune de ces variables ne justifie la variabilité des résultats obtenus.

Coefficients de corrélation



Par ailleurs, d'autres variables explicatives pourraient être pertinentes en dehors de ces 8 variables présentées ici

Figure 41 – Coefficients de corrélation entre les potentielles variables explicatives et la valeur capacitaire calculée pour chaque cas

• **Annexe 6 - Régression multi-variables**

Une analyse multi-variable des résultats a été conduite sur la base de 2 variables faiblement corrélées. Ces 2 variables ont notamment été choisies en observant le degré de corrélation des 8 variables identifiées sur la population de postes sources en France. Le « nombre de secourants » et le « nombre de demi-rames » sont apparus comme les variables les plus indépendantes. La matrice de corrélation entre variables est présentée ci-dessous :

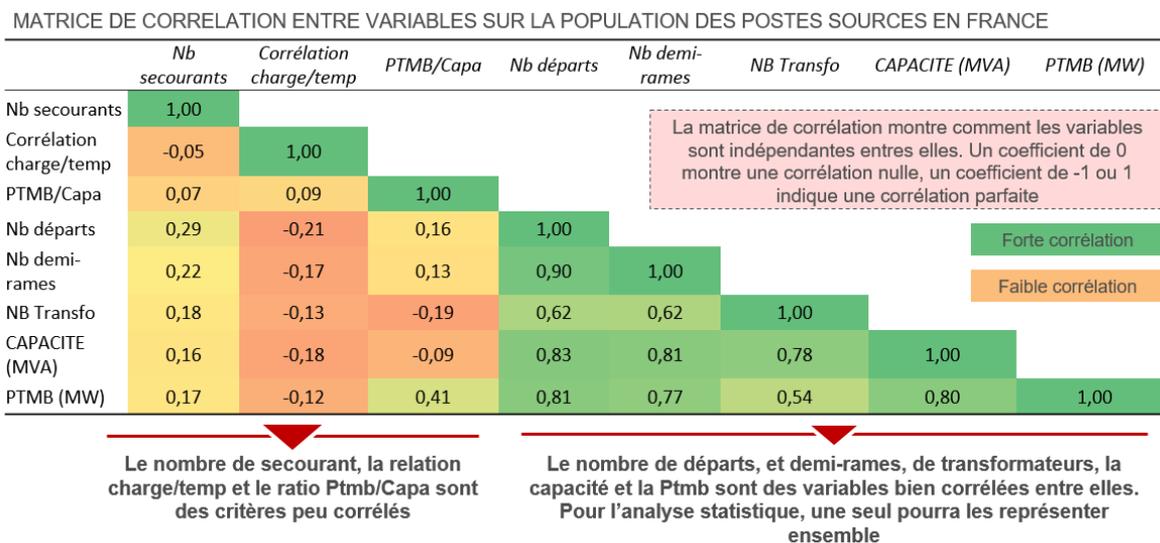


Figure 42 – Corrélation des différentes variables entre elles sur la population de postes sources en France

Bien que l'analyse multi-variable conduite sur la base de ces 2 grandeurs semble pertinente (coefficient de corrélation élevé), l'échantillon est toutefois trop petit pour la rendre fiable.

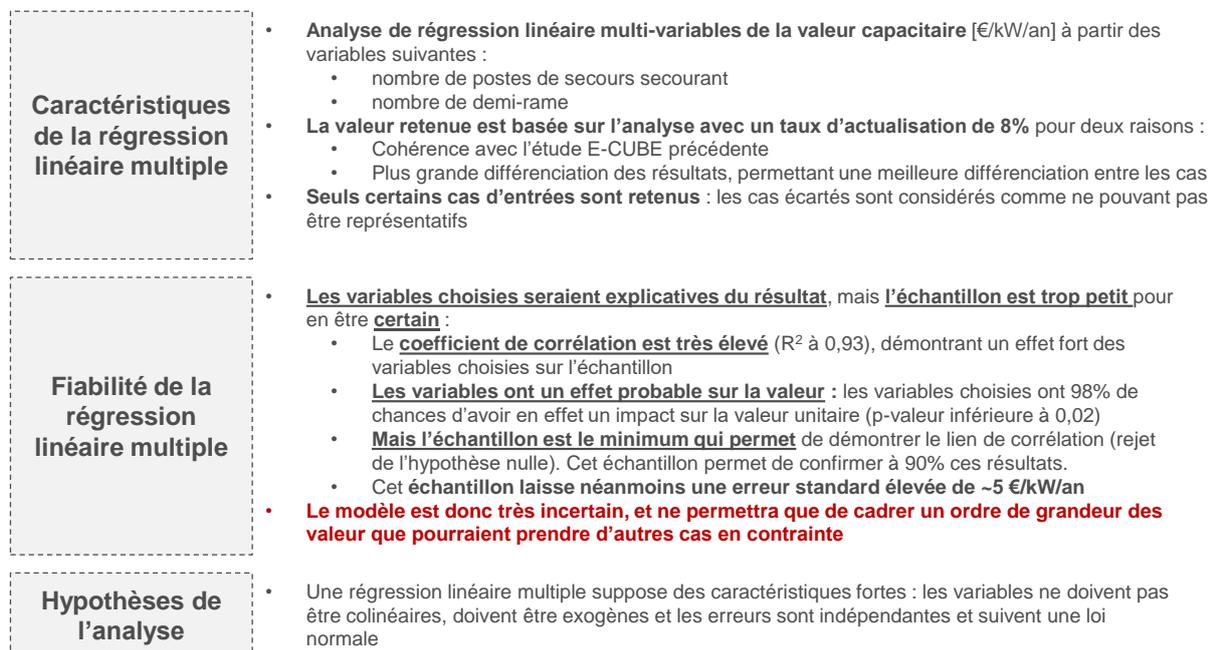


Figure 43 – Caractéristiques et fiabilité de la régression multi-variables menée

• **Annexe 7 - Diversité des départements choisis pour évaluer la part des postes HTA/BT en contrainte**

L'évaluation de la part de matériel en contrainte s'appuie sur l'analyse d'un échantillon de 4 départements représentatifs de la variété du panel français.

