



Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution

Rapport final – Version du 14 janvier 2016



SOMMAIRE

1	SYNTHÈSE	5
1.1	Résumé managérial	5
1.2	Revue des conclusions.....	7
2	OBJECTIF DE L'ÉTUDE ET STRUCTURE DU DOCUMENT	18
2.1	Objectif de l'étude	18
2.2	Structure du document	18
3	LE BÉNÉFICE POTENTIEL DE LA FLEXIBILITÉ POUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ..	19
3.1	La structure des réseaux de distribution français.....	19
3.2	Les rationnels du bénéfice potentiel de la flexibilité	20
3.3	Les hypothèses dimensionnantes du bénéfice de la flexibilité.....	27
3.4	Ordre de grandeur du bénéfice potentiel selon les matériels.....	31
4	LE COÛT DE LA FLEXIBILITÉ SELON LA CONTRAINTE	50
4.1	La description des flexibilités envisagées pour le Réseau de Distribution.....	50
4.2	Les rationnels de coûts de la flexibilité	53
4.3	Les hypothèses dimensionnantes du coût de la flexibilité	56
4.4	Ordre de grandeur de la valeur nette de la flexibilité par matériel	58
5	LES FACTEURS CONTEXTUELS MODIFIANT LA VALEUR DE LA FLEXIBILITÉ ET LEURS SOLUTIONS	68
5.1	Les facteurs contextuels liés à la planification	68
5.2	Les facteurs contextuels liés à la conduite de la flexibilité	76
5.3	Les facteurs contextuels liés à la transition énergétique.....	77
5.4	Conclusion sur les facteurs limitants	78
6	ANNEXES.....	79
6.1	Résultats du benchmark international	80
6.2	Paramètres technico-économiques de la flexibilité	97
6.3	Dimensionnement optimal de la flexibilité selon la contrainte.....	99
6.4	Détails méthodologiques sur les calculs de forme de contraintes pour les cas en tension	101

TABLE DES FIGURES

Figure 1 : le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels – moyenne du bénéfice sur les 5 premières années	8
Figure 2 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon le matériel pour les cas d'étude avec contraintes en croissance	9
Figure 3 : évolution de la courbe de charge de la contrainte dans le temps	11
Figure 4 : forme de la contrainte 5 ans après l'entrée en contrainte, selon les cas d'étude	12
Figure 5 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité (moyenne des cas d'étude par matériel)	13
Figure 6 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité selon les cas d'étude	14
Figure 7 : descriptions des facteurs favorisant ou défavorisant la valeur de la flexibilité	16
Figure 8 : structure des réseaux de distribution en France – schéma de principe	19
Figure 9 : bénéfice dégagé par le report d'investissement	21
Figure 10 : bénéfice dégagé par la réduction de l'END	22
Figure 11 : détermination de l'hypothèse majorante de l'étude en situation N-1	22
Figure 12 : calcul de la puissance transitant dans le transformateur HTA/BT – dans le cas des contraintes d'injection	24
Figure 13 : cas d'étude pour les postes de transformation	29
Figure 14 : cas d'étude pour le réseau HTA	29
Figure 15 : évolution du bénéfice de la flexibilité (€/kW/an) dans le temps sur le cas M – HTA/BT – PV	32
Figure 16 : le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels et les cas, moyenné sur les 5 premières années	32
Figure 17 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon le matériel pour les cas d'étude avec des contraintes en croissance	34
Figure 18 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un transformateur HTB/HTA	35
Figure 19 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un réseau HTA	37
Figure 20 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un transformateur HTA/BT selon les cas d'étude	38
Figure 21 : évolution des caractéristiques de la contrainte avec une croissance de la courbe de charge contraignante	39
Figure 22 : évolution des caractéristiques de la contrainte selon la courbe de charge contraignante d'injection (PV/éolien) dans les cas d'étude du réseau HTA avec une croissance de 5 %	39
Figure 23 : évolution de la profondeur de la contrainte PV sur un réseau HTA avec une croissance de 5 %/an	40
Figure 24 : évolution de la profondeur de la contrainte éolien sur un réseau HTA sur une croissance de 2 %/an	41
Figure 25 : évolution des caractéristiques de la contrainte selon la courbe de charge contraignante de soutirage (résidentiel/professionnel HTA) dans les cas d'étude du réseau HTA avec une croissance de 5 %	41
Figure 26 : évolution de la profondeur de la contrainte résidentielle sur un réseau HTA sur une croissance de 5 %/an	42
Figure 27 : évolution de la profondeur de la contrainte professionnelle HTA sur un réseau HTA sur une croissance de 5 %/an	43
Figure 28 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un transformateur HTA/BT selon le rythme d'évolution de la contrainte	44
Figure 29 : exemple de structure de départ dans les cas ruraux pour l'évaluation de la tension (production et consommation)	44
Figure 30 : exemple d'évolution de la tension le long du départ dans les cas d'étude ruraux (production et consommation)	45
Figure 31 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon la longueur du réseau HTA pour le cas d'intégration du PV en réseau rural avec une croissance de 5 %/an	46
Figure 32 : impact d'une croissance de la consommation portée uniquement par le véhicule électrique sur la forme de la contrainte – cas d'étude sur le transformateur HTA/BT	47
Figure 33 : comparaison des caractéristiques de la contrainte, selon qu'elle est induite par une courbe de charge résidentielle ou VE	48
Figure 34 : influence de l'aléa climatique sur la forme de la contrainte	49
Figure 35 : définition des caractéristiques de la forme de la contrainte	54

Figure 36 : évolution de la valeur nette dans le temps selon l'année de dimensionnement de la flexibilité sur le cas L	56
Figure 37 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité (moyenne sur les cas d'étude par matériels)	59
Figure 38 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité selon les cas d'étude	61
Figure 39 : comparaison des coûts moyen de la flexibilité sur la durée d'utilisation de chaque flexibilité sur les cas A (écrêtement) et B (autres flexibilités)	62
Figure 40 : comparaison des coûts moyens de la flexibilité sur la durée d'utilisation de chaque flexibilité sur le cas K	63
Figure 41 : comparaison des coûts moyen de la flexibilité sur la durée d'utilisation de chaque flexibilité sur le cas P	64
Figure 42 : caractéristiques de la forme de la contrainte selon le cas d'étude	65
Figure 43 : critère dimensionnant du coût de la flexibilité pour chaque type d'effacement selon la durée totale d'appel sur l'année et la durée consécutive d'appel maximale	66
Figure 44 : sensibilité des coûts moyens de l'effacement industriel (scénario bas) sur le matériel HTB/HTA selon la durée total d'appel sur l'année et la durée consécutive d'appel maximale	67
Figure 45 : influence des coûts d'instrumentation sur la valeur nette actualisée des flexibilités dans le cas P HTA/BT- résidentiel	70
Figure 46 : influence des coûts d'instrumentation sur la valeur nette actualisée des flexibilités dans le cas K HTA - tension - rural - résidentiel	70
Figure 47 : évolution de la valeur nette dans le cas de la consommation résidentielle sur le matériel n° 3	71
Figure 48 : évolution de la valeur nette dans le cas de la consommation résidentielle sur le matériel n° 2	72
Figure 49 : illustration de l'évolution de la valeur de la flexibilité selon l'évolution de la contrainte avec une incertitude de 1 % sur la prévision de la croissance de la charge	73
Figure 50 : influence de l'incertitude sur le taux de croissance de la charge locale sur la valeur annualisée nette de la flexibilité.....	74
Figure 51 : illustration de l'influence de l'efficacité énergétique sur l'intérêt de la flexibilité	77

1 SYNTHÈSE

1.1 Résumé managérial

Les réseaux de distribution français (moyenne et basse tension) sont soumis à un ensemble d'évolutions, comme l'augmentation des raccordements d'actifs de production d'énergie renouvelable (EnR) et l'accroissement naturel de la pointe de consommation, **qui génèrent des contraintes** (tension et intensité) **sur les infrastructures et nécessitent des investissements de renforcements** dans les différents composants du réseau : transformateurs HTB/HTA¹, départs HTA², transformateurs HTA/BT³.

Parallèlement, le développement de gisements de flexibilités décentralisées comme l'effacement (diffus voire industriel), stimulé par des mécanismes nationaux, et la baisse des coûts de certaines technologies comme le stockage d'électricité **offrent de nouvelles solutions pour les gestionnaires de réseaux de distribution** et pourraient, dans certains cas, constituer des alternatives locales au renforcement du réseau.

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**⁴ (de manière manuelle ou automatique)⁵ selon les besoins du gestionnaire de réseau et en fonction de la situation locale.

L'étude de la flexibilité sur les réseaux de distribution est un exercice nouveau et complexe : le nombre limité de cas déployés à l'international (hors démonstrateurs) en témoigne⁶. Cette complexité vient principalement de la diversité et du nombre de situations rencontrées ; ainsi, sur le réseau français : environ 2 200 postes sources, 20 000 départs HTA, 700 000 postes HTA/BT⁷.

L'objectif de ces travaux est d'analyser **une quinzaine de « cas d'étude »**⁸, afin d'illustrer **la valeur potentielle de la flexibilité sur les réseaux de distribution et les rationnels économiques sous-jacents**. Pour cela, ces travaux visent dans un premier temps à caractériser le **bénéfice potentiel de la flexibilité** (c'est-à-dire la valeur du report des investissements de renforcement qu'elle permet), et dans un second temps à estimer **les coûts de la flexibilité** nécessaire pour capter ce bénéfice. La valeur « nette » de la flexibilité se construit comme la différence entre bénéfice et coûts. Seule la valeur économique directe de la flexibilité est analysée dans ce rapport : les impacts environnementaux et les retombées emplois ne sont pas pris en compte. De plus, l'étude du *market design* de la flexibilité (méthode de contractualisation, répartition des responsabilités, péréquation, etc.) n'est pas incluse dans le périmètre de l'étude. À ce stade, huit principales conclusions peuvent être tirées :

¹ Transformateur entre la haute (> 63 kV) et la moyenne tension (15/20 kV).

² Lignes d'acheminement du courant en moyenne tension (15/20 kV).

³ Transformateur entre la moyenne (15/20 kV) et la basse tension (400 V). Le périmètre de l'étude ne couvre pas les départs « basse tension ».

⁴ Une économie d'énergie n'est donc pas considérée comme une flexibilité.

⁵ Un pilotage automatique peut être l'activation d'un effacement asservie à une mesure trop basse de la tension, tandis qu'un pilotage manuel correspondrait à une activation manuelle de l'effacement suite à une prévision de pointe de consommation.

⁶ Nous avons réalisé un benchmark d'une série d'initiatives : au Royaume-Uni (Electricity Northwest, Northern Powergrid, UK Powergrid) en Australie (Ergon Energy) et au Canada (BC Hydro).

⁷ Le poste source intègre les transformateurs HTB/HTA. Le poste HTA/BT intègre les transformateurs HTA/BT.

⁸ Les cas d'étude sont des exemples réalistes de contraintes sur les réseaux de distribution, où la flexibilité (effacement, stockage, écrêtement de production...) pourrait être une alternative à ces investissements de renforcement.

- 1** Lorsqu'une contrainte apparaît, ce qui concerne **chaque année une partie limitée des réseaux de distribution**⁹, le **bénéfice potentiel par kW de flexibilité nécessaire peut s'établir localement à un niveau moyen**¹⁰ d'environ **30 à 90 €/kW/an**. Ce bénéfice provient selon les cas du report d'investissement ou de la réduction de l'énergie non distribuée¹¹ ; les valeurs estimées sont comparables voire supérieures aux niveaux de valorisation actuels de la flexibilité à l'échelle nationale¹².
- 2** Le **bénéfice annuel est cependant très variable en fonction des cas d'étude**, entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé (transformateur ou réseau), **et en fonction du temps**. Le bénéfice se concentre ainsi sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte¹³ est faible. **Le bénéfice est, pour le réseau HTA, généralement plus important sur les cas d'étude ruraux.**
- 3** **Extraire ce bénéfice nécessite qu'une flexibilité puisse répondre à la « forme de contrainte »**. Cette « forme de contrainte » peut être décrite selon les mêmes attributs que les produits de flexibilité nationaux¹⁴ : puissance maximale, durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale. Cette forme est « courte »¹⁵ (faibles durées d'appel, consécutives ou totales sur l'année) pour les cas d'étude liés au transformateur HTB/HTA, ou aux contraintes liées au photovoltaïque ou à la consommation résidentielle. À l'inverse, elle est longue¹⁶ pour les cas liés à l'éolien ou à la consommation industrielle.
- 4** **L'analyse montre que, dans plusieurs cas d'étude, les coûts** de différentes solutions de flexibilité capables de répondre à ces formes de contrainte **sont inférieurs aux bénéfices dégagés** (ratio entre euro économisé et euro dépensé supérieur à 1).
- 5** **Pour les contraintes liées au soutirage** (consommation trop importante), les flexibilités effacement industriel et groupe électrogène **présentent un bilan positif** en particulier pour les formes de contraintes courtes.
- 6** **Pour les contraintes liées à l'injection** (production trop importante), **l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas un bilan très positif** (ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10).
- 7** **L'équilibre du bilan bénéfices/coûts** pour les solutions telles que **le stockage ou l'effacement diffus** est circonscrit à des cas plus spécifiques pour des **scénarios de coûts bas**¹⁷.
- 8** **Au-delà du cadre d'analyse théorique de la flexibilité, l'étude des conditions pratiques de mise en œuvre des flexibilités met en évidence que les méthodes et outils de planification ainsi que ceux relatifs à la conduite de la mise en œuvre de la flexibilité au**

⁹ Les valeurs présentées dans l'étude ne sont valables que localement, sur le périmètre de chaque cas d'étude et sur les puissances en contraintes. Il ne s'agit donc pas de valeurs péréquées, qui correspondraient à des valeurs de la flexibilité moyennées au niveau national, et qui devraient prendre en compte l'ensemble des cas où il n'y a pas de valeur pour la flexibilité.

¹⁰ Il s'agit du bénéfice moyenné sur 5 ans pour l'ensemble des cas d'étude.

¹¹ Cependant, dans l'étude, seul le report d'investissement est pris en compte, comme majorant du bénéfice lié à la réduction de l'énergie non distribuée. Il est donc supposé que la flexibilité n'est utilisée que lorsque le coût de l'énergie non distribuée atteint le coût du renforcement.

¹² Ce bénéfice ne préjuge pas de la forme des contraintes, qui aura des conséquences sur le coût de la flexibilité. Ces formes sont très variables selon les cas d'études et évoluent dans le temps, (Figure 4).

¹³ La profondeur correspond au surplus de puissance (en injection ou soutirage) créant la contrainte.

¹⁴ Par exemple, l'appel d'offres effacement organisé par le gestionnaire de réseau de transport.

¹⁵ « courte » : durée totale d'appel inférieure à 50 h/an ou durée consécutive d'appel inférieure à 10h

¹⁶ « longue » : durée totale d'appel supérieure à 400 h/an ou durée consécutive d'appel supérieure à 20h)

¹⁷ Scénarios retenant la fourchette basse des coûts observés en 2015 (300 €/kWh + 900 €/kW).

sein des gestionnaires de réseaux **impactent à la hausse comme à la baisse la valeur de la flexibilité.**

9 En conclusion, cette étude montre que la flexibilité a de la valeur pour les réseaux de distribution, pour le moins de manière théorique dans certains des « cas d'étude », et vraisemblablement également en pratique, dans un certain nombre de situations. Cependant, **cette étude ne donne pas de résultat sur le potentiel global de la valeur de la flexibilité à l'échelle nationale.** Plusieurs travaux complémentaires devraient être engagés pour déterminer ce potentiel, **ainsi que pour définir le cadre de régulation et la forme de marché (*market design*) qui permettraient de favoriser leur utilisation au bénéfice de la collectivité nationale.** La prise en compte de la défaillance des flexibilités au niveau de leur dimensionnement¹⁸ et du partage de la responsabilité et des pénalités qui découlent de la défaillance, sera déterminante pour la réussite de l'utilisation de la flexibilité.

1.2 Revue des conclusions

1.2.1 **Lorsqu'une contrainte apparaît, ce qui concerne chaque année une partie limitée des réseaux de distribution, le bénéfice potentiel par kW de flexibilité nécessaire peut s'établir localement à un niveau moyen d'environ 30 à 90 €/kW/an. Ce bénéfice provient selon les cas du report d'investissement ou de la réduction de l'énergie non distribuée ; les valeurs estimées sont comparables voire supérieures aux niveaux de valorisation actuels de la flexibilité à l'échelle nationale.**

Dans leur état de référence, les composants des réseaux de distribution sont adaptés aux besoins actuels, et ne sont donc pas en contrainte. Dans ces cas, il n'y a pas au premier ordre de valeur de flexibilité¹⁹. Les contraintes apparaissent avec l'évolution de la consommation et de la production sur les réseaux. Chaque année, un nombre limité de composants des réseaux de distribution sont soumis à de nouvelles contraintes.

Dans ces situations de contrainte, le bénéfice potentiel de la flexibilité par kW sur chaque matériel du réseau (transformateurs HTB/HTA, départs HTA, transformateurs HTA/BT) s'établit localement à un niveau moyen compris dans une fourchette de 30 à 90 €/kW/an (Figure 1) : le bénéfice moyen de chaque matériel est calculé comme la moyenne, sur les cas d'étude²⁰ et sur 5 ans, du bénéfice annuel. Ce bénéfice est exprimé en €/kW/an ce qui permet de le comparer aux niveaux de valorisation de la flexibilité à l'échelle nationale. On peut donc noter que l'ordre de grandeur du bénéfice de la flexibilité sur les réseaux de distribution est d'un niveau similaire voire supérieur aux bénéfices constatés de la flexibilité à l'échelle nationale²¹. Ce bénéfice ne préjuge pas de la forme des contraintes, qui aura des conséquences sur le coût de la flexibilité. Ces formes sont très variables selon les cas d'études et évoluent dans le temps, (Figure 4).

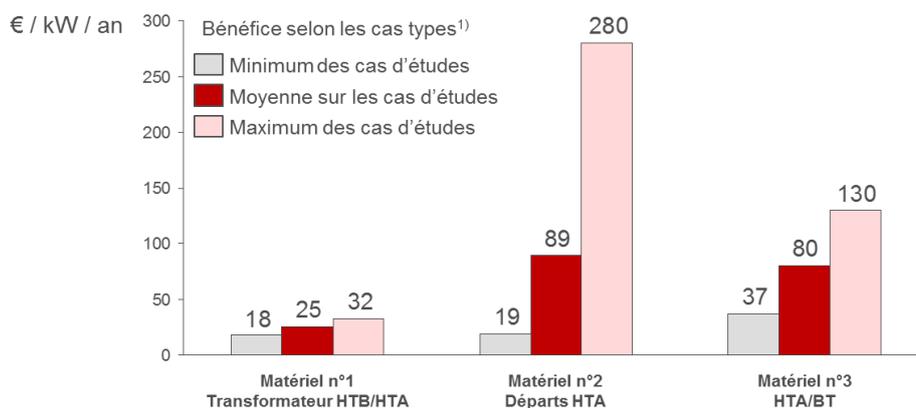
¹⁸ La prise en compte de la défaillance de la flexibilité pourra être différente selon la situation « N » ou « N-1 » de la contrainte concernée.

¹⁹ Au second ordre, la flexibilité peut être valorisée comme une amélioration de la qualité, notamment de réduction de l'Energie Non Distribuée

²⁰ 2 à 9 cas d'étude par matériel. 14 cas d'étude au total.

²¹ Environ 3 € / kW / an pour l'appel d'offre effacement (en 2015) (20 activations annuelles, pour une durée consécutive maximum d'appel de 1 à 4 heures) à environ 36 €/kW/an pour les appels d'offres de réserves tertiaires (les capacités doivent être disponibles tous les jours, avec deux activations par jour, sur une durée consécutive d'appel d'au moins 30 min et jusqu'à une heure) organisés par le gestionnaire du réseau de transport.

LE BÉNÉFICE POTENTIEL DE LA FLEXIBILITE SELON LES MOYENNE DU BÉNÉFICE SUR LES 5 PREMIÈRES ANNÉES¹⁾



1) Pour chaque matériel et chaque cas d'études, c'est la moyenne du bénéfice potentiel sur les 5 premières années qui est déterminée. Pour chaque matériel, les valeurs min, max et moyenne du graphe représentent les valeurs extrêmes et moyennes prises parmi les cas d'études associés à ce matériel.

Figure 1 : le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels – moyenne du bénéfice sur les 5 premières années

Éléments de méthodologie

L'étude considère une quinzaine de cas d'étude. Les cas d'étude sont des exemples réalistes de contraintes sur les réseaux de distribution, où la flexibilité (effacement, stockage, écrêtement de production...) pourrait être une alternative à des investissements de renforcement.

Chaque cas d'étude est soumis à une évolution de la production et de la consommation sur une période de 15 ans. Un modèle technico-économique reprenant les principes électrotechniques analyse la réponse du réseau à ces évolutions : pour chaque cas, le modèle évalue d'abord le bénéfice potentiel, puis la forme de la contrainte, et enfin le coût de chaque flexibilité pour y répondre, afin de déterminer la valeur nette de la flexibilité.

1. Le bénéfice potentiel représente les coûts évités sur le réseau grâce à la flexibilité. Ces coûts relèvent d'un report d'investissement ou d'une réduction de l'énergie non distribuée²².
2. La forme de la contrainte est déterminée par le dépassement de certains seuils techniques (en puissance, en intensité, en tension), qui sont définis par les critères²³ réglementaires actuels de dimensionnement des réseaux de distribution. Selon les cas d'étude, il s'agit de seuils (i) en transit (transformateur HTA/BT, réseau HTA), (ii) en tension (réseau HTA) ou lorsque le coût de l'énergie non distribuée dépasse le coût du renforcement du réseau (iii). Cette analyse est réalisée sur des courbes de charge au pas horaire (8760 points) sur les 15 ans d'étude. Dans le cas de l'étude du réseau HTA, les calculs sont discrétisés le long du réseau, avec 10 points de calcul pour un départ HTA.
3. Chaque flexibilité est dimensionnée pour répondre à la « forme » des contraintes, ce qui permet d'en évaluer un coût adapté à chaque cas d'étude et à chaque technologie de flexibilité, et donc la valeur nette dégagée par chaque flexibilité

Cette valeur est une valeur estimée globalement pour la collectivité. Elle ne peut être assimilée à la rémunération explicite de la flexibilité, puisqu'elle ne prend pas en compte certaines externalités (comme la tarification du réseau de transport ou les autres valorisations de la flexibilité), et que la flexibilité est par ailleurs rémunérée implicitement par les économies de TURPE réalisées du fait d'une moindre consommation (pour les flexibilités à la baisse).

²² Cependant, dans l'étude, seul le report d'investissement est pris en compte, comme majorant du bénéfice lié à la réduction de l'énergie non distribuée. Il est donc supposé que la flexibilité n'est utilisée que lorsque le coût de l'énergie non distribuée atteint le coût du renforcement.

²³ Ces règles sont décrites dans les documentations techniques de référence encadrées par la CRE.

1.2.2 Le bénéfice annuel est cependant très variable en fonction des cas d'étude, entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé (transformateur ou réseau), et en fonction du temps. Le bénéfice se concentre ainsi sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte²⁴ est faible. Le bénéfice est, pour le réseau HTA, généralement plus important sur les cas d'étude ruraux.

Nous l'avons déjà souligné, le réseau de distribution présente des situations multiples et variées. Nous constatons que cette hétérogénéité se traduit par une forte variabilité du bénéfice entre les cas d'étude pour un même matériel (illustré par les valeurs minimum et maximum constatées sur les cas d'étude dans la Figure 1). Parmi les paramètres clés de cette sensibilité, on peut souligner l'importance de la topologie (longueur du réseau, réseau urbain, semi-urbain ou rural).

Le bénéfice potentiel de la flexibilité apparaît plus élevé pour le réseau HTA. C'est particulièrement vrai pour les cas d'étude en milieu rural et cela s'explique par la longueur plus importante en moyenne qu'en zone urbaine. Cette longueur cumule deux facteurs favorables à la flexibilité : le coût total du renforcement est proportionnel à la longueur du réseau à renforcer, impliquant des coûts élevés de renforcement sur les réseaux longs, et donc un bénéfice élevé²⁵ ; les contraintes en tension sont plus marquées à puissance égale pour un réseau long.

Par ailleurs, sur un même cas d'étude, le bénéfice de la flexibilité variera fortement dans le temps. Cette variabilité dépend du rythme de croissance de la contrainte (ex : croissance de la production photovoltaïque sur un départ). Plus il est rapide et plus la profondeur de la contrainte (kW) augmentera rapidement réduisant d'autant le bénéfice en €/kW/an.

Le bénéfice oscille entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé²⁶.