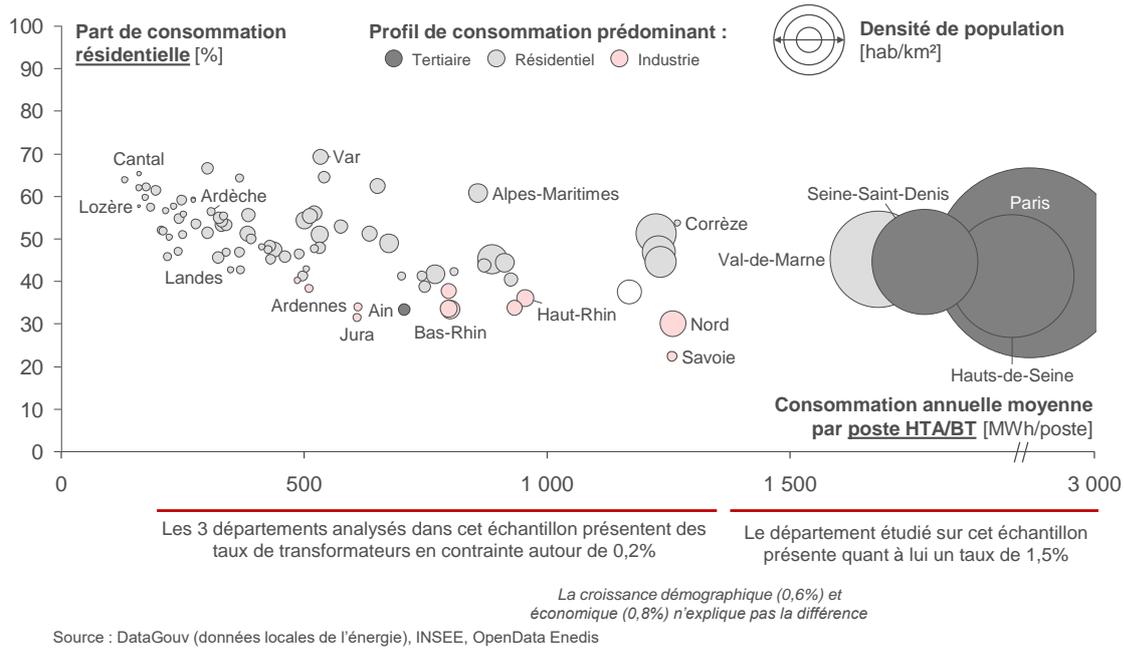


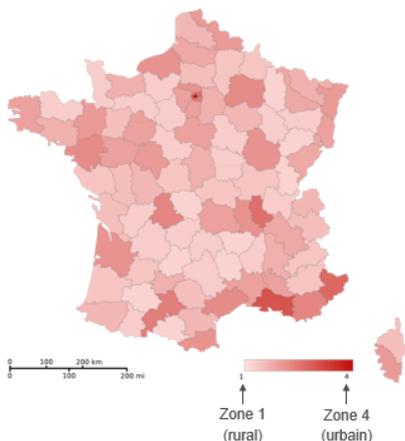
Figure 44 – Consommation moyenne par poste HTA/BT et profils moyens de consommation pour chaque département en France (2015)

• **Annexe 8 - Evaluation du coût de renforcement des postes HTA/BT**

Le coût de renforcement moyen à l'échelle de la France a été évalué en analysant les profils type de chaque département selon les zones définies par Enedis dans son barème de raccordement.

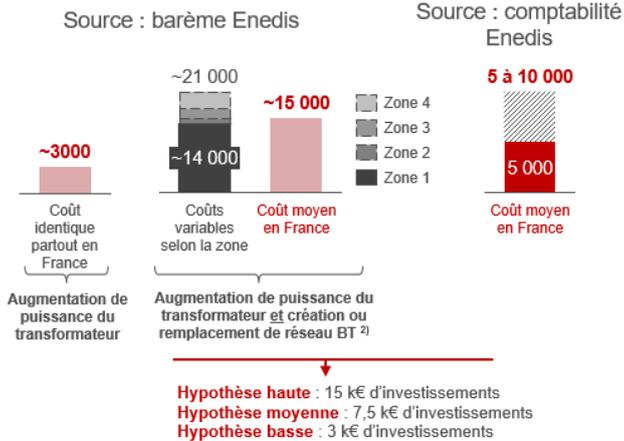
Dans son barème de raccordement, Enedis précise les coûts de renforcement de type création ou mutation selon la zone considérée. **4 zones types** sont définies selon la densité de population de l'agglomération ou de la commune étudiée. → Nous avons analysé la part pour chacune de ces zones par département pour en déduire un coût moyen du renforcement en France.<sup>1)</sup>

**Analyse du profil dominant de ces zones par département**



**Coûts des travaux de renforcement selon le type de zone et sur la France [€/renforcements]**

COÛTS DE RENFORCEMENTS DES POSTES HTA/BT



1) Moyenne pondérée par le nombre de postes HTA/BT par département  
2) Ces coûts intègrent des parts fixes et variables : hypothèse de longueur de raccordement prise de 100m

Figure 45 – Coût des travaux de renforcement des postes HTA/BT en France

• **Annexe 9 - Analyse de la valeur nette de la flexibilité selon des scénarios plus ou moins favorables**

Dans le cas le plus positif (un seul boîtier de commande – DEIE – et un coût de renforcement élevé), la flexibilité doit être utilisée durant au moins 2 ans pour que la valeur brute soit positif. En moyenne sur les autres cas de figure, il faudra entre 5 et 11 ans pour que cette valeur soit positive. Dans les cas où une simple mutation de transformateur suffit pour renforcer le poste, aucun cas n'est profitable.