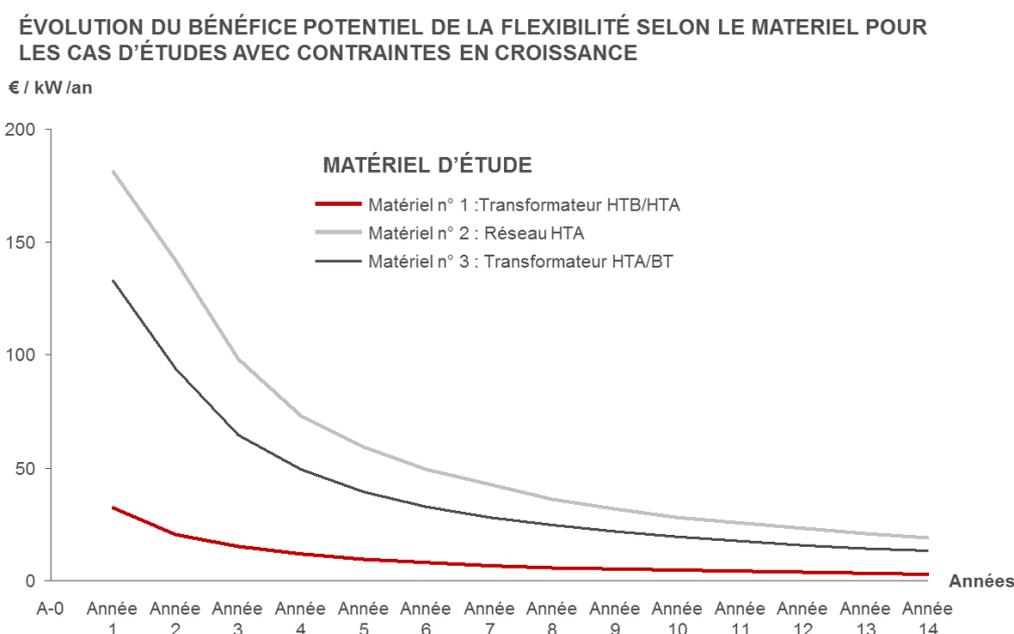


Figure 2 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon le matériel pour les cas d'étude avec contraintes en croissance

²⁴ La profondeur correspond au surplus de puissance (en injection ou soutirage) créant la contrainte.

²⁵ L'étude ne prend pas en compte les externalités d'un renforcement, comme l'amélioration de la qualité obtenue par l'enfouissement des réseaux en diminuant l'espérance du temps de coupure des clients.

²⁶ Pour autant, le bénéfice potentiel disponible en valeur absolue (k€) de la flexibilité est nettement plus élevé pour les cas d'étude concernant le transformateur HTB/HTA, car ces matériels sont de tailles significatives par rapport aux autres.

Comme illustré sur la Figure 2, le bénéfice se concentre généralement sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte est faible.

1.2.3 Extraire ce bénéfice nécessite qu'une flexibilité puisse répondre à la « forme de contrainte ». Cette « forme de contrainte » peut être décrite selon les mêmes attributs que les produits de flexibilité nationaux²⁷ : puissance maximale, durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale. Cette forme est « courte » (faibles durées d'appel, consécutives ou totales) pour les cas d'étude liés au transformateur HTB/HTA, ou aux contraintes liés au photovoltaïque ou à la consommation résidentielle. À l'inverse, elle est longue pour les cas liés à l'éolien ou à la consommation industrielle.

Des critères réglementaires déterminent la puissance maximale admissible des différents matériels²⁸ : un dépassement toléré (110 % de la puissance nominale) pour les transformateurs HTB/HTA en situation « *N-1* » (c'est-à-dire avec une défaillance sur le réseau) ; une intensité maximale en situation « *N-1* » sur les réseaux HTA ; des seuils de tension à ne pas dépasser en situation « *N* » (sans défaillance sur le réseau) pour les réseaux HTA ; un dépassement toléré (110 % de la puissance nominale) pour les transformateurs HTA/BT en situation « *N* ».

Pour l'ensemble des cas en situation « *N-1* » le non-respect de ces critères réglementaires n'implique pas forcément un investissement de renforcement : un calcul économique du coût l'énergie non distribuée est réalisé.

Cette puissance maximale admissible est confrontée à la courbe de charge à laquelle le matériel devra répondre, cette courbe de charge étant définie en moyenne au sens de l'aléa climatique²⁹. Tout point dépassant la puissance maximale admissible³⁰, en injection ou en soutirage, est une contrainte. L'ensemble de ces points définit une « courbe de charge de la contrainte ». Comme illustré en Figure 3, la courbe de charge de la contrainte évolue dans le temps au fur et à mesure du développement de la consommation ou de la production.

²⁷ Par exemple, l'appel d'offres effacement organisé par le gestionnaire de réseau de transport.

²⁸ Dans le cas des réseaux pour les contraintes en situation *N*, ces puissances admissibles sont spatiales, c'est-à-dire qu'elles varient en fonction du point du réseau considéré.

²⁹ Les critères réglementaires actuels impliquent un raisonnement en courbe de charge moyenne au sens de l'aléa climatique. D'autres critères, tels que ceux utilisés au niveau du réseau de transport (3h par an), pourraient conduire à des analyses plus complexes sur les aléas, notamment climatiques, impliquant par exemple des approches probabilistes de type *Monte-Carlo*.

³⁰ Dans les cas relevant de situations « *N-1* », ce sont les caractéristiques de durées et de fréquence des défaillances du réseau qui déterminent en premier lieu la courbe de charge de la contrainte

ÉVOLUTION DE LA COURBE DE CHARGE DE LA CONTRAINTE DANS LE TEMPS DANS LE CAS D'UNE CROISSANCE DE LA CONSOMMATION RÉSIDENNELLE SUR UN TRANSFORMATEUR HTA/BT –
Illustration sur un jour de janvier 2014

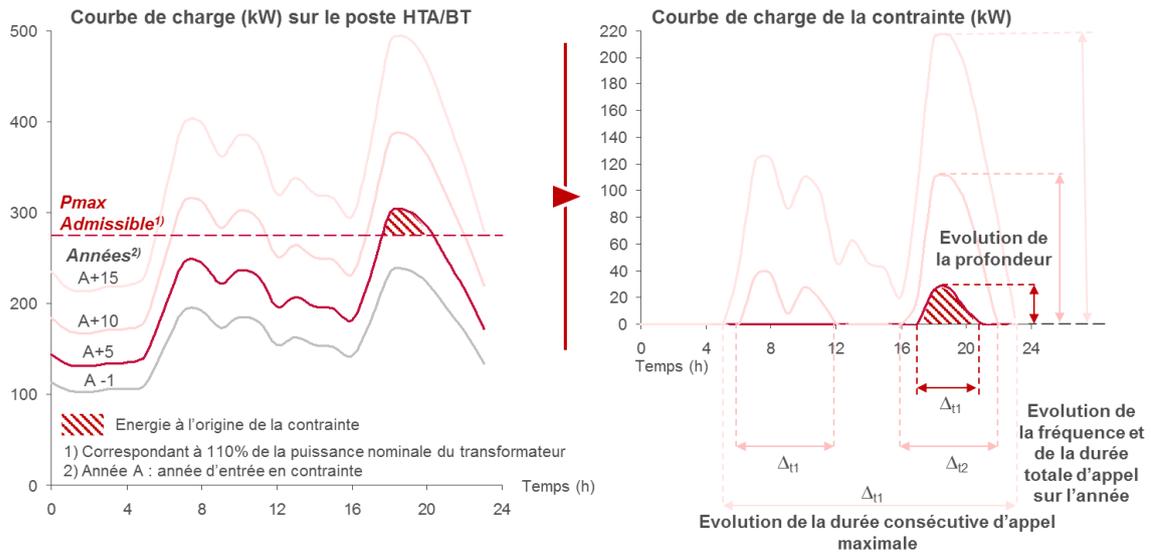


Figure 3 : évolution de la courbe de charge de la contrainte dans le temps

La « forme de contrainte » est une représentation conventionnelle de la courbe de charge de la contrainte. Elle se définit de manière semblable aux produits de flexibilité nationaux³¹ : puissance maximale (en miroir de la profondeur maximale de la contrainte), durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale.

Cette forme est « courte » (durée totale d'appel inférieure à 50 h/an ou durée consécutive d'appel inférieure à 10 heures), dans des cas d'étude tels que transformateur HTB/HTA, contraintes liées à la production photovoltaïque ou à la consommation résidentielle. Elle est longue (durée totale d'appel supérieure à 400 h/an ou durée consécutive d'appel supérieure à 20 heures) dans des cas tels que : contraintes liées à la production éolienne, cogénération ou à une consommation industrielle « plate ». Un *benchmark* international confirme l'achat par des distributeurs de produits courts similaires à ceux déterminés par les analyses³².

³¹ Par exemple l'appel d'offres effacement diffus organisé par le gestionnaire du réseau de transport

³² Dans le cas du distributeur ENWL, des capacités d'effacement ont été achetées, pour une activation 10 fois par an entre le 1^{er} octobre et le 31 mars, sur une durée de 3 heures à chaque activation.

		Profondeur (Année 5)	Durée totale d'appel sur l'année (Année 5)	Fréquence (Année 5)	Durée consécutive d'appel maximum (Année 5)		
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA	Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA	2,5 MW	~25 heures	~ 5 /an	~ 20 heures	Contraintes de soutirage	
	Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 5%/an de la consommation résidentielle	1,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
Matériel n° 2 Réseau HTA	Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la consommation professionnelle HTA	0,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la conso. Résidentielle	1,1 MW	~150 heures	~95 /an	~3 heures		
	Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle	850 kW	~80 heures	~50 /an	~5 heures		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle	35 kW	~20 heures	~20 /an	~ 2 heures		
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA	Croissance de 2 MW de la production éolienne	2 MW	~25 heures	~ 5 /an	~ 20 heures		Contraintes d'injection
	Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 1 MW de la production CHP	1 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
	Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV	1,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
Matériel n° 2 Réseau HTA	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolienne	200 kW	~430 heures	~90 /an	~20 heures		
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la production PV	500 kW	~450 heures	~180 /an	~5 heures		
	Réseau urbain, contrainte en tension, croissance 5,5 MW de la production CHP	950 kW	~2800 heures	<10 /an	~2200 heures		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	Croissance de 5%/an de la production PV	60 kW	~400 heures	~170 /an	~5 heures		
	Installation de 300 kW de production CHP	10 kW	~ 2800 heures	< 10 /an	~2200 heures		

Capacité de la flexibilité à répondre à la contrainte	< 30 h	< 10	< 10 h
	≤ 500 h	≤ 150	≤ 12 h
	> 500 h	> 150	> 12 h

Figure 4 : forme de la contrainte 5 ans après l'entrée en contrainte, selon les cas d'étude

1.2.4 L'analyse montre que, dans plusieurs cas d'étude, les coûts de différentes solutions de flexibilité capables de répondre à ces formes de contrainte sont inférieurs aux bénéfices dégagés (ratio entre euro économisé et euro dépensé supérieur à 1).

Nous étudions la performance de cinq solutions de flexibilité dans leur réponse aux « formes de contraintes » définies ci-dessus : l'effacement industriel ; l'effacement diffus ; les groupes électrogènes (hors valorisation des externalités environnementales) ; le stockage ; l'écrêtement de la production renouvelable. Pour chacune de ces flexibilités, nous définissons un scénario de coût bas et un scénario de coût haut construits sur des études de référence. L'ensemble de ces solutions de flexibilités apparaissent dans les *benchmark* réalisés.

Afin de comparer les résultats entre les différents matériels, alors que les montants de bénéfice potentiel ne sont pas du même ordre de grandeur, la métrique retenue est l'euro économisé sur les reports d'investissement par euro dépensé dans la flexibilité. Un ratio supérieur à un indique que la valeur nette de la flexibilité est positive, tandis qu'un ratio inférieur à un démontre une valeur nette de la flexibilité négative.

La valeur nette de la flexibilité sur les réseaux de distribution apparaît positive pour chaque matériel, au moins vis-à-vis du recours à certaines solutions de flexibilité (Figure 5). Les résultats varient cependant selon les hypothèses retenues et notamment les scénarios de coûts.

EUROS ECONOMISES PAR EURO INVESTI DANS LA FLEXIBILITE (MOYENNES DES CAS D'ETUDES PAR MATERIELS)

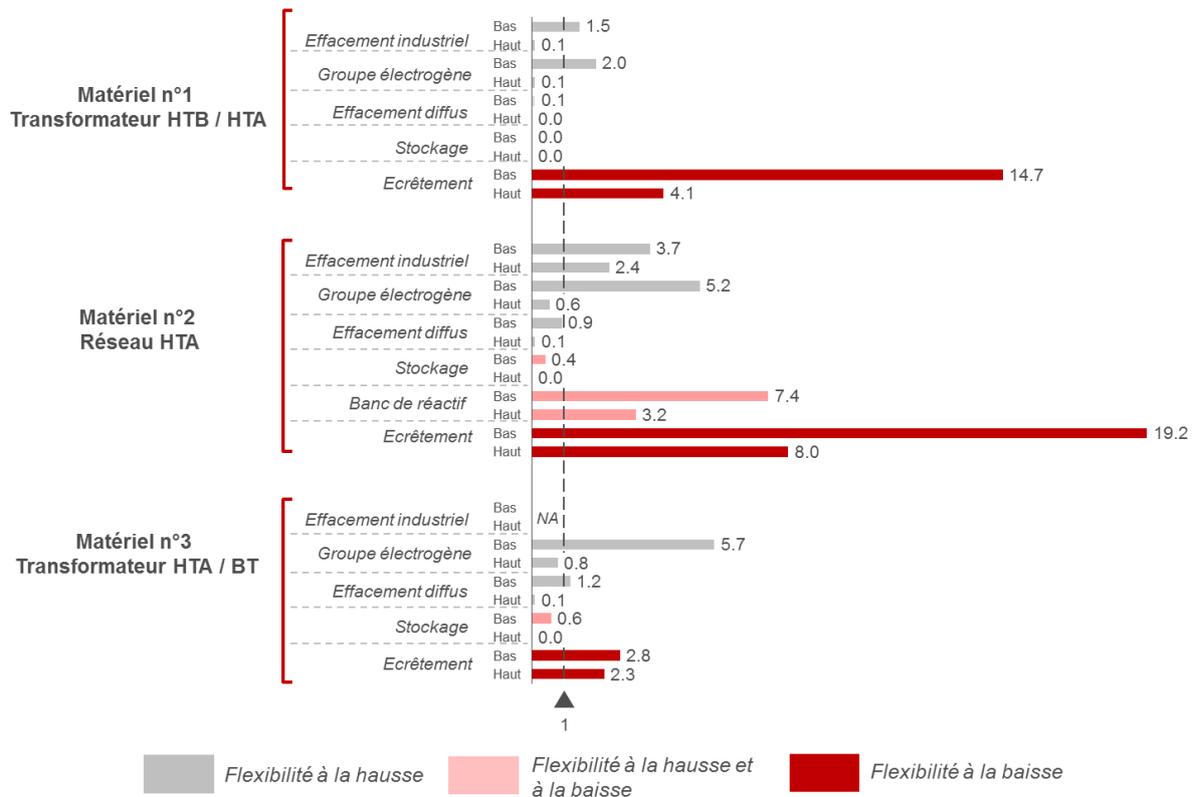


Figure 5 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité (moyenne des cas d'étude par matériel)

Le résultat de l'analyse cas d'étude par cas d'étude, en Figure 6, confirme ce constat. Cependant, le détail des cas d'étude souligne aussi la variabilité des valeurs nettes obtenues selon les conditions particulières de chaque cas. La valeur nette est la conséquence directe des écarts constatés sur le bénéfice potentiel et les formes de contraintes, et ces deux éléments se sont chacun révélés très variables selon les cas d'étude. Enfin, les chiffres par cas d'étude témoignent de niveaux de valeur nette globalement plus élevés sur le réseau HTA que sur les autres matériels.

Les ratios inférieurs à un montrent que le bénéfice sur les réseaux de distribution ne suffisent pas à compenser les coûts, mais ils ne signifient pas nécessairement que les moyens de flexibilité ne seront pas utilisés, dans la mesure où d'autres bénéfices peuvent être valorisés, comme le mécanisme d'ajustement ou la valeur capacitaire.

EUROS ECONOMISES PAR EURO INVESTI DANS LA FLEXIBILITE SELON LES CAS D'ETUDES

Cas et source de la contrainte		Effacement industriel		Groupe électrogène		Effacement diffus		Stockage		Banc de capacité		Ecrêtement	
		Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut
		<p>Contraintes de soutirage</p> <p>Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA</p> <p>Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA</p> <p>Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 5%/an de la conso. résidentielle</p> <p>Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la consommation professionnelle HTA</p> <p>Matériel n° 2 Réseau HTA</p> <p>Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la conso. résidentielle</p> <p>Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle</p> <p>Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT</p> <p>Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle</p>											
1,5	0,1	2	0,1	0,1	0	0	0						
2,2	0,4	4,3	0,1	0,2	0	0,1	0						
2,6	0,4	5,5	0,1	0,3	0	0,1	0						
5,2	5	5,9	0,9	1,5	0,2	1,1	0,1	2,6	1,2				
4,7	2,8	4,8	0,9	1,5	0,2	1	0,1	2,7	1				
		5,7	0,8	1,2	0,1	0,6	0						
<p>Contraintes d'injection</p> <p>Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA</p> <p>Croissance de 2 MW de la production éolienne</p> <p>Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 1 MW de la production CHP</p> <p>Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV</p> <p>Matériel n° 2 Réseau HTA</p> <p>Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolien</p> <p>Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la production PV</p> <p>Réseau urbain, contrainte en tension, croissance 5,5 MW de la production CHP</p> <p>Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT</p> <p>Croissance de 5%/an de la production PV</p> <p>Installation de 300 kW de production CHP</p>													
						0	0			14,7	4,1		
						0,1	0			21,5	5,2		
						0,1	0			3,1	2,1		
						0	0	14,4	6,2	43	12,7		
						1,2	0,1	5,2	2,5	28	19,6		
						0	0	2,5	1	0,3	0,3		
						0,4	0			3,9	3		
						0	0			1,6	1,5		

LEGENDE : <1 Valeur nette négative >1 Valeur nette positive

Figure 6 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité selon les cas d'étude

1.2.5 Pour les contraintes liées au soutirage (consommation trop importante), les flexibilités effacement industriel et groupe électrogène présentent un bilan positif en particulier pour les formes de contraintes courtes.

L'effacement industriel et le groupe électrogène (sans prise en compte des externalités environnementales) présentent un bilan positif dans un certain nombre de cas d'étude, notamment sous des scénarios de coûts favorables. Ces deux actifs sont favorisés par des coûts fixes relativement faibles. Pour l'effacement industriel, c'est en particulier vrai pour les formes de contraintes courtes, car cet actif répond plus aisément à ces contraintes qu'à une activation sur la durée.

Il existe cependant des incertitudes fortes sur l'adéquation entre gisement et besoin de flexibilité local, en volume et en coût. Les benchmarks hors démonstrateurs³³ montrent la complexité à mobiliser un gisement d'effacement à l'échelle d'un réseau de distribution.

³³ Cas d'ENWL au Royaume-Uni : l'utilisation d'effacement a été interrompue par manque de gisement d'effacement industriel local, au niveau du poste source en contrainte.

1.2.6 Pour les contraintes liées à l'injection (production trop importante), l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas un bilan très positif (ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10).

L'écrêtement dynamique consiste à réduire temporairement la production locale d'électricité pour éviter une production trop importante pour le réseau³⁴. Avec un ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10, l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas d'étude un bilan très positif. Ces ratios importants s'expliquent par un coût de la flexibilité limité : faibles volumes énergétiques ; hypothèse de valorisation de l'énergie basse.

Compte tenu de ces valeurs, certains développeurs de projets renouvelables diminuent déjà la taille de l'installation afin de réduire ou d'éviter les coûts de raccordement et de renforcement. Hors expérimentation³⁵, on ne constate cependant pas aujourd'hui de pilotage « dynamique » de ces écrêtements.

Dans une moindre mesure, les bancs de capacité apparaissent pertinents pour l'injection de réactif face aux problématiques de tension.

1.2.7 L'équilibre du bilan bénéfiques/coûts pour les solutions telles que le stockage ou l'effacement diffus est circonscrit à des cas plus spécifiques pour des scénarios de coûts bas.

Les technologies de stockage et d'effacement sont pénalisées par des coûts d'investissement élevés qui ne sont pas amortis sur les cinq années où se concentre la valeur de report. Le scénario bas, qui fait l'hypothèse que les coûts échoués peuvent être couverts par d'autres utilisations (par exemple repositionnement d'un container de batteries sur une autre zone de contrainte), affiche un bilan positif dans plusieurs cas d'étude (réseaux ruraux et semi-urbains sur des contraintes courtes).

Un scénario de mutualisation des valorisations entre les réseaux de distribution et le système électrique national (arbitrage énergie, marché de capacité, services systèmes) pourrait aussi améliorer la rentabilité de ces solutions.

1.2.8 Au-delà du cadre d'analyse théorique de la flexibilité, l'étude des conditions pratiques de mise en œuvre des flexibilités met en évidence que les méthodes et outils de planification ainsi que ceux relatifs à la conduite de la mise en œuvre de la flexibilité au sein des gestionnaires de réseaux impactent à la hausse comme à la baisse la valeur de la flexibilité.

Les facteurs limitant la valeur de la flexibilité concernent d'une part la planification, c'est-à-dire la capacité à prévoir le besoin de flexibilité, en format, en quantité et donc à prévoir sa valeur ; et d'autre part la conduite, c'est-à-dire la capacité à exploiter une flexibilité qui serait correctement dimensionnée, en temps réel selon l'apparition des contraintes.

³⁴ Dans cette étude, seul l'écrêtement dynamique est retenu, car c'est la technologie répondant à la définition de la flexibilité dans l'étude. Dès lors, le raccordement d'un producteur avec une limitation de puissance d'injection, qui pourrait également permettre de reporter des investissements, n'est pas considéré. Si cette dernière méthode était en place, la valeur de l'écrêtement dynamique se limiterait à une optimisation des coûts de l'énergie écartée.

³⁵ Notamment au travers de l'utilisation du DEIE (dispositif d'échange d'informations d'exploitation), permettant aux gestionnaires de réseaux de distribution d'opérer à distance sur les installations de production

	Favorable pour la flexibilité	Défavorable pour la flexibilité
Facteurs liés à la planification	<ul style="list-style-type: none"> Développement de nouvelles options de résolution des contraintes pour la planification 	<ul style="list-style-type: none"> Manque de données locales (courbes de charge locales, spatialisation des données...) Incertitude des mesures Difficulté à isoler les renforcements dus à d'autres motif d'investissement (enfouissement, embellissement ...)
Facteurs liés à la conduite	<ul style="list-style-type: none"> Evolution des métiers du GRD 	<ul style="list-style-type: none"> Gestion en temps réel de la flexibilité (préavis d'activation, activation, suivi...) Besoins opérationnels (ressources, compétences, SI) pour la mise en œuvre de la flexibilité
Facteurs liés à la transition énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Développement des sources de flexibilités Développement des contraintes liées à la production distribuée Augmentation de l'efficacité énergétique et donc évolution rapide de l'usage du réseau 	

Figure 7 : descriptions des facteurs favorisant ou défavorisant la valeur de la flexibilité

Les analyses réalisées dans l'étude montrent que la valeur nette de la flexibilité est très fortement influencée par ces facteurs, jusqu'à la rendre nulle ou négative dans certains cas (comme celui du transformateur HTA/BT notamment, où les données locales font actuellement défaut).

Par ailleurs, la transition énergétique pourra être à l'origine de changements d'usages de l'électricité qui bénéficieront à la flexibilité. En modifiant plus rapidement l'usage du réseau : une contrainte pourrait apparaître avec un nouveau raccordement d'une installation de consommation, puis disparaître quelques années plus tard avec le développement de l'efficacité électrique. Dans un tel cas, l'utilité d'un renforcement serait réduite à une période de temps limitée.

1.2.9 En conclusion, cette étude montre que la flexibilité a de la valeur pour les réseaux de distribution, pour le moins de manière théorique dans certains des « cas d'étude », et vraisemblablement également en pratique, dans un certain nombre de situations. Cependant, cette étude ne donne pas de résultat sur le potentiel global de la valeur de la flexibilité à l'échelle nationale. Plusieurs travaux complémentaires devraient être engagés pour déterminer ce potentiel, ainsi que pour définir le cadre de régulation et la forme de marché (*market design*) qui permettraient de favoriser leur utilisation au bénéfice de la collectivité nationale. La prise en compte de la défaillance des flexibilités au niveau de leur dimensionnement³⁶ et du partage de la responsabilité et des pénalités qui découlent de la défaillance, sera déterminante pour la réussite de l'utilisation de la flexibilité.

Les travaux complémentaires nécessaires concernent en particulier :

- **L'impact des synergies et/ou des contraintes de valorisation par rapport aux mécanismes nationaux.** Celui-ci pourrait être décisif pour certaines solutions comme le stockage.
- **Le gisement³⁷ de flexibilité et son adéquation avec les besoins locaux.** Le *benchmark* international montre que le gisement local de flexibilité peut être trop réduit pour permettre de résoudre les contraintes et reporter les investissements. Cela peut notamment s'expliquer par un manque de foisonnement au niveau local, ou un manque de clients industriels à même de s'effacer.
- **L'estimation d'une valeur de la flexibilité sur les réseaux de distribution à l'échelle métropolitaine.** L'extrapolation de ces résultats « en laboratoire » à la totalité du réseau de

³⁶ La prise en compte de la défaillance de la flexibilité pourra être différente selon la situation « *N* » ou « *N-1* » de la contrainte concernée.

³⁷ Le gisement de la flexibilité est la capacité localement disponible qui peut fournir de la flexibilité au réseau de distribution. Le gisement est lié aux installations de production, consommation, stockage ou autres équipements électriques raccordés au réseau. Plus le périmètre du cas d'étude est restreint ou plus le nombre d'utilisateur est faible, plus ce gisement sera réduit.

distribution nécessitera un travail important de modélisation pour estimer une valeur globale de la flexibilité

- **La conception de *market design* efficaces pour mobiliser des ressources de flexibilité dans des situations multiples mais avec une valeur unitairement faible** (de 20 à 500 k€ de valeur cumulée actualisée par cas). Celle-ci devra prendre en compte les enjeux de l'intégration de la flexibilité dans le cadre tarifaire actuel. A titre d'illustration, cette intégration devrait limiter la possibilité d'exploiter des effets d'aubaine pouvant résulter de l'écart entre la valorisation locale, potentiellement élevée, sur la base de laquelle pourrait être rémunérée la flexibilité fournie par un utilisateur du réseau, et ce qu'il paye pour les contraintes qu'il crée lui-même, établi sur la base d'un tarif péréqué. L'étude du *market design* devra notamment définir les conditions à remplir pour que les OPEX de mise en œuvre des flexibilités soient reconnues et compensées par le TURPE ; ou encore les conditions dans lesquelles les flexibilités pourront être souscrites (appel d'offres) ou activées (notamment dans la recherche d'une optimisation par rapport à leur possible utilisation concurrente pour l'équilibre offre-demande).
- Il sera en outre nécessaire d'**anticiper le risque d'écart entre la fiabilité réelle, constatée en pratique, des flexibilités et leur fiabilité théorique, contractualisée initialement**. Les exigences de fiabilité³⁸ seront un point essentiel, car le coût de l'énergie non distribuée est très élevé et il n'y aura pas de solutions alternatives au niveau local en cas de défaillance pour une contrainte en situation N³⁹. Les GRD pourraient craindre l'engagement de leur responsabilité *in fine*, en cas de défaillance du fournisseur de flexibilité : la capacité de l'opérateur à payer des pénalités est incertaine, tout autant que l'issue d'un éventuel contentieux porté en justice ; des garanties devront dans tous les cas être prises.

³⁸ Dans la modélisation, les exigences de fiabilité sont intégrées comme un facteur de surdimensionnement du besoin de flexibilité.

³⁹ Inversement, en situation N-1, le format court des contraintes limite l'impact économique d'une défaillance de la flexibilité, car elle est déjà la solution de secours d'une défaillance du réseau.

2 OBJECTIF DE L'ÉTUDE ET STRUCTURE DU DOCUMENT

2.1 Objectif de l'étude

Les réseaux de distribution sont soumis à un ensemble d'évolutions, comme la pénétration des énergies renouvelables (EnR), le développement du véhicule électrique (VE) et l'accroissement naturel de la pointe de consommation, qui génèrent de nouvelles contraintes sur les infrastructures et *in fine* des investissements pour les renforcer.

L'objectif de l'étude est :

- d'étudier des cas d'étude, considérées comme des exemples réalistes de contraintes sur les réseaux de distribution, où la flexibilité (effacement, stockage, écrêtement de production...) pourrait être une alternative à ces investissements de renforcement. À ce titre, l'étude n'a pas pour objectif de donner une estimation du potentiel global d'utilisation de la flexibilité au bénéfice des réseaux de distribution à l'échelle de la France métropolitaine, ni de donner une portée générale aux résultats quantitatifs obtenus, qui dépendent du jeu d'hypothèses retenu.
- de réaliser une analyse coûts-bénéfices de ces situations. Cette analyse sera réalisée du point de vue de la collectivité sans considérer la répartition de la valeur entre acteurs, où les mécanismes de marché permettent de faire émerger la flexibilité⁴⁰.

Enfin l'étude est circonscrite au réseau moyenne tension et aux équipements de transformation du courant qui la connecte à la haute et à la basse tension en France métropolitaine⁴¹. La basse tension (BT) n'est pas étudiée pour deux raisons : (i) le foisonnement de la consommation et/ou de la production y est faible, car seul un petit nombre de consommateurs sont reliés par ligne BT. (ii) l'observabilité est limitée voire nulle sur cette portion du réseau, en dehors des expérimentations.

2.2 Structure du document

Le document est organisé en trois parties, reprenant la structure de l'analyse coûts-bénéfices :

- **La première partie** évalue le bénéfice que peut apporter la flexibilité. Le rationnel du bénéfice relève d'un report d'investissement ou d'une réduction de l'énergie non distribuée⁴². Il est décrit et quantifié selon un nombre réduit d'hypothèses dimensionnantes pour les cas d'étude retenus.
- **La deuxième partie** évalue les coûts de la flexibilité en fonction des technologies et des caractéristiques de la flexibilité nécessaires. Un premier bilan coûts-bénéfices sera dressé.
- **Dans une troisième partie**, les facteurs contextuels contraignant ou favorisant la mise en œuvre de la flexibilité sont décrits, analysés et quantifiés sur certains cas, dans la mesure du possible, afin d'apporter un éclairage complémentaire à l'analyse coûts-bénéfices réalisée.

Les annexes détaillent les hypothèses méthodologiques, les résultats du benchmark et l'analyse des différentes situations type.

⁴⁰ Notamment sur les marchés de l'électricité et sur les offres des fournisseurs (flexibilité tarifaire) qui ne sont pas prises en compte dans cette étude

⁴¹ La BT

⁴² Cependant, dans l'étude, seul le report d'investissement est pris en compte, comme majorant du bénéfice lié à la réduction de l'énergie non distribuée. Il est donc supposé que la flexibilité n'est utilisée que lorsque le coût de l'énergie non distribuée atteint le coût du renforcement.

3 LE BÉNÉFICIE POTENTIEL DE LA FLEXIBILITÉ POUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

3.1 La structure des réseaux de distribution français

Les réseaux de distribution permettent de connecter les consommateurs finaux d'électricité au réseau public de transport (RPT), entre eux, et avec des producteurs d'électricité. La connexion avec le réseau public de transport, est réalisée au niveau d'une installation appelée **poste source**. En amont du poste source, le RPT opère en haute tension (HTB), supérieure à 50 kV. En aval de ce poste, les réseaux de distribution sont opérés en moyenne tension (HTA) à 20kV et 15kV ou en basse tension (BT) à 400V en triphasé et 230 V en monophasé. À partir du poste source, le réseau est **arborescent**, de manière à servir l'ensemble des consommateurs. Un schéma de principe simplifié⁴³ du réseau est réalisé ci-dessous.

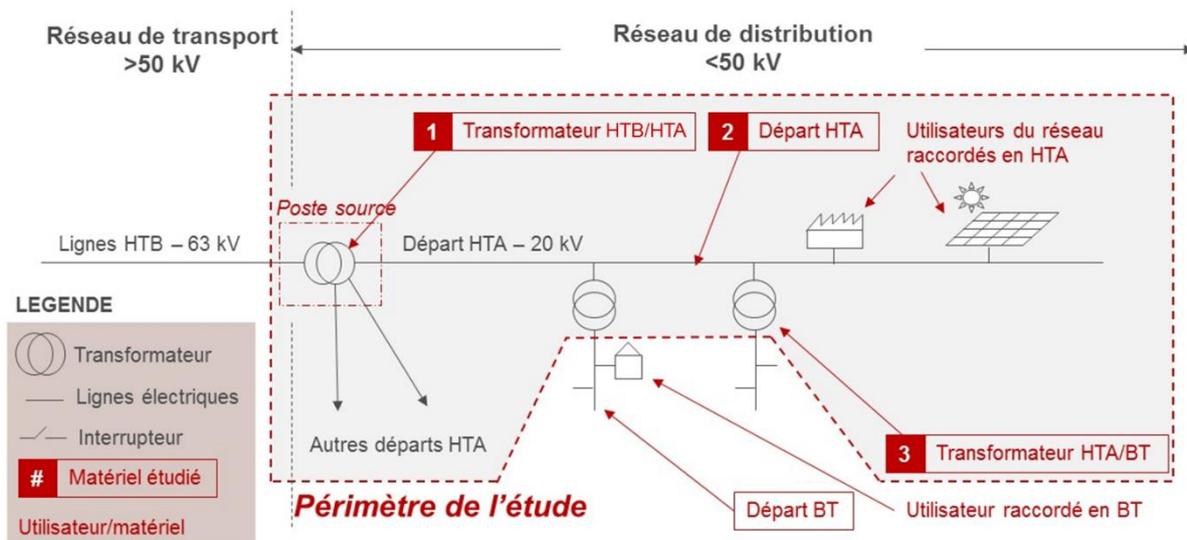


Figure 8 : structure des réseaux de distribution en France – schéma de principe

Le **transformateur** est l'équipement permettant de diminuer la tension lors du passage entre deux niveaux de tension. Deux types de transformateurs sont analysés ici : le **transformateur HTB/HTA** (matériel n° 1) et le **transformateur HTA/BT** (matériel n° 3). Les **départs HTA** (matériel n° 2) sont les lignes d'acheminement du courant en moyenne tension (généralement 20 kV en France). Le périmètre de l'étude est délimité par le **poste source** en amont et par le poste de transformation HTA/BT en aval.

Afin de fournir au consommateur un courant avec des caractéristiques (tension, fréquence) homogènes et en toute sécurité, un réseau de distribution ne peut être exploité que si, en chaque point du réseau, certains seuils de tension (en volts – V), d'intensité (en ampères – A) et de puissance admissibles transitant par les transformateurs (en voltampère – VA) sont respectés. Ces seuils sont fixés par matériel :

1. **Transformateurs HTB/HTA** : les transformateurs sont conçus pour absorber une certaine puissance donnée (en MVA) : si la puissance transitée dépasse ce seuil, la température augmente et peut détruire le matériel.
2. **Départs HTA** :
 - Les câbles ne peuvent pas supporter une **intensité** supérieure à celle conçue, car cela augmenterait la température et détruirait le câble.
 - De plus, la tension doit être maintenue entre une borne supérieure et une borne inférieure (10 % autour de la tension nominale). Ce seuil est réglementaire afin

⁴³ L'ensemble des cas et des structures du réseau de distribution est décrit dans la Documentation Technique de Référence (DTR), dans « Description physique du réseau public » ERDF-NOI-RES_07E

d'éviter des dysfonctionnements voire endommagements d'équipements raccordés sur les réseaux.

- 3. Transformateurs HTA/BT** : comme les transformateurs HTB/HTA, ils sont conçus pour absorber une certaine puissance. Si la puissance transitée dépasse ce seuil, la température augmente et peut détruire le matériel.

C'est au gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'assurer que ces caractéristiques sont respectées sur l'ensemble du réseau, **à tout instant**. Le domaine de tolérance est décrit et publié par chacun des GRD dans sa **Documentation Technique de Référence encadrée par la CRE**.

Lorsque les caractéristiques du réseau peuvent potentiellement sortir du domaine de tolérance lors de l'exploitation du réseau, nous sommes en présence d'une **contrainte**.

Deux évolutions peuvent être à l'origine de contraintes :

- **Une nouvelle installation, qu'elle soit de production ou de consommation, désire se raccorder sur le réseau de distribution**. Dans le processus d'études de raccordement, le GRD identifie alors que cette nouvelle installation crée une contrainte.
- **L'augmentation continue de la production ou de la consommation, suite à une évolution des usages par exemple**. Dans ce cas, le GRD peut l'identifier lors d'un changement de puissance souscrite, ou lors d'études régulières illustrant l'évolution de la pointe de consommation ou de production.

Une **contrainte** correspond donc à un dépassement des limites du réseau, suite à une évolution de puissance, structurelle ou conjoncturelle, transitant sur le réseau. Une contrainte est, par convention dans cette étude, positive en soutirage et négative en injection. Lorsqu'une contrainte est détectée, elle doit être prise en charge par le GRD, et cela peut nécessiter des investissements dans le réseau (changement de câble, ajout ou remplacement d'un transformateur) appelés **renforcements**.

Benchmark international : les matériels étudiés à l'international

Un benchmark international a été réalisé pour illustrer les rationnels d'utilisation de la flexibilité à l'international et détailler les contraintes auxquelles elles répondaient. Les cas des gestionnaires de réseau de distribution **BC Hydro** (Canada), **Ergon Energy** (Australie), **UK Power**, **Northern Powergrid**, **Electricity Northwest** (ENWL) ont ainsi été étudiés. Les matériels suivants en ont bénéficiés :

- Les **transformateurs HTB/HTA** (cas britanniques, Ergon Energy), où le stockage, l'effacement industriel ou les groupes électrogènes ont été utilisés pour résoudre les contraintes locales.
- **Les lignes HTA** (BC Hydro, Ergon Energy, UK Power), que ce soit en intensité ou en tension (Ergon Energy). Dans ce dernier cas, des bancs de capacité pour fournir ou absorber du réactif ont été utilisés.
- Si aucune contrainte HTA/BT n'a été résolue avec de la flexibilité dans les cas internationaux, cela n'a pas empêché les GRD d'utiliser des flexibilités en aval de ces postes de distribution publique.

3.2 Les rationnels du bénéfice potentiel de la flexibilité

L'objectif de la première partie de l'étude est d'évaluer le bénéfice qui serait dégagé lorsque qu'une contrainte est résolue non pas en réalisant un renforcement, mais en utilisant une flexibilité.

Avoir recours à de la **flexibilité** consiste à temporairement augmenter ou diminuer l'énergie échangée avec le réseau, **pilotée en temps réel**⁴⁴ (de manière manuelle ou automatique)⁴⁵. Cette modification

⁴⁴ Une économie d'énergie n'est donc pas considérée comme une flexibilité.

est réalisée par un actif de production ou de consommation⁴⁶ capable de modifier ses échanges d'énergie avec le réseau par rapport à son comportement prévu initialement. Les flexibilités prises en compte dans l'étude sont l'effacement (diffus, industriel), le stockage d'énergie, les groupes de production distribuée (existants ou nouveaux, cogénération ou groupes électrogènes), la stimulation de la consommation ou l'écrêtement de la production, les équipements dédiés (comme les bancs de capacité) pour la gestion du réactif.

3.2.1 Les rationnels économiques

Afin de déterminer le bénéfice de la flexibilité, les rationnels économiques qui expliquent l'apparition d'un potentiel bénéfice doivent être identifiés et analysés. Trois rationnels économiques sont envisageables :

- **Le report d'un investissement** : si la flexibilité résout temporairement la contrainte, cela permet de **reporter** l'investissement. Ce report permet de conserver des capitaux pour la durée du report. Ainsi, le bénéfice dégagé par le report est déterminé par :

$$\frac{It}{(1+t)} = I - \frac{I}{(1+t)}$$

Valeur annuelle du report d'investissement

Avec :

I l'investissement de renforcement

t le coût moyen pondéré du capital nominal avant impôts des GRD, retenu à 7,25% dans cet étude

Figure 9 : bénéfice dégagé par le report d'investissement

- **L'évitement d'un investissement** : si la flexibilité résout la contrainte sur une durée au moins supérieure à la durée de vie du renforcement équivalent, une flexibilité pourrait permettre d'éviter complètement l'investissement dans cet équipement. Il s'agit d'un coût évité, qui correspond, chaque année, au bénéfice dégagé par le report d'un an. La somme actualisé de ce bénéfice sur une durée de vie complète correspond à l'investissement *I*.
- La réduction de **l'énergie non distribuée (END)** : en investissant dans un renforcement, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent réduire l'END et donc le coût qui lui est attribuée. Lorsque le réseau est fonctionnel, la notion de l'END n'intervient pas : tous les utilisateurs du réseau doivent en bénéficier. Cependant, lorsqu'un élément est défaillant, le réseau est dimensionné pour que chaque renforcement soit réalisé s'il est moins coûteux que l'énergie non distribuée. Il s'agit de l'énergie qui aurait pu être distribuée si le réseau fonctionnait à 100 % de ses capacités. Chaque mégawattheure non distribué est valorisé de 9,2 à 20 €/kWh selon la quantité⁴⁷ d'END, représentant la perte d'utilité de l'énergie non distribuée et donc le coût pour la collectivité. Le bénéfice de la flexibilité peut donc être calculé comme le bénéfice collectif de réduction de l'énergie non distribuée. **Cependant, le coût de l'END est par construction majorée par le coût annuel du transformateur : dès que le coût de l'END dépasse le coût de renforcement du transformateur, le renforcement est réalisé de manière à minimiser le coût collectif.** Ainsi, au regard des incertitudes portant sur l'existence et la détermination de la valeur de la flexibilité pour les transformateurs, **le**

⁴⁵ Un pilotage automatique peut être l'activation d'un effacement asservie à une mesure trop basse de la tension, tandis qu'un pilotage manuel correspondrait à une activation manuelle de l'effacement suite à une prévision de pointe de consommation.

⁴⁶ Ou bien des équipements complémentaires : bancs de capacité, stockage. Les bancs de capacité sont capables de modifier localement la tension en absorbant ou en fournissant de l'énergie réactive.

⁴⁷ En dessous de 30 à 50 MWh, l'END est valorisée à 9,2 €/kWh, au-dessus à 20 €/kWh, Annales des Mines

bénéfice de réduction de l'énergie non distribuée ne sera pas évalué directement. Seul son majorant, « le coût d'investissement » sera considéré (voir Figure 11).

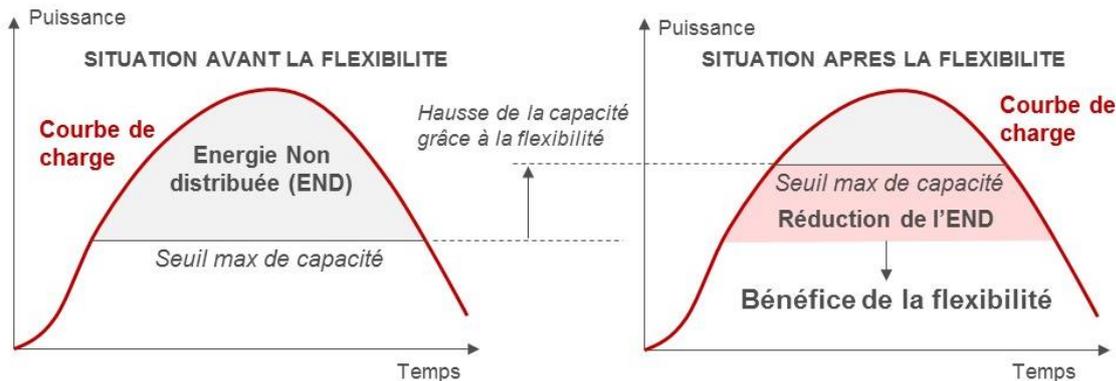


Figure 10 : bénéfice dégagé par la réduction de l'END

Hypothèse majorante de l'étude en situation N-1 : Le renforcement pour un matériel dimensionné en situation N-1 est réalisé lorsque la valeur de l'END atteint le coût du renforcement, c'est-à-dire avant que la P^*_{max} atteigne la borne supérieure suivante :

$$P^*_{max}(MW) = P. \text{ maximum admissible} + \frac{\text{Valeur du report de l'investissement } (\text{€}/\text{an})}{\text{Durée de la situation N-1 (h/an)} \times \text{Valeur de l'END } (\frac{\text{€}}{\text{MWh}})}$$

Condition d'équivalence économique entre le renforcement et l'END.

Figure 11 : détermination de l'hypothèse majorante de l'étude en situation N-1

Il est donc supposé que la flexibilité n'est utilisée que si cette borne supérieure est atteinte, ce qui impose une profondeur d'au moins 2 MW sur le transformateur HTB/HTA et de 1 à 2 MW pour le réseau HTA en intensité. Cela limite le bénéfice potentiel de la flexibilité⁴⁸.

3.2.2 Les rationnels techniques d'apparition des contraintes

Pour évaluer les contraintes sur le réseau, les GRD ne disposent pas de données de courbes de charge et de modèles de prévisions. C'est pourquoi ils analysent l'apparition des contraintes sur des critères en puissance à un instant donné (décrits ci-dessous), de manière à s'assurer l'absence de contrainte la plupart du temps.

De plus, lors de l'évaluation des contraintes, les GRD évaluent le réseau selon deux modes d'exploitation distincts : un régime normal, dit « **N** », lorsque tous les éléments d'un réseau local sont fonctionnels ; un régime de secours, dit « **N-1** », lorsqu'au moins un élément du réseau est défaillant (panne, chute d'arbre sur une ligne). À chaque régime, un seuil de tolérance est déterminé.

Les conditions d'évaluation du réseau sont différentes pour chaque régime opérationnel⁴⁹ :

- Pour le régime en **N**, c'est la **puissance à la température minimale de base**, P_{tmb} ayant une probabilité d'occurrence de 1 jour/an, qui est utilisée pour définir les conditions de simulation du réseau pour détecter une contrainte. Dans ce régime, il n'est pas toléré d'avoir de **l'énergie non distribuée**, c'est donc nécessairement un report ou un évitement d'investissement qui expliquera le bénéfice de la flexibilité.

⁴⁸ La flexibilité pourrait être utilisée pour réduire l'END sans nécessairement chercher à la supprimer.

⁴⁹ ERDF-PRO-RES_50E « Principes d'étude et règles techniques pour le raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF d'une installation de consommation en HTA », présentant les conditions d'évaluation du réseau lorsqu'une capacité supplémentaire se raccorde.

- Pour le régime en **N-1**, c'est la **puissance maximale à température normale**⁵⁰, P_{\max}^* , représentant la température moyenne du 15 janvier moyenné sur plusieurs décennies. Dans le régime **N-1**, les trois rationnels économiques décrits ci-dessus sont envisageables.

Pour l'analyse quantitative du bénéfice de la flexibilité, **les calculs et les seuils retenus dans chaque régime sont au moins aussi contraignants que ceux retenus par les GRD**. Le besoin de flexibilité est analysé en cohérence avec les règles actuelles des GRD, ce qui revient à maximiser le besoin de flexibilité (méthodes de majorations décrites en Figure 12 et Figure 11). Les écarts de la modélisation vis-à-vis des critères réels de la planification sont, à chaque fois qu'ils sont nécessaires, choisis de manière à augmenter le besoin de la flexibilité et donc à en minimiser la valeur finale.

Gestion de l'aléa climatique : le réseau est dimensionné pour un aléa climatique donné : les critères réglementaires actuels, définissent les puissances à la température minimale de base et la puissance à température normale sur une année standard au sens de l'aléa. Cela implique que pour l'évaluation des contraintes doit être réalisée sur une courbe de charge moyenne au sens de l'aléa climatique. L'impact du choix de la courbe de charge est étudié dans le paragraphe 3.4.3.4. D'autres critères, tels que ceux utilisés au niveau du réseau de transport (3 heures par an de défaillance), pourraient impliquer des analyses plus complexes sur l'aléa climatique, notamment par l'utilisation de méthodes probabilistes.

Les notions de P_{tmb} et de P_{\max}^* sont dédiées à la consommation. La pointe de production dépend beaucoup moins de l'aléa climatique, et donc c'est la puissance maximale d'injection qui permet de dimensionner le réseau. Dans certains cas, le réseau local de distribution relie des installations de production et de consommation sur des mêmes matériels. Les règles de dimensionnement sont alors les suivantes :

- Pour les contraintes liées à un trop fort soutirage, il est supposé que la production est nulle lors de l'étude à P_{tmb} ou P_{\max}^* .
- Pour les contraintes liées à une trop forte injection, il est supposé que la consommation est « faible », c'est-à-dire équivalente à 20 % de sa puissance maximum.

Dans l'étude, les critères sont adaptés pour un calcul en courbe de charge. Ainsi, pour les cas où la contrainte de soutirage est étudiée, il sera supposé qu'il n'y a pas d'injection. Pour les cas où la contrainte d'injection est étudiée, le minimum de consommation entre 20 % de la puissance maximum et la courbe de charge de consommation supposée sera retenu comme consommation (voir Figure 12). Cela permet de réaliser des cas d'étude répondant *a minima* aux critères d'études retenus par les GRD.

⁵⁰ Cette puissance est moins contraignante que la puissance à la température minimale de base.

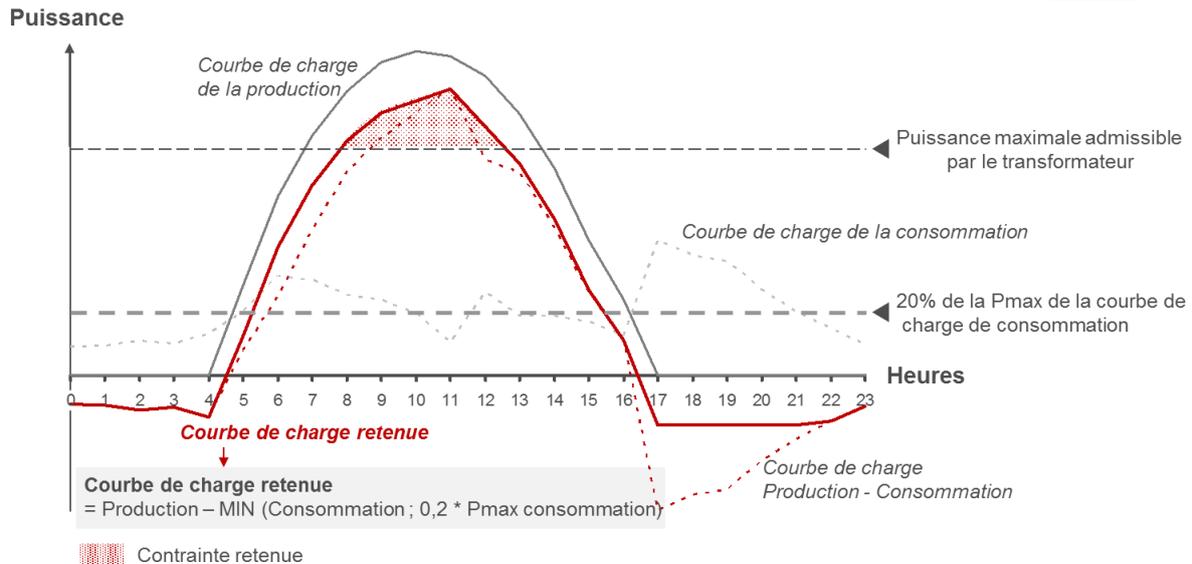


Figure 12 : calcul de la puissance transitant dans le transformateur HTA/BT – dans le cas des contraintes d’injection

3.2.3 Les rationnels selon les matériels mis sous contraintes

Certains équipements du réseau sont dimensionnés ou structurés pour le régime de secours, tandis que d’autres sont dimensionnés uniquement pour le régime normal. La suite de l’étude est donc partitionnée selon les trois matériels analysés.