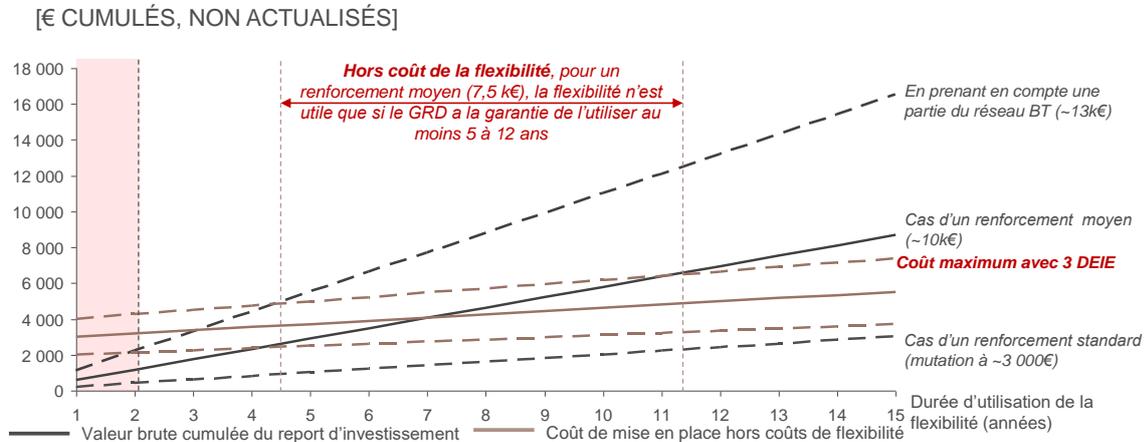


Figure 46 - Comparaison de la valeur brute cumulée du report d'investissement et du coût de mise en place de la flexibilité

• **Annexe 10 - Présentation des schémas de flexibilité envisagés pour la conduite**

La flexibilité pourrait être utilisée en conduite soit dans des situations d'incidents, soit lors de travaux. Les méthodes d'analyse de la valeur sont différentes selon ces 2 cas d'étude.

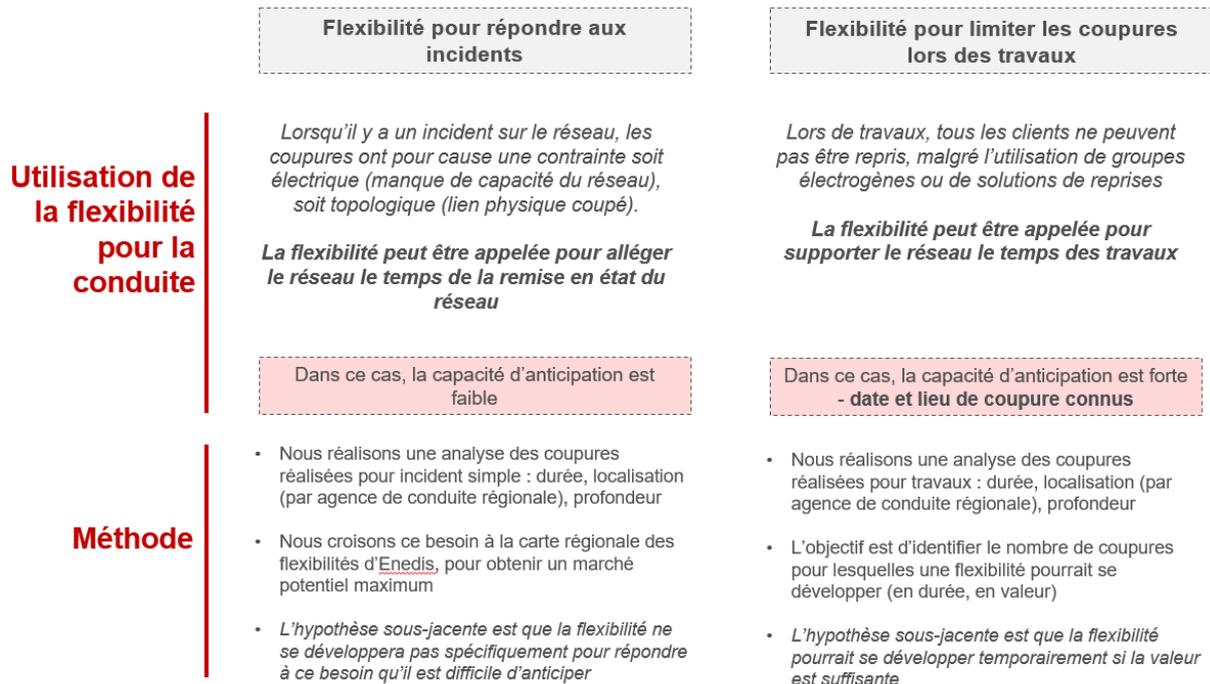


Figure 47 – Analyse de l'usage de la flexibilité en conduite

• **Annexe 11 - Méthodologie utilisée pour l'analyse de la valeur en conduite**

Nous avons utilisé l'historique des coupures des postes HTA/BT sur le territoire français pour évaluer la valeur nette de la flexibilité dans le cas d'un usage pour la conduite.

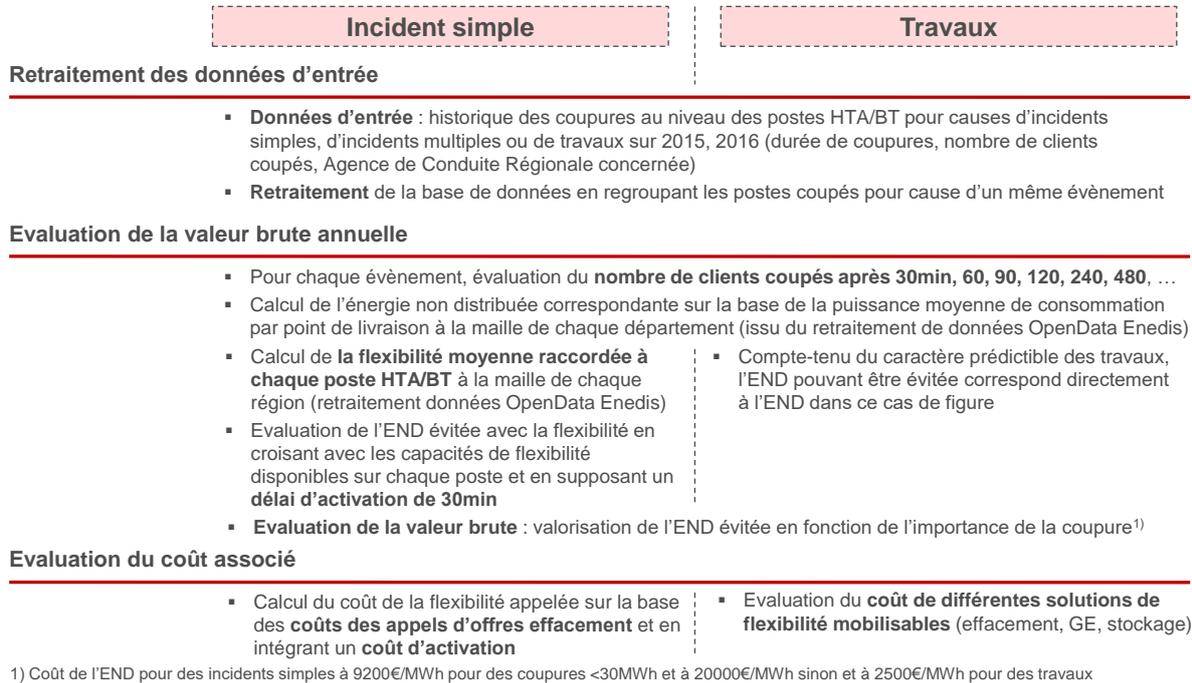


Figure 48 – Méthodologie d'évaluation de la valeur nette de la flexibilité pour la conduite

• **Annexe 12 – Evaluation des points forts et des points faibles des mécanismes proposés**

		Capacité à atteindre le meilleur gisement technico-économique	Minimisation du coût de transaction	Visibilité	Contrôle du risque pour le GRD	Contrôlabilité, objectivité et compatibilité	Simplicité
<b>1. Nouvelles solutions de raccordement</b>	3	⊖ Gisement limité aux nouvelles installations	⊕ Coûts de transaction réduits	⊕ Selon coût racc. pour le GRD ⊖ Pour le producteur	⊕ Engagement du producteur/DEIE à la main du GRD	⊕ Contrôlable et objectif	⊕ Limite les démarches de recherche de flexibilité
<b>1. Signal tarifaire raccordement</b>	1	⊖ Uniquement les actifs à l'origine des contraintes ⊖ Concurrence au marché de l'effacement	⊕ Coûts de transaction réduits	⊕ Selon coût racc. pour le GRD ⊖ Pour le consomm.	⊕ Engagement du consommateur	⊕ Contrôlable et objectif ⊖ Compatibilité avec le droit	⊕ Simple option supplémentaire au barème de raccordement existant
<b>1'. Evolution des S3REnR</b>	2	⊖ Mutualisation du coût entre toutes les filières sans mise en concurrence	⊕ Coûts de transaction réduits	⊖ Risque de volume de flexibilité insuffisant pour capter la valeur	⊖ Défauts d'engagement des producteurs plusieurs années après	⊕ Le GRD peut s'assurer de la bonne fourniture de la flexibilité	⊖ Evaluation de la quote-part alternative ⊕ Compliquée ⊖ Utilise le véhicule S3REnR
<b>2. TURPE - pointe mobile</b>	1, 2, 3, 4, 5	⊕ Touche l'ensemble des acteurs ⊖ Envoi d'un signal « par filière »	⊕ Coûts de transaction unitaires faibles si le signal est exploité partout	⊖ Si impact sur la consommation, plusieurs années avant de le constater	⊖ Aucune garantie d'activation pour le GRD	⊕ Pas de contrôle ni de garantie pour le GRD	⊖ Prix difficile à déterminer localement ⊖ Quelle migration entre TURPE 5 et TURPE 6 ?
<b>3. Contractualisation</b>	1, 2, 3, 4, 5	⊖ Mise en concurrence de toutes les filières, y compris celles capitalistiques	⊕ Coûts de transaction élevés pour la mise en concurrence	⊖ Pas de visibilité sur les coûts	⊕ Obligation d'activation et mises en places de pénalités	⊕ Le GRD peut vérifier la flex. Transparence si gré à gré?	⊖ Mécanisme à bâtir ex-nihilo, en les intégrant à l'existant
<b>3'. Tarif d'achat régulé de la flexibilité</b>	1, 2, 3, 4, 5	⊕ Permet aux solutions capitalistiques (batteries) de participer	⊕ Coûts optimisés (revenus issus des mécanismes nationaux intégrés)	⊖ Risque de manque d'intérêt pour le mécanisme	⊖ Risque de volume pour le GRD : sur/sous-souscription	⊕ L'OA/le CR peut inclure des règles de contrôle	⊖ Mécanisme à bâtir ex-nihilo, en les intégrant à l'existant
<b>3''. Option « GRD » pour les flexibilités existantes</b>	1, 2, 3, 4, 5	⊖ Offre limitée aux flexibilités existantes	⊕ Coûts de mise en œuvre réduits ; cumul des valeurs pour une même solution	⊕ Pour le GRD ⊖ Pas de visibilité de revenus pour les acteurs	⊖ Selon la mise en place de pénalités ou non (valeur opportuniste ou non)	⊕ Intégration aux contrôles déjà existants (tests d'activation, etc.)	⊖ Compatibilité avec le niveau MA national ⊖ Finesse du niveau de contrôle et d'information
<b>4. Marché local</b>	1, 2, 3, 4, 5	⊕ Permet d'offrir à tout moment la flexibilité qui a le moindre coût sur le réseau	⊕ Coûts de mise en œuvre élevés malgré un coût marginal <i>in fine</i> réduit	⊖ Pas de visibilité long terme pour les acteurs et le GRD	⊖ Selon les pénalités du marchés	⊕ Les résultats permettront le contrôle	⊖ Mécanisme lourd à mettre en œuvre ⊖ Relations avec le niveau MA national
<b>5. Investissement et exploitation par le GRD</b>	1, 2, 3, 4, 5	⊖ Pas d'effacement ⊕ Remet en cause la mise en concurrence de contractualisation	⊕ Pas de coûts de transaction	⊕ Le GRD gère la visibilité, comme un autre équipement du réseau	⊕ Le GRD gère le risque qu'il porte entièrement mais contrôle	⊖ Exploitation de la batterie sur des services où le GRD n'a pas accès	⊕ Mécanisme internalisé ⊖ Interdiction des GRD à injecter/soutir de l'énergie active