Trois équipements principaux des réseaux sont étudiés dans l’étude : le transformateur HTB/HTA, le départ HTA et le transformateur HTA/BT. Si les rationnels économiques fondamentaux (report ou évitement d’investissement) demeurent les mêmes, les règles d’exploitation de ces équipements diffèrent, et donc la méthode de valorisation du bénéfice de la flexibilité aussi.

3.2.3.1 Matériel n° 1 : le transformateur HTB/HTA

Le **transformateur HTB/HTA est dimensionné pour la situation « N-1 »**. Ainsi, il doit être capable, en régime de secours, d’accueillir une charge supplémentaire, dans la mesure d’une alimentation « optimale en termes économiques » en situation N-1, c’est-à-dire tant que le coût du renforcement est inférieur à la réduction de **l’énergie non distribuée**.

Le transformateur HTB/HTA est soumis à une limite de température qui contraint la puissance qu’il peut faire transiter, aussi bien vers l’aval que vers l’amont du réseau. Le transformateur a donc une puissance nominale, et il peut tolérer, en **régime de secours**, un **dépassement à hauteur de 110 % en N-1**⁵¹.

Lorsqu’une contrainte potentielle apparaît, le GRD dispose de deux moyens pour repousser son apparition :

- **Reconfigurer, de manière durable, l’équilibrage des charges sur d’autres transformateurs disponibles du réseau** : dans certains cas, il est possible d’équilibrer les départs sur les différents transformateurs disponibles au sein d’un poste source. Cela permet ainsi d’utiliser le réseau existant au maximum de ces capacités.

⁵¹ ERDF-PRO-RES_50E « Principes d’étude et règles techniques pour le raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF d’une installation de consommation en HTA » et ERDF-PRO-RES_06E « Étude de l’impact sur la tenue thermique, la tension et le comptage dans les postes sources pour le raccordement d’une production décentralisée en HTA ».

- **Proposer de limiter, en continu, la puissance d'injection des énergies intermittentes (PV, éolien) ou la puissance de raccordement⁵².** Certains utilisateurs n'exploitent que marginalement la puissance maximale de leur installation, notamment les énergies intermittentes. Lorsqu'une demande de raccordement est réalisée, les GRD peuvent prévenir si la puissance demandée engendre des contraintes, et proposer une P_{max}^{53} , équivalent de la puissance souscrite pour le producteur, légèrement inférieure, évitant la contrainte et donc le coût du renforcement, sans pour autant remettre significativement en question l'utilisation prévue du réseau.

Ces optimisations seront considérées dans l'étude comme déjà réalisées, et la contrainte sera considérée inévitable sans renforcement ou flexibilité.

Report d'un renforcement sur deux transformateurs : le cas d'ENWL au Royaume-Uni (1/2)

- Le GRD britannique a identifié deux postes sources qui allaient entrer en **contrainte de puissance en situation N-1** dans les prochaines années.
- Le renforcement traditionnel aurait consisté en l'ajout d'un nouveau transformateur sur un poste et une augmentation de 10 MVA de puissance admissible sur un transformateur de l'autre poste, nécessitant un investissement plusieurs centaines de milliers de livres sterling.
- En utilisant de la flexibilité, ENWL a essayé de reporter l'investissement dans ces transformateurs.

3.2.3.2 Matériel n° 2 : Le départ HTA

Le départ HTA permet de distribuer le courant avec une tension de 20 kV dans la majeure partie de la France métropolitaine⁵⁴, en triphasé.

Les seuils de contraintes du réseau HTA sont définis dans la documentation technique de référence⁵⁵ :

- L'intensité du départ HTA ne peut pas dépasser l'intensité nominale prévue du câble ;
- La tension contractuelle en HTA : $\Delta U < 5\% U_{Contractuelle}$, avec $|U_{Contractuelle} - U_{Nominale}| < 5\%$. La tension nominale est de 15 ou de 20 kV selon les lieux. Par ailleurs, la tension du départ HTA est fixée au niveau du poste source, mais pas à la valeur $U_{Nominale}$: elle peut être placée à $+ 2/4\%$ par rapport à $U_{Nominale}$, ($U_{Nominale}$ est fixé à 20 kV dans les cas d'étude), de manière à optimiser la tension le long du départ.

Les départs HTA sont dimensionnés pour supporter l'intensité potentielle en situation N-1. En extrémité aval du départ, un interrupteur, appelé organe de manœuvre télécommandable, permet de connecter l'extrémité aval à un autre départ. Ainsi, un départ peut en secourir un autre en régime de secours : l'interrupteur en bout de départ peut être fermé si nécessaire pour réalimenter le départ coupé, à l'aide du départ « de secours ». Cependant, la tolérance pour les variations de tension y est plus élevée, de 8 % au lieu de 5 %⁵⁶. **Ainsi, la situation N sera dimensionnante pour la tension (critère plus contraignants en N) et la situation N-1 sera pour l'intensité⁵⁷.**

Lorsqu'une contrainte apparaît sur un départ HTA, le GRD dispose de trois moyens⁵⁸ pour la repousser sans renforcement :

⁵² Contrairement à la puissance de raccordement, qui correspond à une limite physique de puissance, la puissance souscrite est celle contractualisée auprès du GRD comme étant la puissance maximum obtenue par l'utilisateur du réseau et facturée à celui-ci.

⁵³ L'équivalent de la puissance souscrite pour les producteurs.

⁵⁴ ERDF-PRO-RES_50E.

⁵⁵ *Ibid.*

⁵⁶ *Ibid.*

⁵⁷ Sur certains réseaux urbains denses des situations N-2 sont considérées. Nous ne les étudierons pas dans cette analyse. En outre, il peut arriver que des contraintes en tension (variations de plus de 8 %) apparaissent en N-1, dans des cas spécifiques.

⁵⁸ ERDF-PRO-RES_50E.

- **Raccorder certains utilisateurs sur un départ voisin.**
- **Modifier les consignes opérationnelles des actifs de production qui sont à la main du GRD :** les actifs de production peuvent fournir ou absorber de **l'énergie réactive**. Cette énergie est la part non convertible dans une autre forme d'énergie. L'énergie réactive peut aisément être produite à partir des actifs de production d'électricité. Bien qu'elle ne soit pas valorisée sur les marchés de l'énergie, elle permet de modifier les caractéristiques d'un réseau de distribution. Le GRD est en mesure d'imposer **un réglage d'énergie réactive** fournie ou absorbée pour chaque actif de production raccordé en HTA⁵⁹. **Cependant, ce ratio n'est pas piloté en temps réel, mais le réglage peut être adapté lors d'une mise à jour du plan de tension⁶⁰ du réseau par le GRD.**
- **Proposer de limiter, en permanence, la puissance P_{max} ⁶¹ d'injection des énergies intermittentes (PV, éolien).** De la même manière que pour les contraintes sur le transformateur HTB/HTA, lorsqu'une demande de raccordement est réalisée, les GRD peuvent prévenir si la puissance demandée engendre des contraintes, et proposer une puissance de raccordement légèrement inférieure, évitant la contrainte et donc le coût du renforcement, sans pour autant dénaturer le projet de raccordement.

Ces optimisations seront considérées dans l'étude comme déjà réalisées, et la contrainte sera considérée inévitable sans renforcement ou flexibilité.

Les chutes de tension sur le réseau HTA : le cas d'Ergon Energy en Australie

- Dans les zones isolées du Queensland, le réseau HTA est constitué de très longs départs de 11 à 19 kV avec une faible densité de clients raccordés.
- Outre la surcharge sur certains transformateurs en situation N pendant les pics de consommation, les départs subissent d'importantes **chutes de tension, en situation N**.
- Afin de limiter ces chutes de tension, Ergon Energy a utilisé la flexibilité pour rehausser la tension le long du réseau, et la maintenir ainsi dans le domaine de tolérance.

3.2.3.3 Matériel n° 3 : Le transformateur HTA/BT

Le transformateur HTA/BT ne bénéficie pas de secours, il est dimensionné pour la situation N. C'est donc uniquement dans cette configuration que les contraintes, en puissance, pourront apparaître.

Comme le transformateur HTB/HTA, le transformateur HTA/BT est soumis à une limite en température qui restreint la puissance pouvant transiter par le transformateur. La contrainte est placée à 100 % de la puissance nominale en régime permanent, mais un dépassement de 10 % est toléré pendant 2 heures⁶².

A l'inverse des autres équipements étudiés, les GRD n'ont pas de nombreuses solutions pour mieux répartir les charges sur le réseau et libérer durablement de la capacité sur un transformateur HTA/BT. Seule une proposition de puissance souscrite inférieure à l'utilisateur, peut être réalisée.

Dans l'ensemble des cas du benchmark, il n'y a aucun cas représentant la résolution d'une contrainte sur des transformateurs de distribution publique.

⁵⁹ Dans la plage réglementaire d'un ratio puissance active sur puissance réactive de -0,35 à 0,4, comme indiqué dans chaque Documentation Technique de Référence.

⁶⁰ Le plan de tension est l'étude de l'évolution géographique de la tension le long du réseau dans une situation donnée. L'étude de ce plan de tension permet de mettre en valeur les contraintes de tension lors d'une étude de raccordement.

⁶¹ Équivalent de la puissance souscrite pour le producteur.

⁶² Documentation Technique de Référence d'ERDF : ERDF-PRO-RES_43E. Certains transformateurs récents peuvent accueillir un dépassement plus important. (ERDF-NOI-RES_02E).

3.2.4 Le périmètre de l'étude

L'étude est limitée au trois matériels décrits précédemment : les ouvrages relevant du réseau de transport ne sont pas étudiés, ni les ouvrages relevant de la basse tension (BT). L'exclusion de la basse tension repose sur deux raisons : (i) le foisonnement des consommations et de la production y est faible, ce qui rend les contraintes volatiles et peu estimables, (ii) l'observabilité est faible, en dehors des expérimentations.

En dehors de la résorption des contraintes techniques, l'étude ne prend pas en compte les bénéfices supplémentaires d'un renforcement, comme son impact sur les pertes du distributeur, l'amélioration de la qualité au sens du critère B⁶³ et l'embellissement.

Enfin, les externalités concernant les effets de l'utilisation de la flexibilité sur le reste du système électrique, comme sur le réseau de transport, ne sont pas prises en compte dans l'analyse de l'étude.

3.3 Les hypothèses dimensionnantes du bénéfice de la flexibilité

Chaque matériel possède ses propres caractéristiques et critères de dimensionnement, et donc ses propres rationnels économiques qui permettent de dégager du bénéfice avec la flexibilité. De plus, contrairement à un réseau de transport, la diversité des réseaux de distribution crée un nombre très important de situations différentes. À titre d'illustration, il existe environ 2 200 postes sources, 20 000 départs HTA, 700 000 postes HTA/BT. Cette partie détaille les hypothèses dimensionnantes clés pour l'analyse du bénéfice de la flexibilité.

3.3.1 Les hypothèses dimensionnantes par matériel

3.3.1.1 Matériel n° 1 : le transformateur HTB/HTA

Pour le transformateur HTB/HTA, les **hypothèses dimensionnantes** sont :

- **Le coût du renforcement évité ou reporté** : il s'agit de l'hypothèse principale, car elle représente le gain d'investissement qui peut être reporté par la flexibilité. Des exemples de coûts de renforcement sont notamment publiés dans les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)⁶⁴, avec un coût variant de 530 k€ à 1,95 M€ pour un gain de capacité de 10 à 36 MVA. **Le coût de 1,05 M€⁶⁵ est retenu pour l'étude, pour un gain de capacité supérieur à 10 MVA.**
- **La profondeur de la contrainte** : cette hypothèse permet de normaliser le coût du renforcement par rapport au besoin de flexibilité.
- **L'évolution de la profondeur de la contrainte dans le temps** : la profondeur de la contrainte n'est pas une donnée statique, mais peut évoluer sur plusieurs années. Par exemple, la consommation d'un quartier peut augmenter de 3 % par an selon l'évolution des usages, et donc augmenter la profondeur de la contrainte dans le temps. Cet aspect dynamique modifie fortement le bénéfice potentiel de la flexibilité. Ce point est étudié plus en détail dans le paragraphe 4.

Ainsi, le report d'un investissement d'un an pour remplacer un transformateur de 20 MVA par un transformateur de 36 MVA dégage un bénéfice de 71 k€/an⁶⁶. À titre illustratif, si la contrainte avait une profondeur de 500 kW, le bénéfice disponible serait de 142 €/kW/an.

⁶³ Le critère B est un indicateur mesurant la continuité de la fourniture d'électricité. Il représente le temps moyen d'interruption de fourniture d'électricité en minute par an vu par un client.

⁶⁴ S3REnR de Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Aquitaine et Poitou-Charentes.

⁶⁵ Coût moyen observé sur les données fournies par ERDF, en cohérence avec les coûts des S3REnR.

⁶⁶ Pour un investissement de 1,05 M€ et un taux t de 7,25 %, la formule en Figure 9 donne 71 k€/an, donc pour une profondeur de 0,5 MW, cela donne un bénéfice disponible de 142€ €/kW/an.

3.3.1.2 Matériel n° 2 : Le départ HTA

Pour les départs HTA, les **hypothèses dimensionnantes** sont :

- **La longueur du renforcement nécessaire** : on suppose ici qu'un renforcement consiste à modifier un câble ou à ajouter une ligne sur une certaine distance, de manière à résorber la contrainte. Le coût de renforcement des lignes HTA dépend de la zone. L'étude retient un coût de renforcement de 120 €/m en zone urbaine et semi-urbaine, et de 77 €/m en zone rurale⁶⁷. Dans le cas d'un renforcement suite à une contrainte en régime *N*, le renforcement est réalisé de manière à être suffisant pour 10 ans considérant l'évolution envisagée. Dans le cas d'un renforcement *N-1*, le départ est supposé renforcé sur la moitié de la longueur du départ⁶⁸.
- **La profondeur de la contrainte et sa topologie** : cette hypothèse permet de normaliser le coût du renforcement, identifié préalablement.
- **L'évolution de la profondeur de la contrainte dans le temps** : selon l'évolution de la contrainte dans le temps, notamment de sa profondeur, le bénéfice évoluera différemment. Ce point est étudié plus en détail dans le dans le paragraphe 4.

Ainsi, le report d'un investissement d'un an pour renforcer 1 km de départ HTA dégage un bénéfice de 5,2 à 8,1 k€. À titre illustratif, si la contrainte avait une profondeur de 500 kW, le bénéfice disponible serait de 10,4 à 16,2 €/kW/an⁶⁹.

3.3.1.3 Matériel n° 3 : Le transformateur HTA/BT

Les hypothèses dimensionnantes pour ce matériel sont :

- **Le coût du renforcement évité ou reporté** : il s'agit de l'hypothèse dimensionnante principale, car elle représente le gain d'investissement maximum qui peut être reporté par la flexibilité. Le coût estimé pour un nouveau transformateur HTA/BT jusqu'à 1 000 kVA est d'environ 27,5 k€⁷⁰.
- **La profondeur de la contrainte** : cette hypothèse permet de normaliser le coût du renforcement identifié préalablement.
- **L'évolution de la contrainte dans le temps** : selon l'évolution de la contrainte dans le temps, notamment de sa profondeur, le bénéfice évoluera différemment. Ce point est étudié plus en détail dans le dans le paragraphe 4.

Ainsi, le report d'un investissement d'un an pour renforcer jusqu'à 1 000 kVA un transformateur HTA/BT dégage un bénéfice de 8,4 k€/an. À titre illustratif, si la contrainte avait une profondeur de 500 kW, le bénéfice disponible serait de 17 €/kW/an⁷¹.

3.3.2 Les cas d'étude analysés

L'analyse du bénéfice potentiel de la flexibilité et des contraintes **est réalisée sur plusieurs cas d'étude**, qui représentent différents contextes plausibles d'apparition des contraintes. Chaque cas d'étude est défini par le matériel en contrainte (1, 2 ou 3), et par une évolution précise de la puissance transitant sur ce matériel pour les 15 années suivant l'entrée en contrainte.

Le matériel est supposé en limite de contrainte initialement (selon la description faite des contraintes pour chacun des matériels en 3.3.1). La définition de l'ensemble des cas d'étude repose sur la combinaison de différents paramètres (nature de la contrainte, sens de la contrainte, évolution

⁶⁷ Source Entretien ERDF.

⁶⁸ Hypothèse E-CUBE se basant sur une hypothèse d'un départ secourant entièrement un autre départ strictement identique.

⁶⁹ Application de la formule en Figure 2 pour un investissement de 77 000 à 120 000 € pour le kilomètre et un taux *t* de 7,25 %. Cela donne un gain annuel de 5,2-8,1 k€/an soit 10,4 à 16,2 €/kW/an pour une flexibilité de 500 kW.

⁷⁰ Source : Direction technique ERDF.

⁷¹ Calcul similaire au deux premiers matériels avec un investissement de 27,5 k€ et un taux de 7,25 %.

du réseau créant la contrainte), de manière à représenter au mieux l'ensemble des rationnels technico-économiques de la valeur de la flexibilité, sans pour autant être représentatif de la valeur de la flexibilité au niveau national.

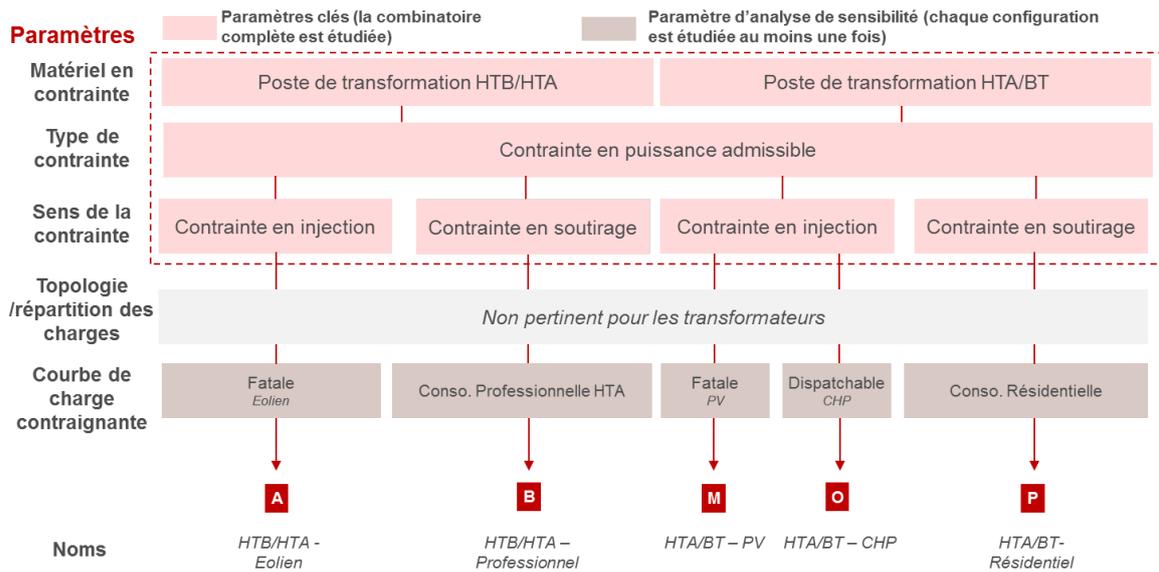


Figure 13 : cas d'étude pour les postes de transformation

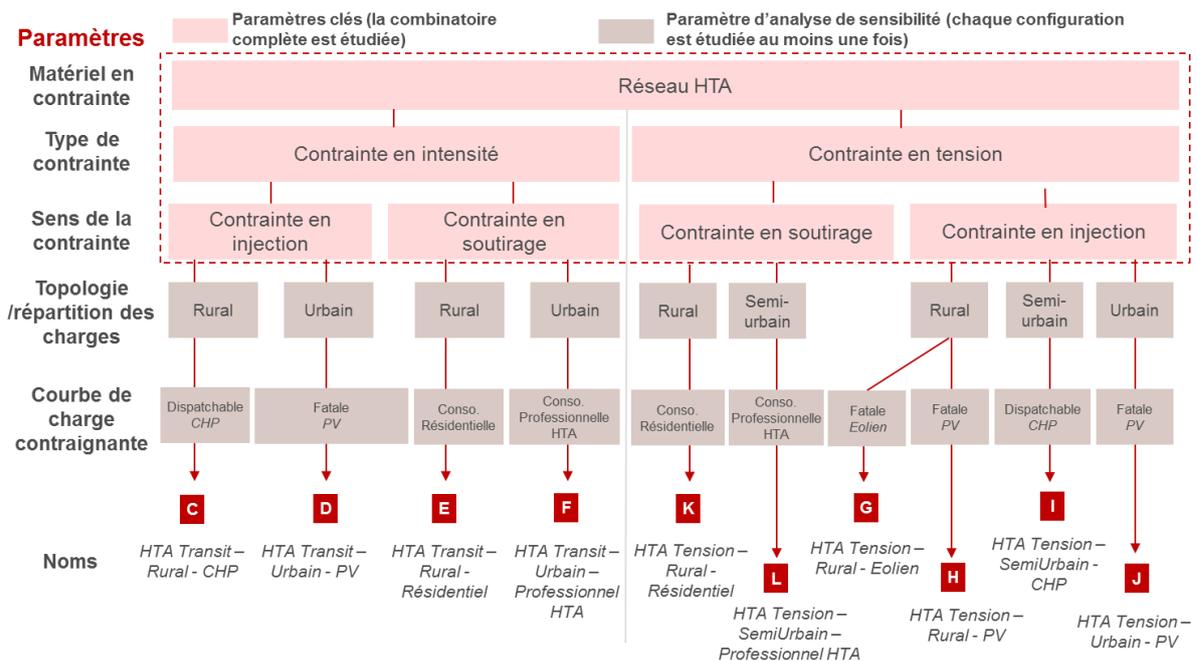


Figure 14 : cas d'étude pour le réseau HTA

3.3.2.1 Matériel n°1 : le transformateur HTB/HTA

En ce qui concerne le transformateur HTB/HTA (n° 1), la contrainte sera, dans tous les cas d'étude, due à un dépassement de la puissance admissible en situation **N-1** :

- Dans le sens d'injection (trop de production) :

- **Cas A – HTB/HTA – éolien⁷²** : Le transformateur entre en contrainte à cause du développement de la production à hauteur de 2 MW, d'un parc éolien
- Dans le **sens du soutirage** (trop de consommation) :
 - **Cas B – HTB/HTA – professionnel HTA⁷³** : Le transformateur entre en contrainte à cause de l'augmentation de la consommation industrielle et tertiaire de 5 %/an.

Pour les cas d'étude **N-1**, l'analyse en courbe de charge n'est pas nécessaire, **car il est supposé que la contrainte existe dès que la situation N-1 apparaît (hypothèse majorante de la contrainte par rapport aux critères de renforcement)**. Dès lors, seuls les cas d'injection et de soutirage restent pertinents.

3.3.2.2 Matériel n°2 : Le départ HTA

En ce qui concerne le **réseau HTA (n° 2)**, deux contraintes sont envisageables : une contrainte en intensité et une en tension.

- Lors d'une **contrainte en intensité (régime N-1)** :
 - En cas de contrainte d'**injection** :
 - **Cas C – HTA – transit – rural – CHP⁷⁴** : Le départ HTA en zone rurale (30 km de réseau) est contraint par le développement d'une unité de production dispatchable (arrivé d'une centrale dépassant de 1 MW la capacité N-1).
 - **Cas D – HTA – transit – urbain – PV** : Le départ HTA en zone urbaine (10 km de réseau) est contraint par le développement à hauteur de 5 %/an de production décentralisée PV.
 - En cas de contrainte de **soutirage** :
 - **Cas E – HTA – transit – rural – résidentiel** : Le départ HTA en zone rurale (30 km de réseau) est contraint par une croissance de 5 %/an de la consommation résidentielle.
 - **Cas F – HTA – transit – urbain – professionnel HTA** : Le départ HTA en zone urbaine (10 km de réseau) est contraint par l'augmentation de la consommation des industries et des bâtiments tertiaires raccordés à hauteur de 2 %/an⁷⁵.
- Lors d'une **contrainte en tension (régime M)** :
 - En **injection**, l'analyse est réalisée sur quatre cas d'étude :
 - **Cas G – HTA – tension – rural – éolien** : Le départ HTA en zone rurale (30 km de réseau) est contraint par le développement de l'éolien (arrivé de deux parcs de 750 kW, un en milieu et un en extrémité de départ), alors que la consommation est faible, de type résidentiel. La profondeur de la contrainte est de l'ordre de 150 kW.
 - **Cas H – HTA – tension – rural – PV** : Le départ HTA en zone rurale (30 km de réseau) est contraint par le développement de la production photovoltaïque (croissance de 5 %/an du parc, situé en milieu et en extrémité de départ), alors que la consommation est faible, de type résidentiel.
 - **Cas I – HTA – tension – urbain – CHP** : Le départ HTA en zone urbaine (10 km de réseau) est contraint par l'arrivée de 5,5 MW de production décentralisée dispatchable (cogénération dans ce cas d'étude), alors que la consommation est faible, de type résidentiel.
 - **Cas J – HTA – tension – urbain – PV** : Le départ HTA en zone urbaine (10 km de réseau) est contraint par le développement de la production photovoltaïque (2 %/an).
 - En **soutirage**, l'analyse est réalisée sur deux cas d'étude
 - **Cas K – HTA – tension – rural – résidentiel** : Le départ HTA en zone rurale (30 km de réseau) est contraint par une croissance de 5 %/an de la consommation résidentielle.