⊕ Mécanisme spécifique à l'injection ou au soutirage

Figure 49 – Analyse des mécanismes selon les 6 critères d'évaluation choisis

• **Annexe 13 – Signal tarifaire raccordement : description détaillée et analyses des forces et faiblesses**

Le GRD propose une solution de raccordement (ou hausse de puissance de raccordement) alternative qui inclut une option à sa main pour activer la flexibilité un certain nombre d'heures annuellement (nombre fixé ex-ante), en échange d'un coût de raccordement réduit. Le client sera rémunéré à chaque activation de l'écrêtement (afin de tirer un avantage économique pour lui par rapport à la solution standard et sous réserve de l'intérêt économique pour la collectivité). Toutefois, le client conserve le choix d'être raccordé selon un schéma standard, qui dans ce cas, nécessite un investissement supplémentaire du GRD).

Type de contrainte :



Configurations de contraintes compatibles :



Description du mécanisme :

- 1 Souscription**
  - Souscription lors de la signature de la convention de raccordement
  - Durée d'engagement valable *ad vitam aeternam* ou jusqu'à ce que le consommateur décide d'être à nouveau raccordé en option standard (moyennant paiement)
- 2 Produit**
  - Raccordement sous condition d'accepter un nombre d'heure annuel de limitation de puissance
- 3 Demande**
  - La demande est estimée par le GRD lors de l'étude de raccordement
- 4 Prix**
  - **A la "souscription"** : le GRD "concède" le différentiel entre le tarif de raccordement alternatif et le tarif de raccordement standard ; ces tarifs sont fixés sur la base des coûts des GRD (modulo les principes de réfaction) ;
  - **Tarif d'activation** : négocié avec le fournisseur, sous réserve de l'intérêt économique pour la collectivité)
- 5 Règles d'accès**
  - Procédure ouverte à l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau HTA
- 6 Activation**
  - L'activation de la flexibilité est permise par un signal local
  - Les contacteurs Linky peuvent être utilisés
- 7 Risque**
  - Risque de non-activation de la flexibilité, à répartir entre les parties prenantes par des pénalités
  - Risque de sortie des acteurs du mécanisme

Forces et faiblesses :

- |   |   |
|---|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Coûts de transaction réduits</b> : option à l'offre de raccordement ou option de hausse de puissance souscrite</li> <li>• <b>Simplicité</b> : limite les démarches de recherche de flexibilité</li> </ul> |
|---|---|

- **Gisement** : la solution ne peut être apportée que par les actifs à l'origine des contraintes, sans prendre en compte les alternatives
- **Compatibilité** : cette solution pourrait être problématique vis-à-vis du statut des GRD. Le statut de monopole régulé et le principe de spécialité qui est attaché, interdisent au GRD d'intervenir dans le domaine concurrentiel. Or, si la demande d'activation du GRD appelle un transfert d'énergie, ce mécanisme conduirait directement sur le marché de l'effacement. Par contre, s'il s'agit d'une limitation de puissance uniquement, le GRD n'interviendrait pas *a priori* sur les marchés physiques et les effaceurs pourraient continuer à vendre la flexibilité sur les autres mécanismes par ailleurs. Alternativement, le GRD peut contractualiser avec des opérateurs de flexibilité (cf. mécanisme de contractualisation avec des agrégateurs)

• **Annexe 14 – TURPE pointe mobile (en injection) : description détaillée et analyses des forces et faiblesses**

L'incitation à s'effacer pour les producteurs passe par un TURPE avec une pointe mobile (structure nationale) et un signal local à la main du GRD. La réponse tarifaire est incertaine mais elle est calibrée sur la base de l'expérience et peut devenir prévisible.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