⁷² La définition du nom repose sur la logique suivante : pour les transformateurs : « Lettre de numérotation » - « matériel étudié » - « courbe de charge contraignante ». Pour les départs HTA : « Lettre de numérotation » - « matériel » - « type de contrainte » - « topologie du réseau » - « courbe de charge contraignante ».

⁷³ Professionnels HTA : clients industriels ou tertiaires raccordés directement sur le réseau HTA.

⁷⁴ *Combined Heat and Power* (CHP) : centrale de cogénération, qui produit simultanément de l'électricité et de la chaleur.

⁷⁵ Les pourcentages de croissance (2 à 5 %/an) sont choisis de manière à illustrer la diversité des cas d'étude possibles.

Cas L – HTA – tension – semi-urbain – professionnel HTA : Le départ HTA en zone semi-urbaine (20km de réseau) est contraint par l'augmentation de la consommation des industries et des bâtiments tertiaires raccordés à hauteur de 2 %/an.

3.3.2.3 Matériel n° 3 : Le transformateur HTA/BT

En ce qui concerne le **transformateur HTA/BT (n° 3)**, la contrainte sera, dans tous les cas d'étude, due à un dépassement de la puissance admissible en situation **N** :

- En **injection** :
 - **Cas M – HTA/BT – PV** : Le transformateur entre en contrainte à cause du développement du photovoltaïque à hauteur de 5 %/an.
 - **Cas O HTA/BT – CHP** : Le transformateur entre en contrainte à cause de l'installation d'un générateur de production décentralisée dispatchable (une cogénération dans ce cas d'étude) délivrant une puissance en excès de 50 kW.
- En **soutirage** :
 - **Cas P - HTA/BT – résidentiel** : Le transformateur entre en contrainte à cause de l'augmentation de la consommation résidentielle de 2 %/an.

À ces cas d'étude s'ajoutent différentes analyses de sensibilités sur les résultats dans le paragraphe 3.4.3, concernant la longueur du départ et le développement des véhicules électriques.

3.4 **Ordre de grandeur du bénéfice potentiel selon les matériels**

Pour chaque cas d'étude, l'analyse détermine le bénéfice potentiel de la flexibilité, en supposant que le matériel est à la limite de contrainte au début de l'analyse et donc en contrainte dès l'année 1. L'analyse ne s'intéresse donc qu'aux situations et périodes de temps où le bénéfice potentiel de la flexibilité est non nul. **Rappelons que, dans la majorité des équipements du réseau actuel, il n'y a pas de contrainte, donc pas de bénéfice potentiel de la flexibilité⁷⁶. Cependant, avec la croissance des puissances d'injection ou de soutirage sur le réseau, les cas où un bénéfice potentiel existe devraient apparaître au fur et à mesure.**

Afin de normaliser le bénéfice potentiel de la flexibilité selon le besoin de la flexibilité, le report de l'investissement est rapporté à la « profondeur » de la contrainte, soit une valeur en €/kW/an.

Cette métrique du bénéfice potentiel de la flexibilité permet une comparaison aux bénéfices de la flexibilité sur les différents marchés nationaux. À titre de référence, au niveau national, la flexibilité est valorisée sur différents marchés à des niveaux variables:

- les appels d'offres d'effacement⁷⁷, dont le prix marginal était de 3,2 €/kW/an⁷⁸ pour 2015 et environ 6 €/kW/an pour 2014 ;
- les appels d'offres réalisés par RTE pour les réserves rapide et complémentaire⁷⁹ ont été respectivement conclus à un prix marginal de 36 €/kW/an et 21 €/kW/an pour 2015⁸⁰ ;
- sur le mécanisme de capacité, dont la valeur du certificat n'est pas encore connue, mais a été estimé de 0 à 30 €/kW/an par RTE en 2014⁸¹.

⁷⁶ Plus précisément, le bénéfice de la flexibilité existe à hauteur de la valeur de l'énergie non distribuée actuellement estimée. L'étude utilise un majorant en ne retenant que les cas où la valeur de l'énergie non distribuée égale ou dépasse le coût du renforcement matériel.

⁷⁷ Appels d'offres pour assurer une capacité d'effacement disponible dans le marché d'ajustement. Le format associé à cet appel d'offre est de 20 activations annuelles, pour une durée consécutive maximum d'appel de 1 à 4 heures selon le choix du fournisseur d'effacement.

⁷⁸ Communiqué Smart Grid Energy du 05/12/2014.

⁷⁹ Appels d'offres pour assurer une capacité de production ou d'effacement disponible dans un délai donné sur le marché d'ajustement. Pour ces appels d'offres, les capacités doivent être disponibles tous les jours pour, avec deux activations par jour au minimum, sur une durée consécutive d'appel d'au moins 30 min et jusqu'à une heure.

⁸⁰ Dépêche RTE du 12/02/2015 sur les résultats des réserves rapide et complémentaire.

⁸¹ Mécanisme de Capacité : Rapport d'accompagnement de la proposition de règles de RTE, avril 2014.

Comparé à ces valeurs nationales, le bénéfice potentiel de la flexibilité sur les réseaux de distribution est nettement plus volatile. En effet, ce bénéfice répond à des effets de seuils, notamment lorsqu'un renforcement est nécessaire, alors que la contrainte est relativement peu profonde. Cela peut expliquer des valeurs qui peuvent dépasser les 300 €/kW/an provisoirement, avant de diminuer. Cette évolution temporelle est illustrée en Figure 15 et étudiée en analyse de sensibilité au paragraphe 3.4.3.1. Ces écarts sont illustrés par l'analyse de sensibilité, qui compare le bénéfice potentiel de la flexibilité selon le rythme d'évolution de la contrainte après son apparition (voir paragraphe 3.4.3.1).

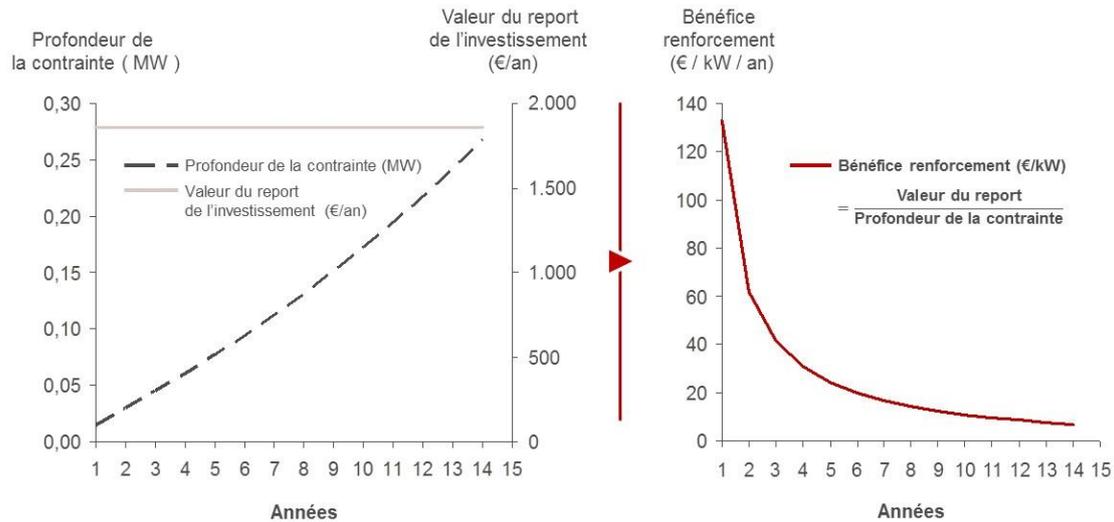
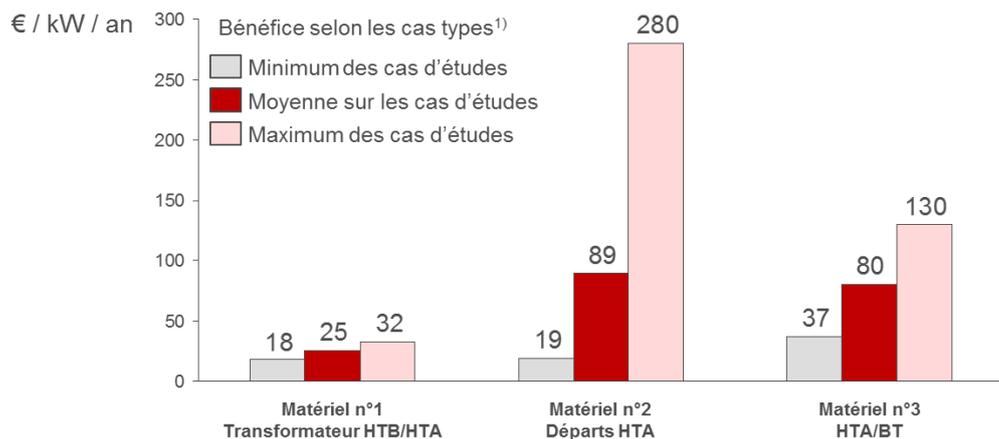


Figure 15 : évolution du bénéfice de la flexibilité (€/kW/an) dans le temps sur le cas M – HTA/BT – PV

De manière corollaire, la valeur sur les réseaux de distribution peut rapidement s'amoinrir, lorsque la contrainte devient de plus en plus profonde. Cela explique que la valeur moyenne sur les premières années est bien moindre vis-à-vis de la valeur maximale, généralement présente lors de la première année suivant l'entrée en contrainte.



1) Pour chaque matériel et chaque cas d'études, c'est la moyenne du bénéfice potentiel sur les 5 premières années qui est déterminée. Pour chaque matériel, les valeurs min, max et moyenne du graphe représentent les valeurs extrêmes et moyennes prises parmi les cas d'études associés à ce matériel.

Figure 16 : le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels et les cas, moyenné sur les 5 premières années

Lorsqu'une contrainte apparaît, ce qui concerne chaque année une partie limitée des réseaux de distribution, le bénéfice potentiel par kW de flexibilité nécessaire peut s'établir localement à un niveau moyen d'environ 30 à 90 €/kW/an. Ce bénéfice provient selon les cas du report

d'investissement ou de la réduction de l'énergie non distribuée ; les valeurs estimées sont comparables voire supérieures aux niveaux de valorisation actuels de la flexibilité à l'échelle nationale.

En ce qui concerne le bénéfice potentiel en €/kW/an, le réseau HTA semble plus intéressant sur les cas étudiés, suivi des transformateurs HTA/BT et HTB/HTA. Sur le réseau HTA, le coût du renforcement est linéaire selon le besoin de lignes à remplacer, ce qui peut expliquer des coûts très élevés de renforcement pour les départs HTA ruraux, et donc un bénéfice potentiel élevé. C'est notamment une conséquence de la politique d'enfouissement des lignes des GRD, qui renchérissent les coûts de renforcements, au profit d'une amélioration de la qualité, au sens du critère B. La flexibilité n'offre pas ce service additionnel.

Notons pour autant que le bénéfice potentiel disponible en « valeur absolue » (k€), sur une situation d'investissement donnée, est nettement plus élevé pour les cas d'étude concernant le renforcement HTB/HTA, car les projets de renforcements évoluent dans un autre ordre de grandeur de coûts. En effet, le report d'un transformateur HTB/HTA peut dégager 70 k€/an, tandis que le report d'un transformateur HTA/BT ne peut dégager que 1,8 k€/an.

Nous le verrons dans le chapitre suivant, un bénéfice potentiel élevé n'implique pas nécessairement une valeur nette fortement positive. **En effet, à l'inverse de la situation nationale ou toutes les flexibilités sont en concurrence, seules les flexibilités localement disponibles et viables techniquement pourront répondre à la contrainte, ce qui peut fortement limiter l'offre de flexibilité viable économiquement.**

3.4.1 La valeur de la flexibilité en €/kW/an selon les cas d'étude

Selon l'évolution du réseau et de ses utilisateurs, la valeur de la flexibilité évolue dans le temps. Sur un réseau « en évolution permanente », c'est-à-dire où la contrainte est en croissance continue (ex : 2 ou 5 % par an), la profondeur de la contrainte, c'est-à-dire le niveau de dépassement de la capacité nominale de l'équipement, augmente année après année. **Dans ce cas, le bénéfice potentiel de chaque kilowatt de contrainte diminue.** Sur un réseau peu ou pas « évolutif », c'est-à-dire où la contrainte est stable dans le temps suite à son apparition (ex : installation d'un parc PV centralisé de 2 MW), le bénéfice potentiel de la flexibilité, exprimée en €/kW/an, sera constant.

Lorsque les conditions sont évolutives, la flexibilité a beaucoup de valeur lors des premières années de contraintes du fait du coût alors important du renforcement vis-à-vis de sa nécessité, puis celui-ci devient plus intéressant au fur et à mesure que le besoin et le coût de la flexibilité nécessaire augmente. À l'inverse, sur un réseau non évolutif, le bénéfice de la flexibilité devrait rester relativement constant, et donc intéressant uniquement si la profondeur de la contrainte est faible.

Il est possible de représenter, pour l'ensemble des matériels, le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les années et différentes hypothèses d'évolution, ce qui est réalisé sur la figure ci-dessous (Figure 17) en moyennant les résultats des cas d'étude.

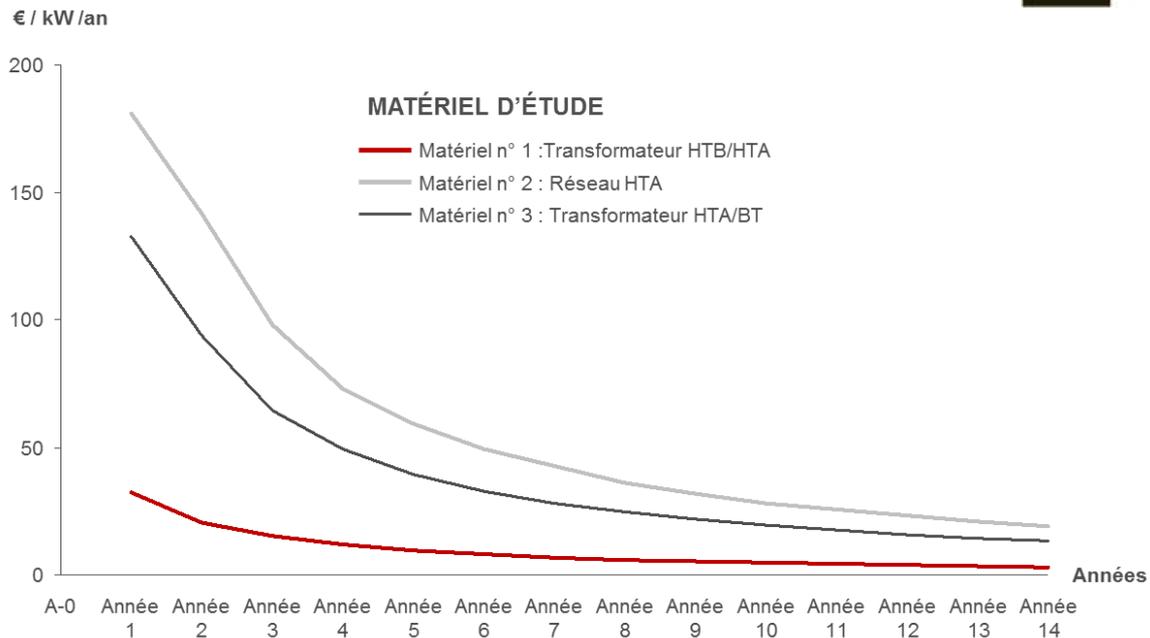


Figure 17 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon le matériel pour les cas d'étude avec des contraintes en croissance

Le bénéfice annuel est cependant très variable en fonction des cas d'étude, entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé (transformateur ou réseau), et en fonction du temps. Le bénéfice se concentre ainsi sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte est faible. Le bénéfice est, pour le réseau HTA, généralement plus important sur les cas d'étude ruraux.

- L'ordre de grandeur du bénéfice potentiel de la flexibilité reste similaire pour les trois matériels étudiés. Sans considération des gisements et coûts des flexibilités il n'y a pas de matériel présentant un intérêt plus significatif qu'un autre.
- Après les premières années, le bénéfice potentiel de la flexibilité dépasse rarement les 60 €/kW/an, l'ordre de grandeurs de ce bénéfice s'apparente à celui de la valorisation des réserves⁸² sur les marchés nationaux.

Ces constats sont présents, quels que soient les utilisateurs (ou « courbes de charge ») à l'origine de ces contraintes, qui ont peu de conséquences sur le bénéfice potentiel. Nous le verrons les utilisateurs (et les courbes de de charges) auront un impact de premier plan sur le coût de la flexibilité.

Le rythme d'évolution de la contrainte est le facteur déterminant du bénéfice potentiel de la flexibilité. Selon ce rythme d'évolution, le bénéfice potentiel cumulé peut être démultiplié.

Le rythme d'évolution de la contrainte a trois effets :

- Il détermine le bénéfice disponible lors des premières années, comme le montre l'écart entre les trois courbes décroissantes sur la Figure 17 ci-dessus, notamment lors de l'année 1 ;
- Il détermine la vitesse de décroissance du bénéfice potentiel sur les années futures : plus la croissance de la contrainte est lente, plus le renforcement a un coût élevé vis-à-vis d'une contrainte qui reste relativement faible sur une durée d'autant plus longue que la croissance de la contrainte est faible. Dès lors, la flexibilité peut capter plus significativement de la valeur (en €/kW/an) ;
- À l'extrême, l'installation unique d'une nouvelle charge sans autre modification, fixe le bénéfice potentiel pour l'ensemble des années futures.

⁸² Y compris les réserves tertiaires : réserves rapides et complémentaires.

C'est pourquoi les résultats en termes de bénéfice potentiel sont présentés par matériel et selon le rythme d'évolution de la contrainte.

3.4.1.1 Évolution du bénéfice sur le matériel n° 1 : le transformateur HTB/HTA

Le transformateur HTB/HTA représente un coût de mutation (remplacement par un transformateur de capacité plus importante) de l'ordre de 1 M€. Chacun des 2 200 postes sources intègre entre un et cinq transformateurs dans la majorité des cas. Nous retenons une puissance de transit de 20 MVA dans la situation initiale. **Le bénéfice potentiel de la flexibilité lors de la première année s'établit localement autour de 35 €/kW/an selon la contrainte, comme le montre la Figure 18 ci-dessous.**

Dans le cas d'étude A, où un parc de production éolien centralisée de 2 MW est raccordé sur le réseau aval du transformateur étudié, sans autre modification du réseau local, le bénéfice potentiel de la flexibilité est environ de 35 €/kW/an, stable sur la durée.

Dans le cas d'étude B, où la consommation se développe en aval du transformateur, à un rythme de 5 %/an, le bénéfice potentiel est initialement d'environ 35 €/kW/an, puis diminue en 3 ans à moins de 20 €/kW/an.

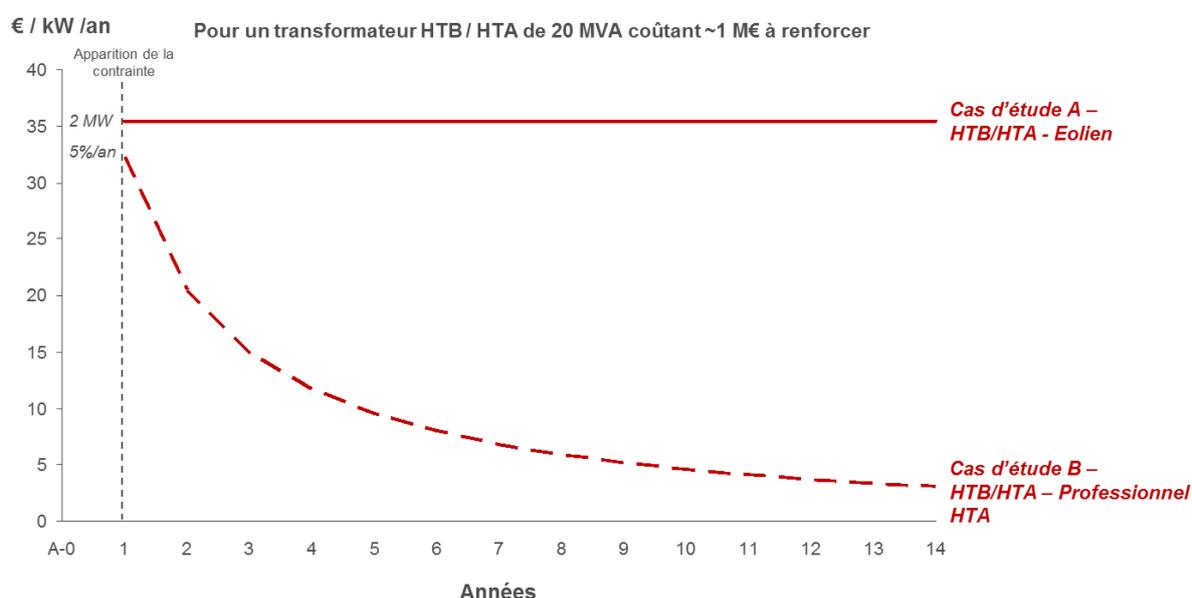


Figure 18 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un transformateur HTB/HTA

En termes absolus, les cas d'étude A⁸³ et B⁸⁴ dégagent un bénéfice potentiel cumulé (dans le temps) actualisé d'environ 300 k€ par cas sur les 5 premières années. Compte tenu de cette valeur de report, le bénéfice de la flexibilité peut donc être potentiellement élevé tant que la profondeur de la contrainte reste limitée. À titre d'illustration, le bénéfice potentiel cumulé (dans le temps, sur 5 ans) actualisé et rapporté à la profondeur de la contrainte à 5 ans est de 150 €/kW pour le cas A⁸⁵. Cela représente l'investissement maximum dans la flexibilité sur 5 ans qui permettrait de dégager de la valeur. Ce montant est de 42 €/kW pour le cas B.

3.4.1.2 Évolution du bénéfice sur le matériel n° 2 : le réseau HTA

Le réseau HTA est le cœur du réseau de distribution, avec environ 22 000 départs HTA en France. Ces lignes de 20 kV vont de quelques kilomètres à plusieurs dizaines de kilomètres de longueur.

⁸³ Le cas A correspond au développement d'un parc de production éolien engendrant une contrainte en N-1 de 2 MW.

⁸⁴ Le cas B correspond au développement de la consommation professionnelle HTA à hauteur de 5 %/an.

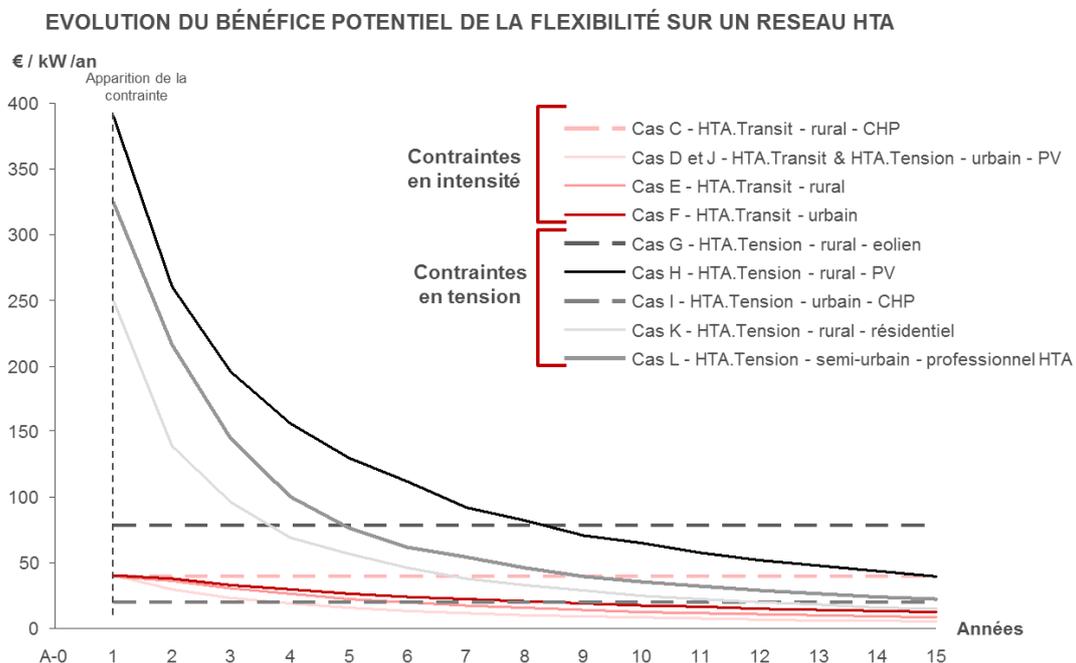
⁸⁵ Division de 300 k€ par la profondeur de la contrainte à l'année 5, soit 2 MW pour le cas A et environ 7 MW pour le cas B.

Contrairement aux autres matériels, dont le bénéfice potentiel dépend exclusivement du coût du renforcement et de la profondeur de la contrainte, le réseau HTA se distingue par deux éléments :

- Le coût du renforcement dépend de la topologie locale. D'une part, le coût de renforcement linéaire (€/km) n'est pas le même selon que l'environnement soit urbain ou local, avec un coût supérieur en milieu urbain (coût d'intervention, d'enfouissement, coût du foncier). D'autre part, la longueur du renforcement dépend aussi de cette topologie, en nécessitant des renforcements plus longs sur les départs ruraux, eux-mêmes significativement plus longs. D'autres paramètres topologiques (longueur de l'ossature, longueur des branches, etc.) ont un impact sur la valeur. Nos cas d'étude ne détaillent pas ces paramètres et conservent une topologie simplifiée.
- Les contraintes de tension sont une spécificité du matériel HTA parmi les matériels étudiés. Pour ces contraintes, les puissances d'injection et de soutirage n'ont pas les mêmes impacts sur le réseau (le réseau étant dimensionné pour accueillir le maximum de consommation, il a plus de difficulté à accueillir de la production – par exemple, avec une tension réglée à + 2 % au niveau du poste source). En effet, le réseau HTA est plutôt dimensionné pour la consommation que pour la production. La tension est donc légèrement surélevée de 2 % à 4 %⁸⁶ au point de raccordement du départ HTA avec le poste source. Nous considérons dans cette étude que ce réglage reste fixe. Cela implique une résistance plus importante aux chutes de tension qu'aux hausses de tension, afin de rester dans le domaine de tolérance (voir paragraphe 3.2.3.2).