PS injection	HTA injection	PS soutirage	Conduite incidents	Conduite travaux
Ok	Ok			

Description du mécanisme :

- 1** **Souscription** • Aucune – les clients du GRD choisissent l'option tarifaire selon leur meilleur intérêt économique perçu
- 2** **Produit** • Surcoût à l'injection durant la pointe (durée d'une journée)
- 3** **Demande** • Le gisement de demande est estimé sur la base de l'estimation du coût marginal de production de chaque acteur
- 4** **Prix** • Typiquement, si le strike d'un Complément de Rémunération est de 80 €/MWh pour un producteur éolien, le signal TURPE doit amener le coût de l'injection au-dessus de 80 € pour inciter cette éolienne à s'effacer  
 • Le coût de la pointe étant fixée en dur dans le tarif, la question du niveau de fixation optimal est posée
- 5** **Règles d'accès** • Tous les clients du GRD en injection peuvent participer
- 6** **Activation** • La période de pointe de prix est annoncée en J-1 via une information sur le compteur ou sur un boîtier dédié
- 7** **Risque** • Le fournisseur de flexibilité a un risque financier limité à ce que prévoit le tarif  
 • Le GRD supporte tous les risques mais l'érosion de son gisement, si elle arrive, est progressive

Forces et faiblesses :



- **Concurrence** : touche l'ensemble des acteurs
- **Coûts de transaction unitaires** (par matériel en contrainte) faibles si le signal est exploité partout

- **Gisement** : le signal tarifaire étant le même et les coûts de production étant similaires par filière, le mécanisme envoie un signal "par filière" : soit une filière s'arrête, soit elle produit – un tel mécanisme peut être inadapté localement. Le signal tarifaire étant national, ce moyen de valorisation peut ne pas répondre aux problématiques de toutes les zones, si le signal tarifaire est insuffisant pour les filières présentes localement
- La constitution d'un gisement de client sur ce tarif pointe mobile est progressive ; son adéquation avec le besoin de flexibilité est incertaine
- **Visibilité** : si le signal tarifaire touche la consommation, ses conséquences sur la charge peuvent mettre plusieurs années à diffuser (sans compter les années de retours d'expérience des GRD)
- **Intégration/compatibilité** : migration de toutes les installations sur un TURPE pointe mobile lors du TURPE 6 qui peut être délicate. Mais alors, la définition de ce mécanisme pour qu'il soit intéressant d'y souscrire est délicate (typiquement, via un tarif hors pointe mobile attractif).
- **Contrôlabilité** : pas de contrôle ni de garantie pour le GRD

• **Annexe 15 – TURPE pointe mobile (en soutirage) : description détaillée et analyses des forces et faiblesses**

De même que pour le mécanisme en injection, l'incitation à s'effacer pour les consommateurs passe par un TURPE avec une pointe mobile (structure nationale) et un signal local à la main du GRD. La réponse tarifaire est incertaine mais elle est calibrée sur la base de l'expérience et peut devenir prévisible.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

PS injection	HTA injection	<b>PS soutirage</b> <i>Ok</i>	<b>Conduite incidents</b> <i>Ok (sous réserve de compatibilité du préavis et de transmission du signal : limite de la communication CPL<sup>132</sup> en situation de N-1)</i>	<b>Conduite travaux</b> <i>Ok</i>
--------------	---------------	----------------------------------	---	--------------------------------------

Description du mécanisme :

- 1 Souscription** • Aucune – les clients du GRD choisissent l'option tarifaire selon leur meilleur intérêt économique perçu
- 2 Produit** • Surcoût au soutirage durant la pointe (durée d'une journée)
- 3 Demande** • Le gisement de demande est estimé sur la base du coût estimé pour chaque consommateur de s'effacer ce jour-là
- 4 Prix** • Le signal TURPE doit être suffisant pour inciter à la flexibilité sur des périodes peu nombreuses (quelques heures par an) en couvrant les coûts (normatifs) de la flexibilité, tout en s'assurant de créer de la valeur pour la collectivité
- 5 Règles d'accès** • Tous les clients du GRD en soutirage peuvent participer
- 6 Activation** • La période de pointe de prix est annoncée en J-1 via Linky et certains contacteurs Linky peuvent être utilisés pour activer la flexibilité
- 7 Risque** • Le fournisseur de flexibilité a un risque financier limité à ce que prévoit le tarif  
• Le GRD supporte tous les risques mais l'érosion de son gisement, si elle arrive, est progressive

Forces et faiblesses :

<sup>132</sup> Courant Porteur de Ligne.



- **Concurrence** : touche l'ensemble des acteurs
- **Coûts de transaction unitaires** (par matériel en contrainte) faibles si le signal est exploité partout



- **Gisement** : le signal tarifaire étant le même, certaines flexibilités peuvent dégager un bénéfice substantiel
- Le signal tarifaire étant national, ce moyen de valorisation peut ne pas répondre aux problématiques de toutes les zones, et donner une rémunération trop élevée par rapport aux gains locaux
- **Visibilité** : les conséquences sur la charge peuvent mettre plusieurs années à diffuser sans compter les années de retours d'expérience des GRD). Le GRD n'aura pas de visibilité à court terme de la flexibilité obtenue par le tarif.
- **Contrôlabilité** : pas de contrôle ni de garantie pour le GRD

• **Annexe 16 – Tarif d'achat régulé de la flexibilité : description détaillée et analyses des forces et faiblesses**