Ces deux éléments expliquent une plus grande diversité du bénéfice potentiel de la valeur sur ce matériel.

Les résultats des cas d'étude sont présentés sur la Figure 19 ci-dessous. Le bénéfice potentiel de la flexibilité sur la première année varie entre 20 €/kW/an et peut atteindre 400 €/kW/an⁸⁷. La valeur est nettement plus élevée pour les cas ruraux de production. Elle s'explique par un renforcement long (jusqu'à 15 km dans les cas C, G et H) et une plus faible capacité d'accueil de la production.



⁸⁶ Dans les cas d'étude où la contrainte est due à une surtension, on suppose que le réglage est de 2 %, dans les cas d'étude où la contrainte est due à une sous-tension, on suppose que le réglage est de 4 %. Le GRD peut modifier occasionnellement ce réglage.

⁸⁷ Avec une profondeur de contrainte pour autant non négligeable (200 kW). Le chapitre 3 détaille les contraintes qui pèsent sur la valorisation de flexibilité sur des profondeurs limitées, même si la valeur marginale est très élevée

Figure 19 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un réseau HTA

Les cas ruraux sont particulièrement exposés aux contraintes en tension, du fait de la longueur du départ (voir paragraphe 3.4.3.2). Lorsque le départ devient plus court, les contraintes en tension disparaissent. C'est pour cela que le cas d'étude J, avec un réseau urbain d'une longueur de 10 km, n'aboutit pas à l'apparition de contraintes, et donc pas à l'apparition de bénéfice. Dans ce cas, les contraintes en intensité apparaissent avant les contraintes en tension. Or si des contraintes d'intensité apparaissent en régime *N*, c'est qu'elles existent en régime *N-1*. Ainsi, le cas d'étude J se confond avec le cas D, comportant l'apparition des contraintes en intensité en régime *N-1*, suite à une augmentation de la production de cogénération urbaine.

En ce qui concerne les cas d'étude sur les contraintes en intensité en *N-1*, le bénéfice potentiel ne dépend que de la topologie et de la profondeur de la contrainte. Les bénéfices potentiels de la flexibilité de ces cas d'étude ne sont pas significativement différents des cas d'étude en régime *N*, et se trouvent dans la tranche de bénéfice de 70 à 200 €/kW/an pour la première année.

En termes absolus, le bénéfice potentiel cumulé actualisé sur 5 ans s'établit localement de 165 à 320 k€/kW, proche des bénéfices offerts par le report d'un investissement dans un transformateur HTB/HTA. Rapporté à la profondeur de flexibilité au bout de ces 5 ans, cela dégage un bénéfice cumulé actualisé de 90 à 400 €/kW, selon les cas d'étude.

3.4.1.3 Évolution du bénéfice sur le matériel n° 3 : le transformateur HTA/BT

Le transformateur HTA/BT est le plus petit matériel analysé dans cette étude. Il en existe environ 750 000 en France, et leur taille varie de 100 kVA à 1 MVA. Le modèle retenu ici pour l'analyse est de 250 kVA dans la situation initiale. Son coût de renforcement est faible vis-à-vis des matériels précédents, avec un investissement de 27,5 k€, soit 2,7 % du coût de renforcement d'un transformateur HTB/HTA.

Néanmoins, le bénéfice potentiel de la flexibilité, en €/kW/an, reste élevé pour les premières années d'analyse, avec des valeurs numériques oscillant de 20 à 170 €/kW/an. Les cas d'étude P et M, qui supposent respectivement un développement de la consommation de 2 % et de la production PV de 5 %, se distinguent par un bénéfice très élevé initialement, de l'ordre de 170 €/kW/an, notamment car la contrainte est d'une profondeur de l'ordre de 10 kW lors de la première année (due à la croissance d'environ 2 à 5 % de la pointe d'injection ou de soutirage pour un transformateur de 250 kVA). Tant que cette contrainte ne s'élève pas au-dessus de 50 kW, soit 25 % de la capacité initiale du transformateur HTA/BT, le bénéfice potentiel est supérieur à 40 €/kW/an.

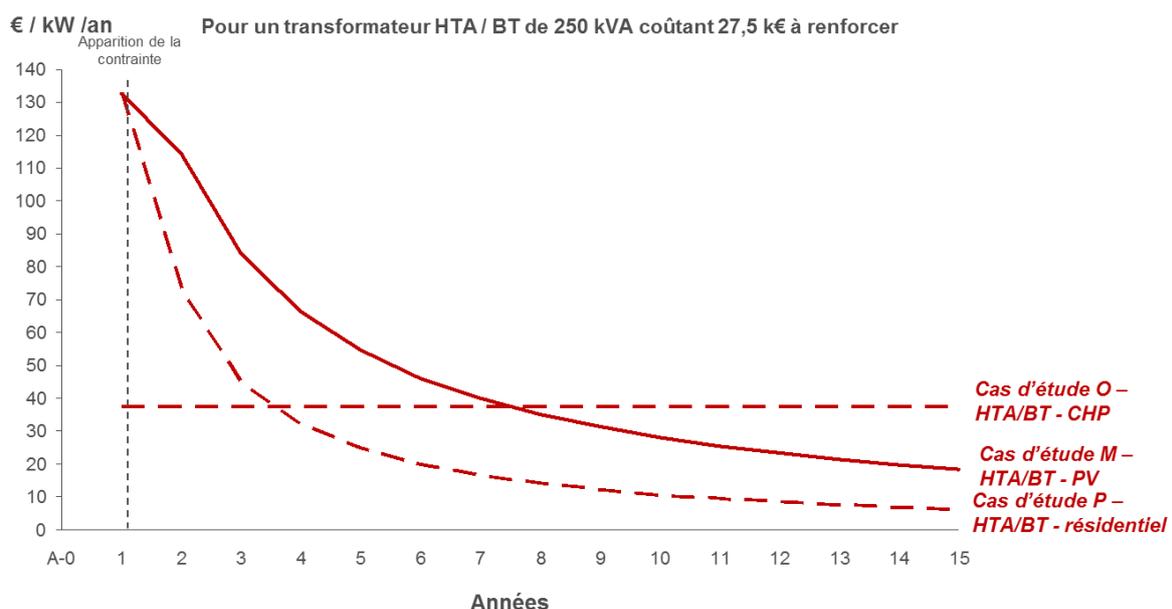


Figure 20 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un transformateur HTA/BT selon les cas d'étude

En termes absolus, la somme cumulée actualisée du bénéfice sur 5 ans reste limitée à 7,6 k€/kW (indépendamment du cas, la valeur du report étant la même), ce qui est faible. Cependant, rapportée à la contrainte constatée au bout de 5 ans, cela dégage un bénéfice cumulé actualisé de 323 €/kW pour le cas M, 121 €/kW pour le cas P – HTA/BT – résidentiel et 151 €/kW pour le cas O, soit des ordres de grandeurs plus élevés que pour les cas d'étude du transformateur HTB/HTA.

3.4.2 La forme des contraintes détectées

La forme de la contrainte, au même titre que le bénéfice potentiel, est un résultat intermédiaire important pour le calcul de la valeur nette de la flexibilité. Ce résultat est notamment nécessaire pour dimensionner les flexibilités résolvant une contrainte en situation *N*, car la courbe de charge définit la durée d'utilisation de la flexibilité.

C'est donc à partir de la forme de la contrainte qu'il sera possible de déterminer quelles sont les technologies de flexibilité pouvant répondre à la contrainte, et quel sera le dimensionnement de ces flexibilités. Par exemple, une contrainte continue sur plusieurs jours ne pourra pas être résolue par une batterie qui ne tiendrait que quelques heures.

La forme générale de la contrainte ne dépend pas spécifiquement du matériel, mais beaucoup plus de la courbe de charge à l'origine de la contrainte⁸⁸. L'étude caractérise la forme de la contrainte avec quatre statistiques principales : la durée consécutive d'appel maximum, la fréquence des contraintes, la durée totale d'appel sur l'année des contraintes et la profondeur de la contrainte.

La forme de la contrainte évolue dans le temps, pas uniquement sa profondeur. En effet, comme le montre la Figure 21, la hausse de la profondeur de la contrainte implique une hausse de la durée consécutive d'appel maximum et de la durée totale d'appel sur l'année. La fréquence évolue différemment, face à deux leviers qui s'opposent : à la hausse, plus la profondeur est élevée, plus les pointes de consommation ou d'injection secondaires peuvent dépasser la puissance admissibles du matériel ; à la baisse, car les périodes en contraintes peuvent fusionner pour créer une contrainte longue, comme le montre la Figure 21.

⁸⁸ Les courbes de charges utilisées pour ces analyses sont des exemples fournies par ERDF et Gérédis. Elles concernent une courbe de charge résidentiel, plusieurs courbes de charges industrielles et tertiaires, des courbes de charges PV et éolien. Elles illustrent des cas réels, mais n'ont pas prétention à être représentatives.

Illustration sur un jour de janvier 2014

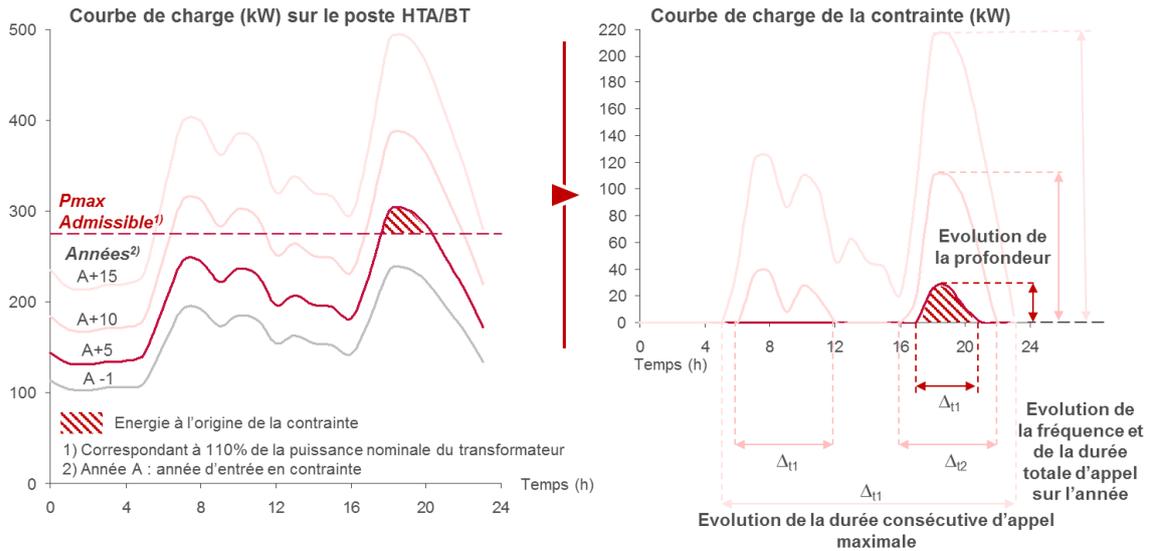


Figure 21 : évolution des caractéristiques de la contrainte avec une croissance de la courbe de charge contraignante

3.4.2.1 Contraintes d'injection

La Figure 22 ci-dessous présente, dans les cas d'étude concernant une contrainte d'injection évoluant de 5 %/an sur le réseau HTA, la durée consécutive d'appel maximum des contraintes et la fréquence des contraintes.

Lorsque la contrainte est superficielle, sa fréquence est faible pour toutes les courbes de charges, illustrant la rareté d'atteinte de la pointe d'injection ou de soutirage. Lorsque la contrainte devient plus profonde, après 3 à 6 années de croissance, elle est beaucoup plus fréquente pour le cas photovoltaïque, illustrant un phénomène journalier, tandis que l'éolien reste sur une contrainte inférieure à 200 occurrences/an, même aux profondeurs les plus importantes.

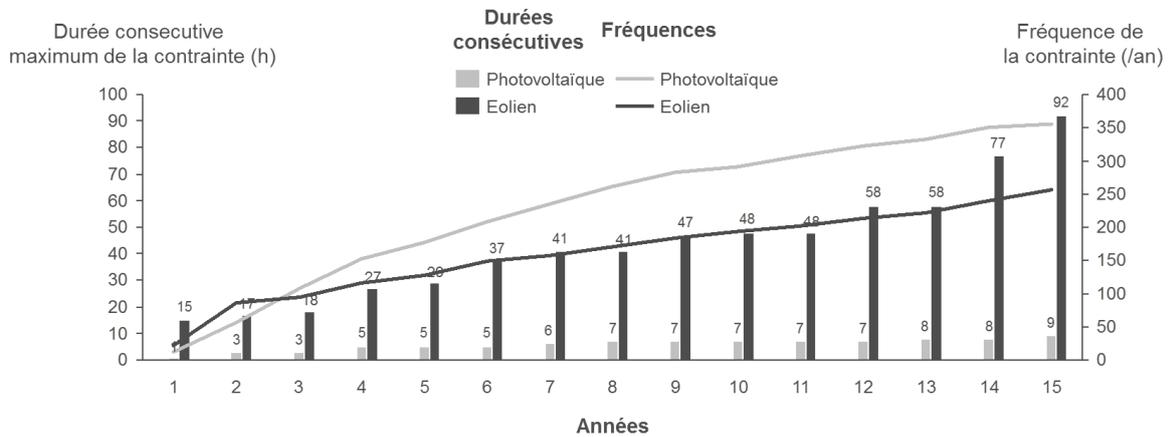


Figure 22 : évolution des caractéristiques de la contrainte selon la courbe de charge contraignante d'injection (PV/éolien) dans les cas d'étude du réseau HTA avec une croissance de 5 %

La forme des contraintes est « courte », avec une durée inférieure à 50 h/an et une durée consécutive d'appel maximum inférieure à 12 h, pour les contraintes liées à la production photovoltaïque. Elle est longue, plus de 500 h/an en durée totale d'appel sur l'année et des durées consécutives maximales supérieures à un jour, dans le cas d'une contrainte liée à la production éolienne.

Les caractéristiques de la courbe de charge retenues pour une production dispatchable, de type cogénération, ne sont pas présentées sur la Figure 22. Cela s'explique par une forme de contrainte extrêmement spécifique. On constate une unique contrainte sur l'année, qui dure tout l'hiver. Elle s'explique par les tarifs d'obligation d'achat qui incitent les installations de cogénération à produire tout

l'hiver. Cela nécessiterait donc une flexibilité disponible sur près de 2000 h/an, en hiver, ce qui apparaît improbable. **La forme des contraintes sur les cas d'étude I et O ne sont donc pas étudiés plus en détail.**

Nous détaillons ci-dessous l'analyse des formes des contraintes selon différentes causes (production photovoltaïque ou éolienne).

3.4.2.1.1 Forme des contraintes avec une courbe de charge photovoltaïque

Pour une contrainte générée par le photovoltaïque, comme dans le cas d'étude H, les contraintes seront centrées sur quelques heures, et pourront devenir quasi quotidiennes avec l'augmentation de la profondeur. Cela apparaît sur la Figure 23 ci-dessous, qui montre l'évolution de la forme de la contrainte photovoltaïque pour 4 jours d'août (notons que dans une situation réelle le placement de ces jours dans l'année varie en fonction des épisodes météorologiques), sur 15 années de croissance de la puissance installée (du plus sombre au plus clair). Lorsque la puissance maximum d'injection dépasse de peu le seuil maximum du matériel, seuls les jours 1, 3 et 4 jours exhibent une contrainte. Le jour 2, où l'ensoleillement est moindre, ne devient un jour de contrainte que lorsque la puissance photovoltaïque a suffisamment augmenté au fil des années.

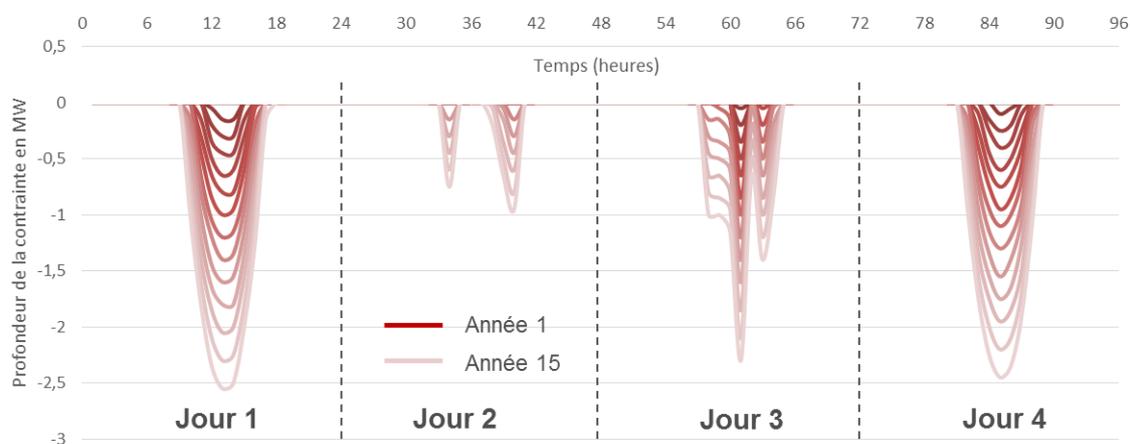


Figure 23 : évolution de la profondeur de la contrainte PV sur un réseau HTA avec une croissance de 5 %/an

3.4.2.1.2 Forme des contraintes avec une courbe de charge éolienne

Pour une contrainte générée par l'éolien, comme dans le cas d'étude G, la production est plus stable et les contraintes peuvent durer plusieurs dizaines d'heures. Cela apparaît sur la Figure 24 ci-dessous, construite de manière similaire à celle du photovoltaïque, et qui montre l'évolution de la forme de la contrainte éolien sur 4 jours en janvier (notons que dans une situation réelle le placement de ces jours dans l'année varie en fonction des épisodes météorologiques). Lorsque la puissance éolienne est faible, la durée consécutive des contraintes est réduite, puis s'allonge avec l'augmentation de la puissance installée, pouvant atteindre plusieurs jours (jours 3 et 4 sur le graphe ci-dessous).

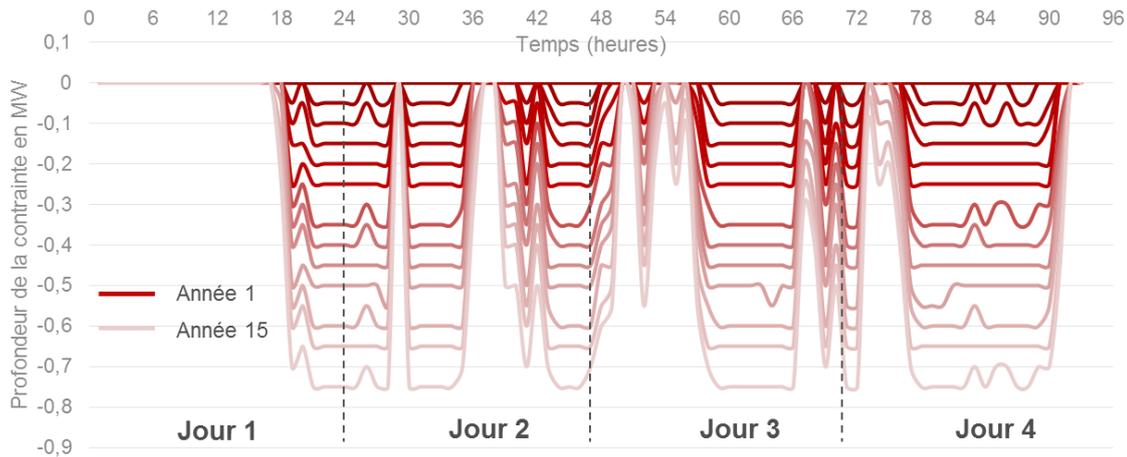


Figure 24 : évolution de la profondeur de la contrainte éolien sur un réseau HTA sur une croissance de 2 %/an

3.4.2.2 Contraintes de soutirage

La Figure 25 ci-dessous présente, pour les cas d'étude concernant une contrainte de soutirage évoluant de 5 %/an sur le réseau HTA, les deux premières statistiques de la forme de la contrainte pour chaque année : la durée consécutive d'appel maximum des contraintes et la fréquence des contraintes.

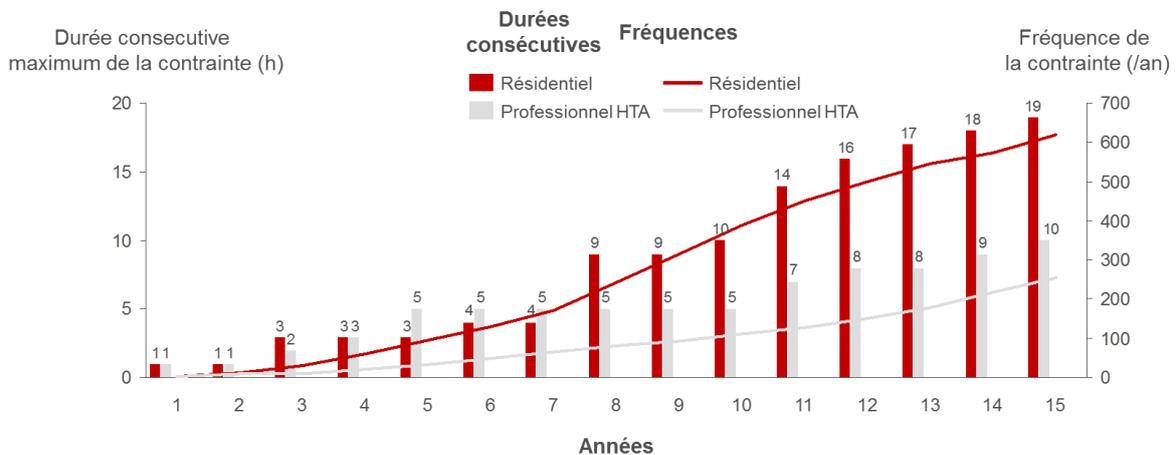


Figure 25 : évolution des caractéristiques de la contrainte selon la courbe de charge contraignante de soutirage (résidentiel/professionnel HTA) dans les cas d'étude du réseau HTA avec une croissance de 5 %

3

Extraire ce bénéfice nécessite qu'une flexibilité puisse répondre à la « forme de contrainte ». Cette « forme de contrainte » peut être décrite selon les mêmes attributs que les produits de flexibilité nationaux : puissance maximale, durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale. Cette forme est « courte », moins de 50 h/an, dans un certain nombre de cas (transformateur HTB/HTA, contraintes liées à la production photovoltaïque ou à la consommation résidentielle). Elle est longue, plus de 500 h/an, dans d'autres cas (contraintes liées à la production éolienne, cogénération ou à une consommation industrielle « plate ») :

- Lorsque la contrainte est superficielle, la fréquence de la contrainte est faible pour toutes les courbes de charges, illustrant la rareté d'atteinte de la pointe d'injection ou

de soutirage.

- Lorsque la contrainte devient plus profonde, après 3 à 6 années de croissance de celle-ci, la contrainte se fait beaucoup plus fréquente pour les cas résidentiels et photovoltaïques, et dans une moindre mesure industriels, dépassant à terme les 200 occurrences annuelles et illustrant un phénomène journalier, tandis que l'éolien reste sur une contrainte inférieure à 200 occurrences/an, même aux profondeurs les plus importantes.

Selon la cause de la contrainte, la forme et la courbe de charge de cette contrainte ne sera donc pas la même et pourra fortement influencer le dimensionnement et donc le coût de la flexibilité, ce qui modifiera *in fine* la valeur nette de la flexibilité pour chaque cas d'étude.

Nous détaillons ci-dessous l'analyse des formes des contraintes selon différentes causes (résidentielle ou professionnel HTA).

3.4.2.2.1 Forme des contraintes avec une courbe de charge résidentielle

Pour une contrainte générée par la consommation résidentielle, comme dans le cas d'étude K, la contrainte est la conséquence d'une évolution journalière, avec la pointe de consommation du matin et du soir, et d'une évolution saisonnière, à l'image de la production photovoltaïque. On retrouve dès lors des contraintes de faible durée (inférieure à une demi-journée) mais qui peuvent être plus récurrentes que dans le cas du photovoltaïque (voir Figure 26 ci-dessous), et peuvent atteindre la journée entière lorsqu'elles deviennent profondes, comme dans le jour n° 2.

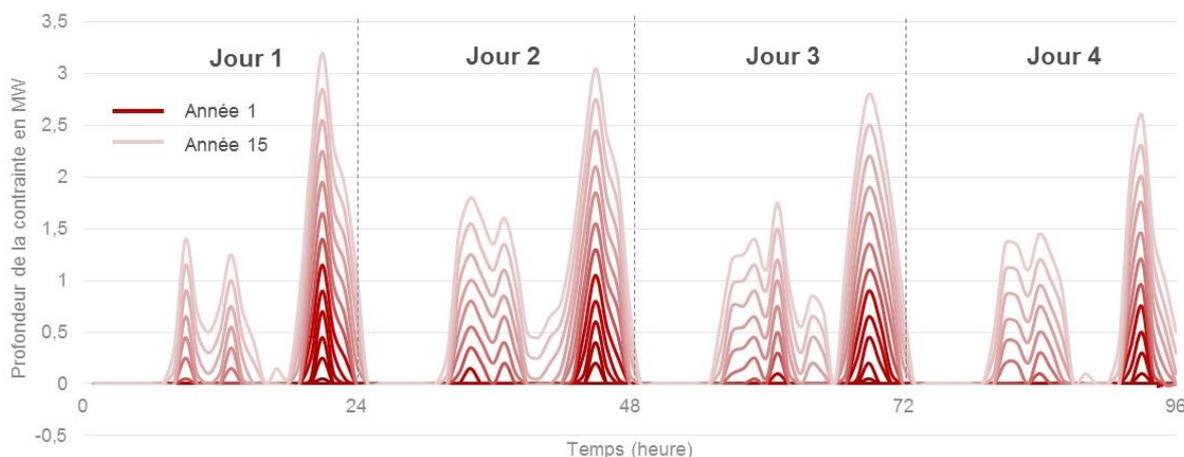


Figure 26 : évolution de la profondeur de la contrainte résidentielle sur un réseau HTA sur une croissance de 5 %/an

3.4.2.2.2 Forme des contraintes avec une courbe de charge professionnelle HTA

En ce qui concerne les contraintes générées par une courbe de charge de type industrielle et tertiaire, les contraintes sont aussi journalières que pour le résidentiel pour le cas d'étude L. Cependant, au regard de la diversité des installations industrielles et tertiaires, bien plus grande que sur le résidentiel ou le photovoltaïque, il est plus difficile de tirer de conclusion générale sur la forme des contraintes générée par des installations de ce type.

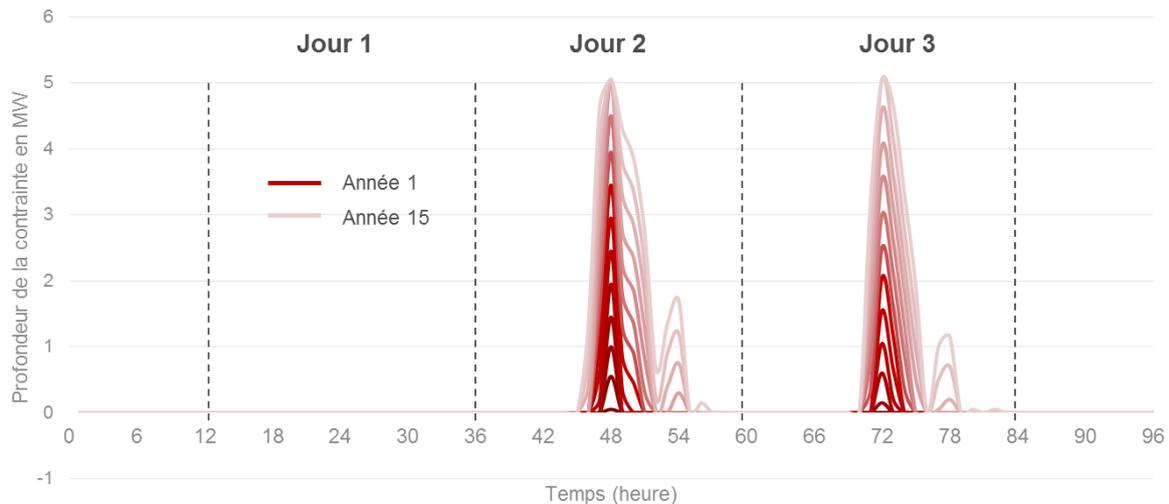


Figure 27 : évolution de la profondeur de la contrainte professionnelle HTA sur un réseau HTA sur une croissance de 5 %/an

3.4.3 Analyse de sensibilité du bénéfice potentiel

Les résultats présentés ci-dessus sont sensibles à plusieurs paramètres des cas d'étude. Pour illustrer les effets de chacun de ces paramètres, quatre analyses de sensibilité sont réalisées sur :

- Le rythme d'évolution de la contrainte
- La longueur du réseau
- Le développement du véhicule électrique
- Le choix de la courbe de charge vis-à-vis de l'aléa climatique

Ces analyses montrent une grande sensibilité du bénéfice potentiel de la flexibilité à ces paramètres, que ce soit sur le niveau du bénéfice potentiel ou sur son évolution : le résultat est sensible de plus d'un facteur 2. Cependant, les cas d'étude ont été calibrés de manière à représenter des cas moyens et non extrêmes, comme le confirment les analyses réalisées ci-dessous.

3.4.3.1 Le rythme d'évolution de la contrainte

L'analyse de sensibilité sur le rythme d'évolution de la contrainte est réalisée sur les cas d'étude concernant le matériel n° 3, le transformateur HTA/BT. Les résultats sont sensiblement similaires pour les matériels n° 2 et n° 3.

Ainsi, pour les cas d'étude de ce matériel, le rythme de développement (cas P) de la consommation ou de la production, ont été modifiés de manière à illustrer l'impact de ce rythme sur le bénéfice potentiel. De même, concernant le cas d'étude O, la taille de l'installation a été modifiée pour illustrer les effets sur le bénéfice potentiel. Les résultats en termes de bénéfice potentiel et de son évolution dans le temps sont présentés en Figure 28.

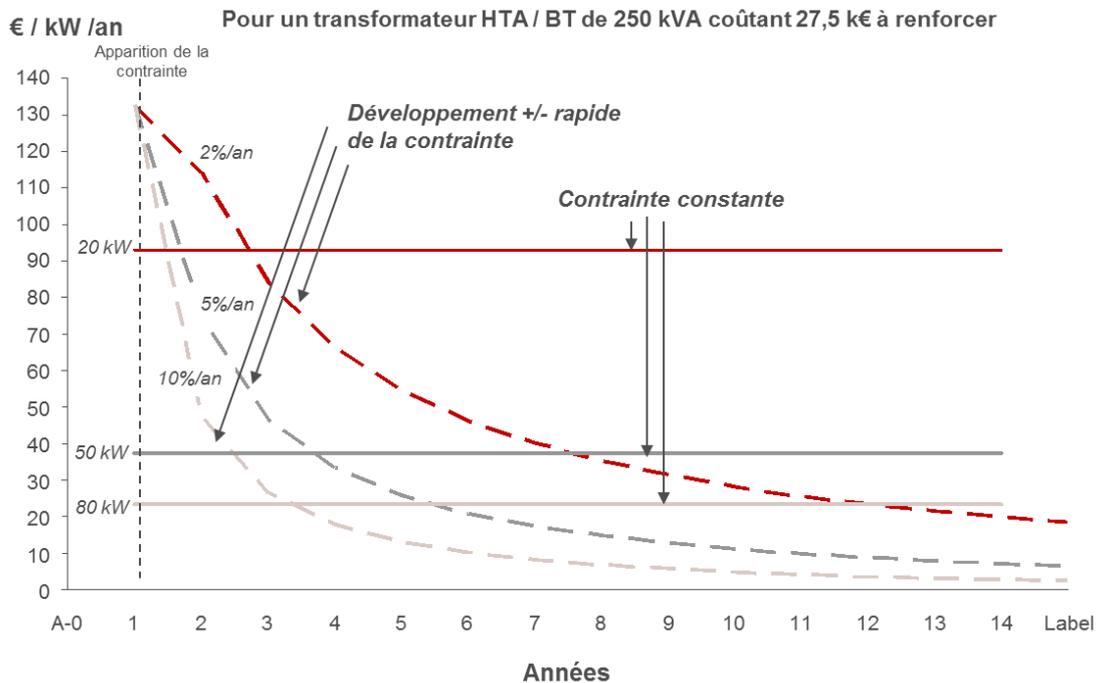


Figure 28 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité sur un transformateur HTA/BT selon le rythme d'évolution de la contrainte

Pour le cas O, l'analyse de sensibilité sur la taille de l'installation se raccordant dans ce cas montre que pour une installation CHP engendrant une contrainte de 20 kW, le bénéfice potentiel de la flexibilité serait d'environ 90 €/kW/an au lieu d'environ 20 €/kW/an pour une installation engendrant une contrainte de 80kW.

Pour le cas P, si la consommation évoluait plus lentement (2 %/an), le bénéfice serait au-dessus d'environ 50 €/kW/an pendant 5 ans. À l'inverse, une évolution plus rapide rend le bénéfice négligeable (10 €/kW/an) au bout de 5 ans.

Le rythme et le niveau de développement de la contrainte influent donc directement sur le bénéfice potentiel des flexibilités : plus les matériels ou les réseaux sont déstabilisés fortement par l'apparition d'une contrainte, moins la flexibilité trouve une valeur importante. Cette décroissance est particulièrement vérifiée au début de l'entrée en contrainte pour les contraintes progressives.

3.4.3.2 La longueur du départ HTA

Le réseau HTA est particulier vis-à-vis des autres matériels de l'étude. Les contraintes apparaissent en transit (en intensité sur un câble électrique) mais aussi en tension, comme décrit au paragraphe 3.2.3.2. Or la tension est un problème spatial, qui dépend non seulement des caractéristiques électriques du réseau, mais aussi de la longueur du départ : la chute ou la hausse de tension du réseau dépend de la longueur du départ HTA. La Figure 30 ci-dessous illustre l'évolution de la tension dans le cas d'injection ou de consommation de production électrique. La Figure 29 illustre des exemples de structures de départ pour l'évaluation de cette tension.

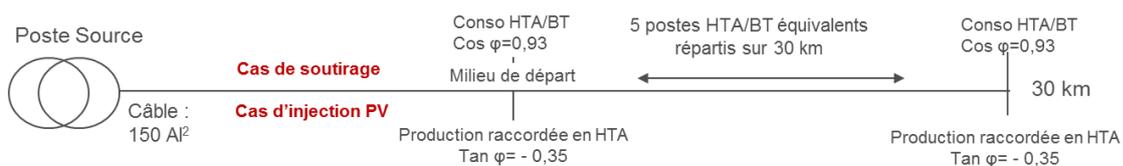


Figure 29 : exemple de structure de départ dans les cas ruraux pour l'évaluation de la tension (production et consommation)

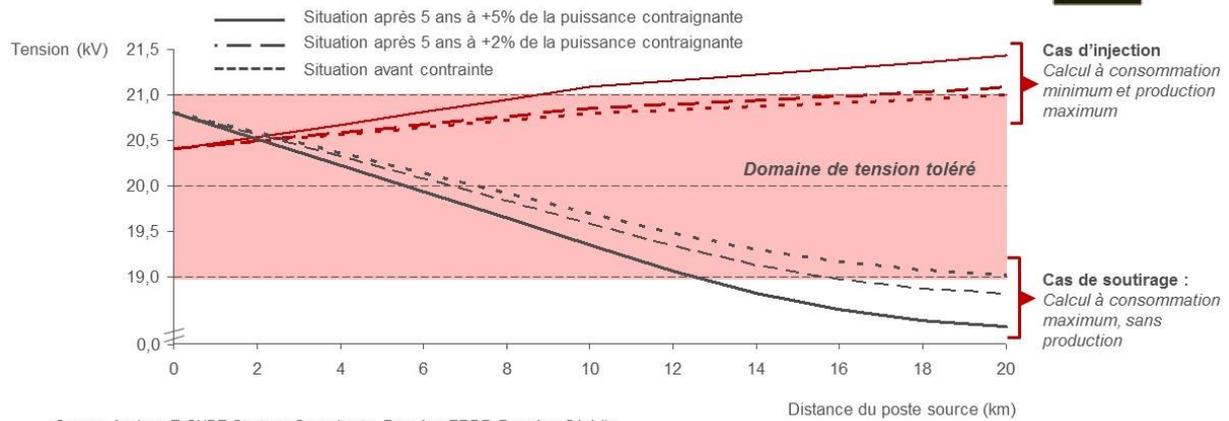


Figure 30 : exemple d'évolution de la tension le long du départ dans les cas d'étude ruraux (production et consommation)

La tension augmente ou diminue tout au long du départ : si le départ était plus long, la tension augmenterait, et inversement. Cela a deux conséquences directes :

- Plus le départ est long, plus l'effet sur la tension de chacune des installations qui y sont raccordées est important, et donc plus la contrainte est atteinte avec peu de puissance installée. Cela explique pourquoi le cas J, départ HTA en milieu urbain, n'est jamais en contrainte : le réseau urbain étant de petite taille, les contraintes en intensité (en régime N-1) sont prépondérantes vis-à-vis des contraintes en tension.
- Plus le départ est long, plus il est coûteux de réaliser des travaux de renforcement (évalués à partir d'un ratio k€/km), et plus le bénéfice potentiel de la flexibilité peut être élevé.

Ces deux conséquences expliquent une influence forte de la longueur du départ HTA sur le bénéfice potentiel de la flexibilité, comme le montre le graphique ci-dessous.

Afin d'illustrer la corrélation entre le bénéfice potentiel et la longueur du départ, le cas H (installation de production PV au milieu et à la fin du départ HTA en zone rurale avec une croissance annuelle de 5 % créant des contraintes en tension sur le départ) a été décliné sur trois longueurs : 20 km, 30 km (le cas de référence) et 40 km. Pour chaque longueur, le choix de la puissance des installations PV a été calibré afin que chaque départ entre en contrainte en année 1, avec les installations PV situées à chaque fois en milieu et en fin de départ.

Le calcul de l'étude démontre, pour les trois cas d'étude, que la longueur de renforcement nécessaire est égale à la moitié de la longueur du départ pour chacun des cas. Le coût absolu de renforcement est donc deux fois plus élevé pour le départ de 40 km que pour le départ de 20 km. Les paramètres de la forme des contraintes (fréquence, durée totale d'appel sur l'année, durée consécutive d'appel maximum) des contraintes en tension sont très voisins dans les trois cas. Le bénéfice potentiel disponible dans les trois cas d'étude est présenté dans la Figure 31 :

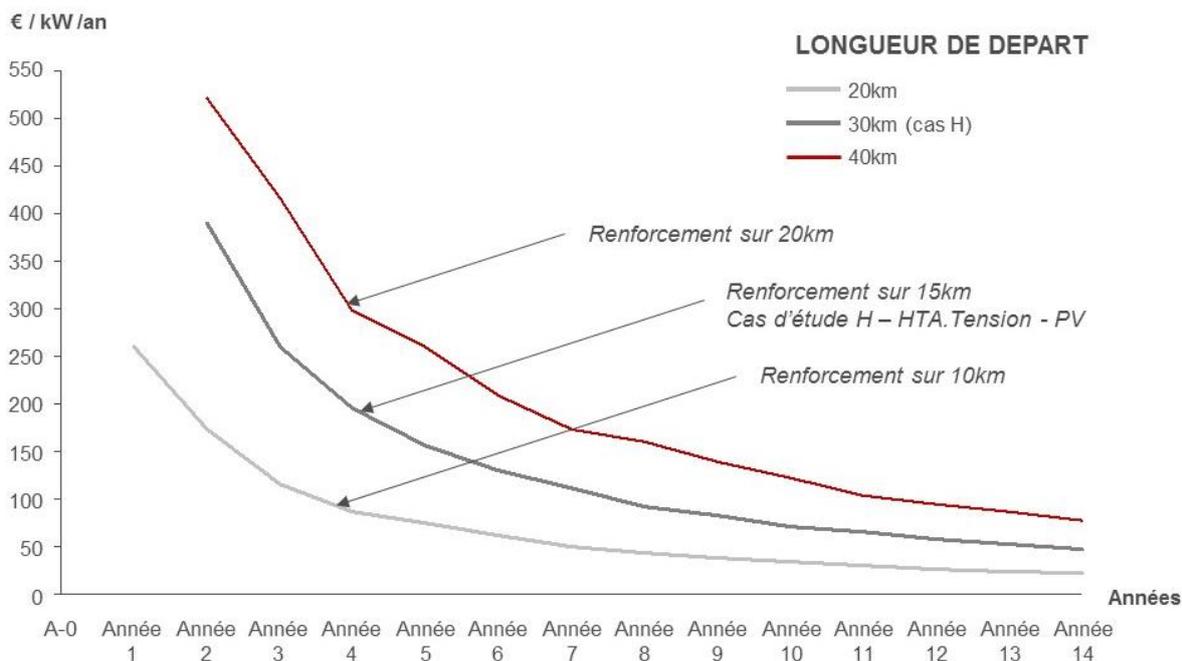


Figure 31 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon la longueur du réseau HTA pour le cas d'intégration du PV en réseau rural avec une croissance de 5 %/an

Le graphique montre que le bénéfice potentiel du cas de 40 km ramené à la profondeur de la contrainte vaut plus du double de celui du cas de 20 km. **Cela s'explique par la puissance active à fournir par la flexibilité qui doit être plus élevée pour le cas du départ de 20 km** (possédant 1200 kW de production) que pour celui du départ de 40 km (possédant 670 kW de production, suffisant à mettre en contrainte le départ HTA).

Ainsi, plus le départ HTA est long, plus le bénéfice potentiel est élevé. Les deux effets qui l'expliquent et se cumulent sont :

- Un renforcement plus important à réaliser, car sur une longueur plus élevée ;
- Une contrainte plus faible en profondeur, car la tension en bout de départ est plus sensible à la moindre évolution de puissance à 40 km du poste source qu'à 20 km.

La flexibilité pour répondre aux contraintes en tension prend donc plus de sens sur les départs ruraux longs, plutôt que sur les départs urbains courts.

3.4.3.3 Le développement du véhicule électrique

L'étude a souligné au paragraphe 3.4.2 l'importance de la courbe de charge contraignante sur les caractéristiques de la contrainte. Dans l'ensemble des résultats montrés précédemment, il était supposé que la courbe de charge ne soit pas déformée sur les 15 années d'études. Cela suppose néanmoins que les usages électriques n'évoluent pas significativement sur cet horizon de temps. Cependant, plusieurs transferts d'usages ou évolutions technico-économiques pourraient modifier la forme de la courbe de charge à moyen ou long terme. Le développement du véhicule électrique (VE) est un de ces transferts d'usages possible.

Plusieurs courbes de charges de VE sont possibles. Celle qui a été retenue pour l'illustration⁸⁹ est la plus défavorable pour le réseau : elle suppose une charge le soir, lors du retour du véhicule sur sa borne de charge, sans report de la charge à des horaires plus favorables. L'effet sur la courbe de charge de la contrainte est illustré sur la Figure 32 ci-dessous, en supposant que la contrainte est uniquement créée par le développement du véhicule électrique

⁸⁹ Source de la courbe de charge VE : Northern Powergrid - *Projet Customer-Led Network Revolution*

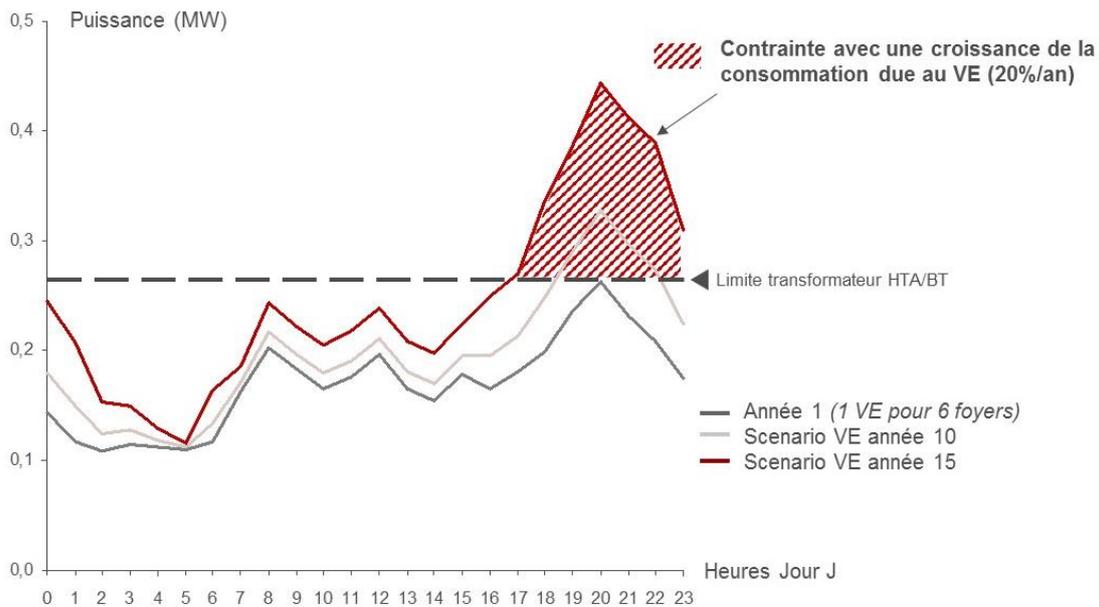


Figure 32 : impact d'une croissance de la consommation portée uniquement par le véhicule électrique sur la forme de la contrainte – cas d'étude sur le transformateur HTA/BT

En supposant que les clients raccordent leur véhicule électrique en fin de journée, la croissance du VE (avec une stagnation de la consommation des autres équipements résidentiels) renforce très significativement la pointe de consommation du soir lors de la recharge. Le graphique de la contrainte montre qu'un report de la charge du VE sur les heures 1 à 7 pourrait très fortement réduire la contrainte, si ce n'est la résoudre simplement, à l'image de ce que permet la gestion de l'eau chaude sanitaire actuelle, qui contrôle l'activation des ballons d'eau chaude avec un signal à la main du GRD.

Une analyse quantitative de l'impact du véhicule électrique sur deux caractéristiques de la contrainte (fréquence annuelle, durée consécutive d'appel maximum) a été réalisée avec un départ rural HTA doté de consommation résidentiel. Deux scénarios ont été comparés (avec ou sans véhicule électrique). Dans chaque cas, il y a initialement environ 2 MW d'installations résidentielles raccordées sur la moitié éloignée du poste source du départ, de manière à ce que le départ soit en limite de contrainte en tension. Dès l'année 1, un nouveau raccordement est effectué en bout de départ (125 kW de consommation résidentielle ou 125 kW de charge de VE). Chaque année, la consommation augmente de 125 kW en bout de départ (consommation résidentielle ou charge de VE selon le scénario).

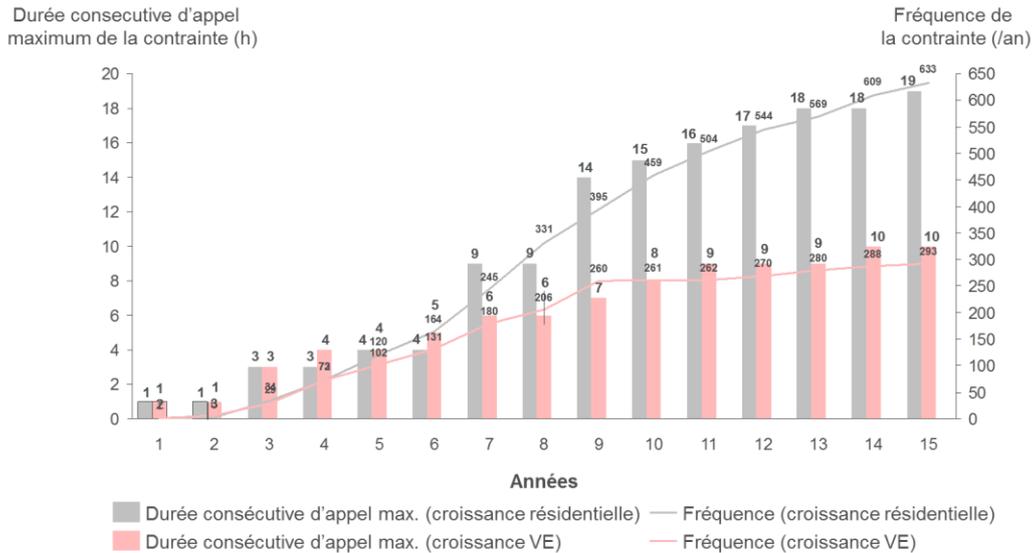


Figure 33 : comparaison des caractéristiques de la contrainte, selon qu'elle est induite par une courbe de charge résidentielle ou VE

La Figure 33 présente les résultats de l'analyse et se divise en 2 phases chronologiques :

- **De l'année 1 à l'année 6** : les deux paramètres de contrainte sont quasi identiques entre les deux scénarios : les contraintes sont en début de soirées et hivernales.
- **À partir de l'année 7** : on constate un écart des fréquences de contrainte et des durées consécutives qui se creuse entre le scénario sans VE et celui avec VE. Pour le scénario sans VE, la fréquence ne cesse de croître, ce qui s'explique par l'entrée en contrainte progressive de nouvelles pointes du soir et de l'apparition de pointes matinales. L'augmentation brutale de la durée consécutive entre la 8^e et la 9^e année rend compte de la fusion d'au moins une pointe matinale avec une pointe du soir. En ce qui concerne le scénario avec VE, la fréquence a un comportement asymptotique horizontal aux alentours de 300 contraintes/an (la courbe de charge du VE suppose une recharge quotidienne dans la soirée, à l'exception du week-end). Il en est de même pour la durée maximale de contrainte qui stagne autour de 10 heures, nombre d'heures ou le facteur de charge du VE est supérieur à 0,5.

Les différences de formes de contraintes sont donc faibles sur les premières années, qui sont pourtant les plus importantes pour l'utilisation, le dimensionnement et la valeur de la flexibilité, car ce sont celles où le bénéfice est concentré. Les différences n'apparaissent que lorsque la contrainte devient profonde, et donc lorsque la flexibilité aura moins de valeur.

3.4.3.4 Le choix de la courbe de charge vis-à-vis de l'aléa climatique

Comme détaillé dans le paragraphe 3.2.2, une courbe de charge sur une année statistiquement moyenne doit être utilisée pour le dimensionnement de la flexibilité. Le choix de la courbe de charge a un rôle prépondérant dans la détermination des caractéristiques de la contrainte. Tous les cas d'étude ont été calculés à partir de courbes de charge illustratives de consommation et de production issues des gestionnaires de réseaux de distribution ERDF et Gérédis, sur les années 2012 à 2014 pour la production et sur l'année 2014 pour la consommation (il n'y a pas assez de données fiables sur plusieurs années).