Ce mécanisme consiste à mettre en place un tarif régulé pour la flexibilité sur une durée longue (5 ans par exemple), dans certaines zones identifiées. Cette rémunération peut prendre la forme d'une obligation d'achat (rémunération fixe contre service prédéterminé) ou d'un complément de rémunération (le fournisseur de flexibilité a des revenus garantis pour peu qu'il puisse vendre ses services de flexibilités au niveau national et local). Ce mécanisme peut être vu comme une variante du mécanisme de contractualisation si les contrats sont signés sur des durées longues, la différence provenant de la fixation du prix : le marché dans un cas et la régulation dans l'autre.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

PS injection	HTA injection	PS soutirage	Conduite incidents	Conduite travaux
Ok	Ok	Ok	Non applicable (aucune garantie ni connaissance du besoin : pas d'incitation à payer pour réserver)	Uniquement sur les cas prévisibles

Description du mécanisme :

- 1

**Souscription**

  - Souscription ex-ante à un tarif fixé pour une durée d'application donnée (de plusieurs années)
  - Pas de mise en concurrence comme peut le permettre le mécanisme de contractualisation
- 2

**Produit**

  - Plusieurs formats peuvent être envisagés : tarif d'achat, complément de rémunération
  - La durée d'application du tarif doit également être définie.
- 3

**Demande**

  - Volumes limités par le GRD
- 4

**Prix**

  - Le prix acceptable pour le GRD est fixé localement sur la base d'une étude de celui-ci ; le prix doit être défini pour créer de la valeur pour la collectivité (pas de situation d'équivalence avec l'option investissement)
  - Le GRD peut avoir à payer pour une réservation de capacité (pour permettre à celle-ci de se développer) et à l'activation (le cas échéant avec un nombre minimum d'activations garanties)
- 5

**Règles d'accès**

  - Procédure ouverte à l'ensemble des acteurs (agnostique technologiquement) : écrêtement, batterie, modulation de la demande à la hausse (via un agrégateur)
- 6

**Activation**

  - Pour les flexibilités producteur : situation similaire aux nouvelles solutions de raccordement

- Pour les flexibilités provenant d'un "agrégateur" ou d'un "opérateur de batterie" : un DEIE doit être mis en place
- Pour les flexibilités provenant d'un consommateur, un mécanisme d'activation doit être mis en place : téléphone, signal informatique, selon le délai d'activation
- Si plusieurs contrats de flexibilité ont été signés, leur activation doit être réalisée sur la base d'un ordre de mérite technico-économique : un SI doit être mis en place par le GRD

**7 Risque**

- Le risque pour les acteurs est minimisé puisqu'ils disposent d'une visibilité long-terme et d'un prix garanti sur cette durée
- Le risque de défaillance reste porté par le GRD, transféré partiellement par des pénalités

Forces et faiblesses :



- **Minimisation des coûts** : ouvre la possibilité à des solutions capitalistiques (batteries) de participer ; optimise les coûts en intégrant des mécanismes nationaux dans les participations requises ou dans les revenus pris en compte dans les compléments de rémunération
- **Visibilité** long-terme offerte aux acteurs par le mécanisme



- **Contrôlabilité** : pas de contrôle sur le volume de flexibilité offert (problématique si paiement d'une réservation)

• **Annexe 17 – Marché local en J ou en J-1 : description détaillée et analyses des forces et faiblesses**

Ce mécanisme est équivalent à un mécanisme d'ajustement local. En J-1 ou en J, la capacité disponible d'injection sur un réseau est fixée par le GRD et donc la quantité de flexibilité requise. Les acteurs locaux font des offres de flexibilité à un pas court (horaire) et à une échelle locale. Les producteurs (resp. les consommateurs) (en direct ou via un agrégateur) peuvent vendre de la capacité en proposant de produire (resp. consommer) plus.

Type de contrainte :

INJECTION	SOUTIRAGE
-----------	-----------

Configurations de contraintes compatibles :

PS injection	HTA injection	PS soutirage	Conduite incidents	Conduite travaux
Ok	Ok	Ok	<i>Non applicable (aucune garantie ni connaissance du besoin : pas d'incitation à payer pour réserver)</i>	<i>Théoriquement applicable mais très lourd pour des coupures provisoires</i>

Description du mécanisme :

- Souscription** : Lors de l'adhésion au marché local et à ses règles (obligatoire ou facultatif)
- Produit** : Droit à injecter ou à soutirer par pas de temps
- Demande** : Le GRD fixe le niveau maximum d'injection et de soutirage par pas de temps
- Prix** : Le prix est le résultat du classement des offres de flexibilité selon leur mérite technico-économique ; pour être fiable, ce marché (local) doit être suffisamment liquide et profond
- Règles d'accès** : Procédure ouverte à l'ensemble des acteurs (agnostique technologiquement) : écrêtement, batterie, modulation de la demande à la hausse (via un agrégateur)
- Activation**

- Chaque acteur s'active en fonction des résultats du marché local (avec un SI du marché au niveau GRD et un SI client pour les fournisseurs de flexibilité)

7

## Risque

- Risque de non suivi des résultats du marché
- Risque d'erreur d'acteurs sur le marché
- Création de risque marché pour les acteurs participants

Forces et faiblesses :



- **Capacité à atteindre le meilleur gisement technico-économique** : ce mécanisme permet d'offrir, à tout moment, la flexibilité qui a le coût moindre sur le réseau et de laisser les consommateurs participer



- **Coûts de mise en œuvre** : élevés pour l'ensemble des acteurs, même si le coût marginal est *in fine* réduit (automatisation)
- **Simplicité** : le mécanisme est complexe à mettre en œuvre, en définissant des produits, des horaires de guichets, des responsabilités, des règles d'équilibrage, etc.
- **Visibilité** : pas de visibilité long-terme pour les acteurs ou pour le GRD (le marché sera-t-il suffisamment profond dans la durée ?)
- **Intégration** : nécessité de règles de relation avec le niveau MA national

### **Demand Response Auction Mechanism Pilot (DRAM)**

**SCE, SDG&E, PG&E - USA**

*Afin de proposer une alternative au marché géré par CAISO, SCE, SDG&E et PG&E ont mis en place un projet pilote de mécanisme d'enchères pour permettre à de nouveaux acteurs d'entrer sur le marché de l'effacement (minimum de 20% des capacités provenant du segment résidentiel). Une 1<sup>ère</sup> phase d'enchère a été conduite pour l'année 2017 ; une 2<sup>nde</sup> est prévue pour la période 2018-2019. La capacité minimale pour proposer une enchère est de 100kW et chaque participant ne peut dépasser 10MW de capacité. Chaque offreur est limité à 20 enchères au maximum et doit être localisé sur la zone desservie par le distributeur concerné (SCE, SDG&E ou PG&E). Chaque enchère doit contenir la capacité mensuelle proposée par l'offreur et le prix associé (\$/kW/mois).*

### **Decentralised Energy Exchange (deX)**

**GreenSync, ARENA - Australie**

*La startup GreenSync, en collaboration avec l'agence australienne des énergies renouvelables (ARENA), a lancé en 2017 la première place de marché digitale pour produire, échanger et consommer de l'énergie à l'échelle locale en Australie. Les premiers tests pilotes ont été lancés en juin sur les réseaux de l'état de Victoria et sur le territoire de Canberra. Cette plateforme digitale doit permettre des échanges monétisés entre consommateurs, producteurs et gestionnaires de réseaux et ce, de façon décentralisée, le but étant *in fine* d'optimiser la gestion de ces réseaux et d'éviter des investissements.*

*Un tel marché constitue d'abord une opportunité pour tirer parti de l'ensemble des sites de production diffus pour alimenter le réseau en électricité. Toutefois, il ouvre également des perspectives à la mise en place d'un marché local de la flexibilité.*

- **Annexe 18 – Investissement et exploitation par le GRD : description détaillée et analyses des forces et faiblesses**

Le GRD identifie les contraintes et investit dans des flexibilités. Pour l'injection, il s'agit principalement de batteries. Pour le soutirage, il s'agit de batteries ou de groupes électrogènes.

Type de contrainte :

INJECTION

SOUTIRAGE

Configurations de contraintes compatibles :

<b>PS injection</b>	<b>HTA injection</b>	<b>PS soutirage</b>	<b>Conduite incidents</b>	<b>Conduite travaux</b>
Ok	Ok	Ok	Ok	Ok

Description du mécanisme :

- 1** **Souscription** • Non applicable
- 2** **Produit** • Non applicable
- 3** **Demande** • Fixée par le GRD
- 4** **Prix** • Le coût est internalisé dans les charges du GRD
- 5** **Règles d'accès** • Flexibilité gérée par le GRD : investissement dans la solution et déploiement de celle-ci portés par le GRD
- 6** **Activation** • Intégré dans le processus de conduite du GRD
- 7** **Risque** • Erreur de dimensionnement de la part du GRD, qui porte entièrement le risque

Forces et faiblesses :



- **Minimisation des coûts** : pas de coûts de transaction, le GRD assure la responsabilité et le contrôle de la flexibilité
- **Visibilité** : le GRD gère la visibilité, comme un autre équipement du réseau



- **Intégration** : remet en cause ou limite l'interdiction actuelle des GRD à injecter/soutirer de l'énergie active
- **Compatibilité** : pour utiliser au mieux la batterie, son gestionnaire doit être capable de l'exploiter sur plusieurs services, dont de nombreux où le GRD ne peut pas participer actuellement. L'amortissement de cet investissement sera donc compliqué voire impossible, notamment si la durée du besoin pour la flexibilité n'est que de quelques années.
- **Gisement** : remet en cause la mise en concurrence établie avec la contractualisation (« en tant que fournisseur de flexibilité ayant contractualisé avec le GRD, je ne suis pas à l'abri que le GRD déploie plus tard une solution de flexibilité juste à côté »). Ce mécanisme n'est donc envisageable qu'en cas de défaillance du marché.
- **Gisement** : pas d'accès à l'effacement

### **Participation sur le marché de gros d'une batterie détenue et opérée par un DSO Pacific Gas and Electric Company's (PG&E) - USA**

Ce projet de démonstration a débuté en 2014. Pour la première fois, un DSO (PG&E) a participé aux services systèmes du marché californien avec 2 batteries de 2MW et 4MW respectivement. En plus de participer aux services système, la 2<sup>nd</sup>e batterie localisée du côté de San Jose, est utilisée par PG&E en tant que solution de secours en cas de coupure électrique. Ce pilote s'inscrit dans le cadre de projets développés par PG&E (EPIC<sup>133</sup>) pour moderniser sa gestion du réseau (intégration des DER, optimisation de la gestion du réseau, ouverture des services énergétiques à de nouveaux acteurs, ...).

Cette démarche est déployée en parallèle d'une autre initiative poussée par PG&E en collaboration avec Green Charge et GE Grid Solutions pour fournir des services réseau à partir de systèmes de stockage décentralisés, toujours à San Jose en Californie. Elle fait partie du projet DERMS<sup>134</sup> conduit par PG&E. Les contrats passés entre Green Charge et les clients fournissant les systèmes de stockage ont une durée de 10 ans.

<sup>133</sup> Electric Program Investment Charge en anglais.

<sup>134</sup> Distributed Energy Resource Management System en anglais (EPIC project 2.02).

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

---

Juillet 2017

© E-CUBE Strategy Consultants

8 Rue Royale, 75 008 Paris