Afin de mesurer l'importance du choix de la courbe de charge, une analyse de sensibilité a été réalisée sur la courbe de charge, en observant les variations des paramètres principaux de la contrainte (profondeur, fréquence, durée totale d'appel sur l'année, durée maximale consécutive) du cas P (croissance de consommation résidentielle engendrant une contrainte sur le transformateur HTA/BT), avec deux courbes de consommation annuelles issues de RTE.

Trois courbes de charges de consommations sont comparées :

- La première correspond à la consommation nationale de l'année 2012, proche de la normale (température, précipitations, ensoleillement)⁹⁰, mais avec une vague de froid en février 2012 très intense (se situant parmi les trois plus sévères des trente dernières années⁹¹). La puissance maximale nationale de la courbe de charge de consommation fut d'environ 102 GW.
- La seconde correspond à la consommation nationale de l'année 2014, année la plus chaude depuis 1900⁹². La puissance maximale de la courbe de charge de consommation vaut 80 GW.
- La troisième est la courbe de charge fournie par ERDF sur un poste de distribution publique, représentant une zone de distribution principalement résidentielle, pour l'année 2014.

Les courbes de charges nationales ont été normalisées⁹³ pour les rapporter à l'échelle du transformateur HTA/BT. Ces courbes nationales intègrent beaucoup plus de foisonnement que la courbe locale utilisée pour les cas d'étude. Elles ne sont donc pas directement comparables. Néanmoins, elles permettent d'illustrer l'impact de l'aléa climatique sur la forme des contraintes.

La différence climatique entre les années 2012 et 2014 influe grandement sur les caractéristiques de la contrainte avec notamment des contraintes hivernales fréquentes et longues dès la première année pour la courbe de charge RTE 2012 (32 /an et une durée consécutive maximale de 19 heures) contre des contraintes inexistantes initialement pour la courbe de charge RTE 2014, et qui n'apparaissent seulement qu'à partir de la 5^e année (Figure 34). Cela représente l'aléa climatique : en 2012, le réseau (qu'il soit national ou local) n'était pas dimensionné pour la pointe de consommation de février 2012. Dès lors, il est normal que des contraintes aient pu apparaître. À l'inverse, l'année 2014, chaude et avec peu de pointes de consommation, ne fait pas apparaître de contrainte.

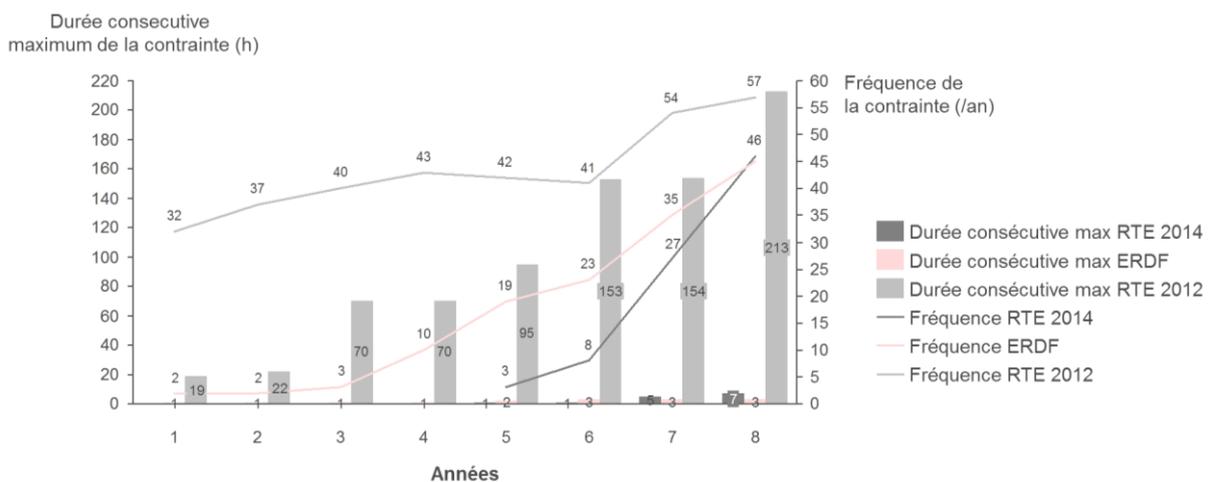


Figure 34 : influence de l'aléa climatique sur la forme de la contrainte

L'objectif d'une analyse sur une année statistique moyenne est de situer le dimensionnement de la flexibilité sur une année standard, sur laquelle le dimensionnement actuel des réseaux de distribution est réalisé.

⁹⁰ Bilan climatique Météo France

⁹¹ Note RTE : La vague de froid de février 2012

⁹² Bilan climatique Météo France

⁹³ Pour le calibrage des calculs de contrainte, la puissance P_{tmb} de la courbe de charge ERDF, utilisée pour le calcul du cas P – HTA/BT – résidentiel, le facteur de charge maximal sur une année de la courbe de charge ERDF est pris comme référence (et sera donc égal à 1). Les facteurs de charge des courbes RTE sont égaux à la somme des puissances de consommation divisée par la moyenne des puissances maximale des deux années 2012 et 2014, soit 90 GW.

4 LE COÛT DE LA FLEXIBILITÉ SELON LA CONTRAINTE

4.1 La description des flexibilités envisagées pour le Réseau de Distribution

Plusieurs technologies de flexibilité sont considérées dans cette étude. Elles permettent chacune de répondre à au moins une des contraintes identifiées précédemment, et ont toutes été utilisées au moins une fois à l'international pour répondre à une contrainte. Le coût de ces flexibilités est analysé dans cette partie, de manière à les classer par ordre de préséance économique, c'est-à-dire de réaliser un **merit order** de ces flexibilités. Les technologies envisagées sont décrites dans les paragraphes suivants.

4.1.1 Le stockage d'énergie

Le stockage d'énergie permet d'équilibrer le réseau en soutirant de l'énergie active lorsqu'il n'est pas en mesure d'utiliser toute l'électricité produite localement ou en injectant de l'énergie active lorsque la consommation est trop importante. **Cette solution peut répondre à toutes les contraintes étudiées dans cette étude.**

Il existe plusieurs technologies de stockage d'électricité, notamment (liste non exhaustive) les centrales hydrauliques de pompage-turbinage, le stockage d'énergie par air comprimé (CAES), les volants d'inertie, les batteries électrochimiques.

Dans cette étude, c'est la technologie des batteries électrochimiques qui est retenue, car :

- cette technologie peut fournir un stockage dans la gamme de puissance (quelques MW) et d'énergie (quelques MWh) comparable aux besoins des contraintes sur les réseaux de distribution ;
- la technologie ne requiert pas un contexte géographique spécifique (à l'inverse du pompage-turbinage) ;
- c'est une des technologies de stockage les moins coûteuses pour la gamme de cette taille⁹⁴.

Les batteries Li-ion et NaS sont représentatives des batteries qui sont supposées être utilisées dans l'étude, car elles peuvent couvrir les ratios de capacité énergétique et de puissance nécessaire à la couverture des contraintes. Ces solutions sont capitalistiques : les coûts d'investissements sont élevés, alors que les coûts variables sont faibles. L'ensemble des éléments de coûts sont décrits dans l'annexe 6.1.1. Afin de représenter la diversité des coûts des batteries, un scénario de coûts bas et un de coûts hauts sont retenus (voir paragraphe 4.3).

Smarter Network Storage : le cas d'UK Power Networks au Royaume-Uni

- Le GRD britannique a installé une batterie **Lithium-Manganèse de 6 MW/10 MWh** reliée à un **poste source** pouvant entrer en contrainte de 9 à 37 fois par an en cas de panne sur un des deux transformateurs.
- Le CAPEX du stockage est de **£11,4M (16 M€)**⁹⁵ alors que celui d'un renforcement traditionnel aurait été de **£5,1M (7,1 M€)**.
- Pourtant, selon UK Power Networks, la réduction des coûts de la technologie, la mise à disposition de la batterie pour le soutien du réseau de distribution et complémentarément pour les marchés de réserves (programme STOR) pourrait générer une **valeur de £1,8M (2,5 M€)** comparée au renforcement initialement prévu.

4.1.2 La production décentralisée *dispatchable*

La production décentralisée *dispatchable* est constituée d'une centrale de production électrique de petite taille (< 10 MW) capable de produire de l'énergie à la demande. **Cette flexibilité peut répondre**

⁹⁴ DGEC – L'industrie des énergies décarbonées en 2010 – Chap. 11 Stockage de l'énergie

⁹⁵ Taux de change GBP/EUR : 1,4

uniquement aux situations de contraintes liées à une trop forte consommation locale. Elle prend souvent la forme d'un groupe électrogène ou d'une cogénération.

Les gestionnaires de réseaux possèdent d'ores et déjà des groupes de production mobiles pour rétablir le courant lors de coupures pouvant s'établir sur la durée, afin de réduire les conséquences pour les consommateurs d'électricité. Cependant, ils ne sont pas utilisés de manière stationnaire pour répondre à une contrainte pour plusieurs années.

Les coûts fixes d'un groupe électrogène dépendent intrinsèquement de son usage : si ce dernier existe déjà sur un site pour d'autres raisons que la valorisation d'effacements (pour des raisons de sûreté, par exemple, comme dans le cas d'un hôpital), alors l'effacement ne correspond qu'à un revenu d'opportunité, et ni coûts fixes ni investissements ne lui sont attribués ; à l'inverse, la mise en place d'un groupe électrogène *ad hoc* installé spécifiquement pour un usage d'effacement requiert des coûts importants. Les deux scénarios sont représentées, via les scénarios « *coût bas* » et « *coût haut* ».

Low Carbon London : le cas d'UK Power Networks au Royaume-Uni

- Entre 2011 et 2014, le GRD britannique a lancé un programme d'**effacement résidentiel et industriel** et de **production décentralisée dispatchable** en aval de plusieurs postes sources, prévus pour entrer en **contrainte de puissance en situation N-1** dans les prochaines années.
- Pour l'effacement résidentiel (1 100 clients), UK Power propose des tarifs fondés sur l'estimation du pic de consommation et la production en temps réel d'énergie éolienne.
- À travers 185 activations d'effacement industriel (4,2 MW de capacité) et de production décentralisée dispatchable (**14 MW de capacité** fournie par des **groupe électrogènes et des cogénérations**), 254 MWh ont été produits ou effacés pour soutenir le réseau de distribution.
- Une analyse économique réalisé par UK Power Networks aboutit à une valeur nette maximum de 1,4 M€ en utilisant l'effacement industriel pour reporter de 4 ans les investissements dans un transformateur du poste source, avec 2 à 6 MW d'effacement⁹⁶.

4.1.3 Effacement diffus et industriel

L'effacement de consommation est une réduction temporaire de la consommation d'un site vue du réseau, en réponse à une sollicitation externe. Cela permet de réduire momentanément la consommation par rapport à ce qu'elle aurait été sans sollicitation externe. **L'étude ne retient cette flexibilité que pour répondre aux situations de contraintes liées à une trop forte consommation locale.** L'étude distingue deux grandes familles d'effacement :

- **L'effacement diffus** : ce procédé utilise l'inertie thermique des bâtiments résidentiels ou tertiaires pour réaliser des « micro-coupures » de manière « cascado-cyclique », et agrégées sur un grand nombre de sites de soutirage épars.
- **L'effacement industriel** : ce procédé consiste à réduire la consommation d'un site industriel, soit grâce à l'usage d'un stock intermédiaire qui permet de maintenir la production du site constante, soit en réduisant momentanément la production qui ne sera pas rattrapée ensuite.

Les **effacements diffus** sont caractérisés par un **coût variable nul**, un **coût d'investissement** intégrant le coût d'acquisition du client, le coût de fabrication d'un boîtier, le coût d'installation du boîtier. La **capacité d'effacement par boîtier est comprise entre 2 et 4 kW**⁹⁷. Cette valeur est soumise à des hypothèses fortes. En réalité, la capacité d'effacement d'un boîtier dépend fortement de la saison et des conditions météorologiques, car la capacité d'effacement des clients chauffés à l'électricité dépend de leur consommation instantanée d'électricité. De plus, la contrainte

⁹⁶ *Industrial and Commercial Demand Response for outage management and as an alternative to network reinforcement* by UK Power Networks

⁹⁷ Étude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime – Étude E-CUBE pour la CRE - 15 juillet 2013

opérationnelle de foisonnement sur l'effacement diffus pose question sur son adaptation au réseau de distribution.

Les **effacements industriels** ont un coût variable très dépendant de la situation du consommateur qui s'efface : pour certains consommateurs, l'effacement consiste en une perte de production, c'est-à-dire en une perte de la marge sur coût variable du produit ; pour d'autre, il peut s'agir d'un report de consommation grâce à un stock intermédiaire, le coût variable pouvant alors être quasi nul. Les effacements industriels peuvent être économiquement intéressants, mais **ont un potentiel qui peut être très limité localement. De fait, il sera difficile d'obtenir suffisamment d'effacement industriel au niveau d'un départ HTA pour permettre de résoudre la contrainte, comme le montre le cas d'ENWL au Royaume-Uni.**

Pour ces deux types d'effacement, nous prenons en compte les coûts de référence nationaux. On peut cependant anticiper que l'éventuelle mise en œuvre d'effacement industriel ou diffus au service des réseaux de distribution sera complexe. Cela pourra avoir pour conséquence d'engendrer des coûts plus élevés et, dans tous les cas, une très forte variabilité entre les situations locales.

L'effacement peut être accompagné d'un effet report, partiel ou total. Dans le cas de l'effacement diffus, ce report peut même être réalisé pendant que l'effacement est activé (car l'effacement diffus est cascado-cyclique). Il est alors intégré aux coûts retenus. Dans le cas de l'effacement industriel, le potentiel report est réalisé en dehors des heures d'activation de la flexibilité. Ce type de report n'a pas de conséquences sur le réseau local tant qu'il n'a pas lieu pendant une période de contraintes réseaux ou qu'il n'en crée pas d'autres. Dans ce cas, seule la sollicitation d'activation de l'effacement est retenue comme une flexibilité à la hausse, sans prendre en compte le report qui apparaîtrait pendant une période hors contrainte.

Report d'un renforcement sur deux transformateurs : le cas d'ENWL au Royaume-Uni (2/2)

- Associé à l'**agrégateur** EnerNOC, ENWL a lancé en 2011 un programme d'effacement industriel, afin de réduire la charge de 2 à 5 MW sur les deux postes sources et ainsi reporter l'investissement d'un renforcement.
- L'effacement était dimensionné pour être activé 30 h/an/client et être rémunéré à hauteur de 14 €/kW/an.
- Cependant, **ce programme de flexibilité s'est arrêté prématurément (au bout de 3 ans) car Enernoc n'a pas pu trouver suffisamment de capacité d'effacement industriel pour permettre de lever la contrainte et éviter un renforcement.** Initialement, la contrainte était faible (< 1 MW) et donc la valeur élevée. Néanmoins, sur la durée des 5 ans, peu d'effacements ont été obtenus.
- À partir de ce retour d'expérience, ENWL identifie désormais spécifiquement les consommateurs qui sont à même de pouvoir s'effacer, afin de concentrer l'utilisation de la flexibilité sur les lieux où suffisamment de consommateurs industriels aptes sont présents.

4.1.4 Écrêtement d'énergie active

Lorsque la production locale est trop élevée par rapport à la consommation, ce qui arrive notamment sur des réseaux avec de nombreux producteurs d'énergie fatale (éolienne, photovoltaïque), il est envisageable d'écrêter l'énergie active produite, c'est-à-dire de réduire la production d'électricité locale. **Cette flexibilité peut répondre uniquement aux situations de contraintes liées à une trop forte production locale.**

4.1.5 Bancs de capacité/varlogic

Ce type de flexibilité permet de modifier la tension sur le réseau de distribution. Les réseaux avec une forte intégration de production raccordée peuvent subir des hausses de tension qui peuvent dégrader le matériel. Elle peut être diminuée par l'absorption de puissance réactive. *A contrario*, lorsque le réseau subit des chutes de tension, ce qui entraîne des pertes le long des départs, la fourniture de puissance réactive permet de rehausser la tension.

Cette flexibilité n'est à ce jour utilisable que pour les contraintes en tension sur le réseau HTA.

Compensateur statique d'énergie réactive : le cas d'Ergon Energy en Australie

- Dans la ville étendue d'Hervey Bay, Ergon fait face à des **hausses de tensions** sur ses départs de 11 kV à cause d'une forte **pénétration de panneaux photovoltaïques** (660 kW de production PV pour un départ d'une capacité de 1 MVA).
- Le GRD a installé un **compensateur statique d'énergie réactive** (STATCOM) de 300 kVar, 27 km en aval du poste source afin de fournir de l'énergie contrebalançant les contraintes en tension, et reporter ainsi un renforcement de la ligne de 11 kV.

4.2 Les rationnels de coûts de la flexibilité

4.2.1 Le rationnel de dimensionnement des flexibilités selon la courbe de charge

La courbe de charge de la contrainte calculée en partie 3 définit l'amplitude, heure par heure, du dépassement de puissance qui est la cause des dépassements des seuils de tolérance du réseau initial.

Le coût de la flexibilité dépend de la courbe de charge à laquelle elle répond : une contrainte assez profonde apparaissant une fois dans l'année ne nécessitera pas la même dimension de flexibilité qu'une contrainte de faible amplitude et fréquente. Toutes les flexibilités n'ont pas les mêmes caractéristiques techniques et donc pas les mêmes avantages technico-économiques.

Ainsi, outre le dimensionnement de la flexibilité en puissance, certaines flexibilités ont un stock d'énergie limité, que ce soit contractuellement (effacement industriel) ou techniquement (batteries, effacement diffus) qui nécessite un dimensionnement spécifique. Ce stock d'énergie limité peut porter sur la durée consécutive d'activation, sur la durée totale d'appel sur l'année d'activation voire sur les deux. Afin de pouvoir dimensionner la taille de chaque flexibilité et en déduire son coût, nous devons nous appuyer sur leurs adaptations aux formes des contraintes, selon les critères techniques de chaque flexibilité.

L'objectif du dimensionnement est de permettre à chaque flexibilité de répondre entièrement à la contrainte pour une année donnée. Cela nécessite par exemple :

- Une puissance d'injection ou de soutirage suffisante ;
- Un stock d'énergie suffisant pour répondre à la contrainte sur la durée requise ;
- Une disponibilité annuelle suffisante pour pouvoir être appelée à chaque contrainte.

Pour cela, l'étude repose sur une analyse de la forme de la contrainte chaque année, en identifiant :

- **La profondeur maximale de la contrainte (MW)** : c'est l'amplitude maximale (en MW ou MVaR) de la contrainte sur une année d'étude.
- **La disponibilité maximale consécutive (h/activation)** : c'est la durée de la contrainte la plus longue de l'année. C'est une information primordiale pour les flexibilités comme le stockage ou l'effacement, qui sont des flexibilités à stock d'énergie limitée.
- **La disponibilité cumulée annuellement (h/an)** : c'est la durée cumulée des heures en contrainte. C'est une information primordiale pour le dimensionnement de l'énergie totale à activer au cours de l'année.
- **La fréquence annuelle de la contrainte (/an)** : c'est le nombre d'occurrences annuel de la contrainte. Cette information est utile pour l'effacement industriel, dont le nombre d'occurrences tolérées peut être limité.

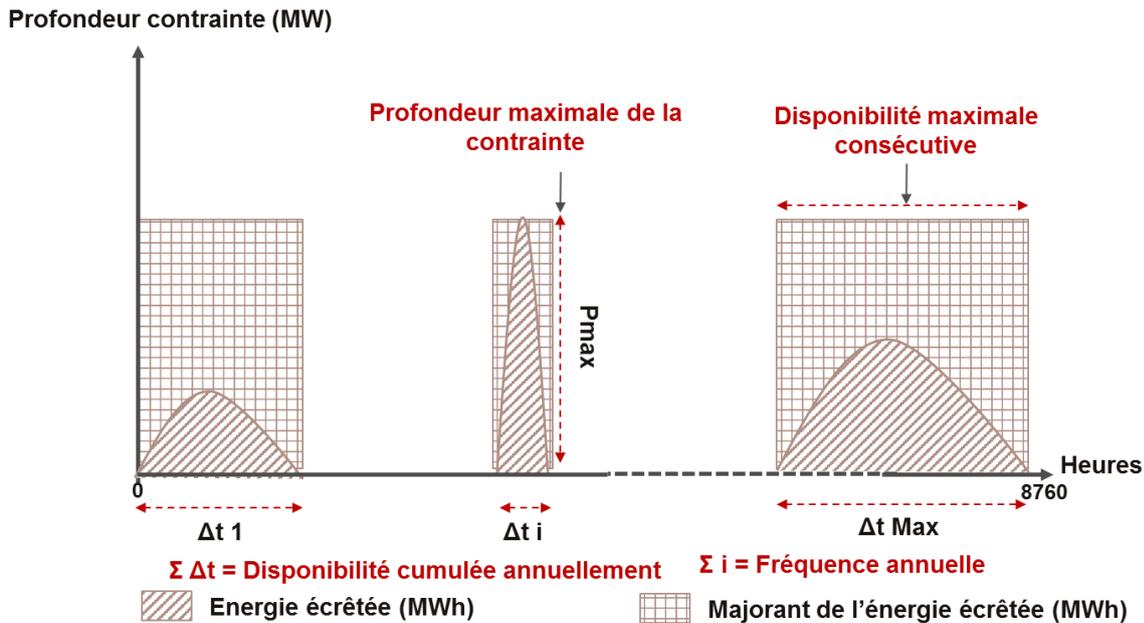


Figure 35 : définition des caractéristiques de la forme de la contrainte

À partir de cette analyse de la courbe de charge de la contrainte, chaque flexibilité est dimensionnée :

- La batterie est dimensionnée pour répondre à la puissance maximum et à l'énergie nécessaire sur un événement.
- L'effacement est dimensionné pour répondre à la puissance maximum sur la durée consécutive et annuelle requise.
- N'ayant pas de contrainte en énergie, la production distribuée et les bancs de capacité sont dimensionnés pour répondre à la puissance maximum.
- Lorsqu'il s'agit d'une contrainte liée à un excès d'injection, il est supposé qu'il est toujours possible de s'écrêter, car il y a effectivement un excès d'injection lors de la contrainte, et donc la puissance de l'écrêtement d'énergie n'est jamais limitée.

4.2.2 Le rationnel économique des coûts des flexibilités

Une fois le dimensionnement de chaque flexibilité déterminé, il est possible d'en déduire le coût annuel.

Les coûts de la flexibilité sont de deux catégories :

- Les coûts fixes d'investissement (en €/kW) dans les équipements permettant de réaliser la flexibilité ;
- Les coûts variables, qui représentent le coût de l'énergie injectée, soutirée ou non produite.

Ces coûts ne prennent pas en compte l'économie de tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) potentiellement captée par le fournisseur de flexibilité en diminuant le soutirage ou l'injection avec la flexibilité. Cela découle du choix de l'étude de représenter le coût de la flexibilité pour la collectivité et indépendamment du *market design* : en dehors des pertes (non analysées dans l'étude), l'activation d'une flexibilité ne modifie pas les coûts pour la collectivité, malgré la modification du TURPE pour son fournisseur.

Les données numériques de coût, durée de vie et contraintes techniques des flexibilités sont précisées dans l'annexe 6.1.1.

4.2.2.1 Les coûts fixes d'investissements des flexibilités

La plupart des flexibilités, notamment les batteries, les bancs de capacité et l'effacement diffus sont des technologies capitalistiques, requérant un investissement significatif rapporté à la puissance obtenue (€/kW). Afin de représenter les coûts d'investissement, ceux-ci sont annualisés, avec une

annuité fixe à taux d'intérêt constant. Cela permet d'obtenir un coût annualisé de la flexibilité, en euros par kilowatt par an. Le taux d'intérêt retenu est de 7,25 %, pour être cohérent avec le taux retenu pour les actifs de renforcement.

La durée de vie de ces investissements peut dépasser la durée de report du renforcement. Dès lors, deux possibilités sont envisagées :

- L'intégration des coûts échoués : les coûts échoués sont intégrés à l'évaluation des coûts de la flexibilité, de manière à représenter cette sous-utilisation des technologies. Cette hypothèse maximise le coût de la flexibilité.
- Une hypothèse d'utilisation continue des installations : si la flexibilité n'est plus utile pour reporter le renforcement étudié, elle est supposée être utilisée sur d'autres lieux ou pour d'autres valorisations. Cette hypothèse ne retient donc aucun coût échoué et minimise le coût de la flexibilité.

Ces deux hypothèses sont prises en compte dans le rapport : dans un scénario de coût bas, l'étude retient l'hypothèse d'une utilisation continue des installations. Dans un scénario de coût haut, l'étude retient l'hypothèse d'une intégration des coûts échoués. D'autres paramètres évoluent entre les deux scénarios, comme décrit dans le paragraphe 4.3. Les résultats pour ces scénarios sont présentés en paragraphe 4.4.

4.2.2.2 Les coûts variables des flexibilités

En injectant ou en soutirant de l'énergie, les flexibilités supportent un coût variable de l'énergie, en euros par mégawattheure. Deux types de coûts variables sont pris en compte :

- Le coût marché de l'énergie injectée, soutirée ou écrêtée : lorsque les flexibilités injectent ou soutirent de l'énergie, elles doivent vendre ou acheter l'énergie sur le marché de l'électricité. La valeur de vente ou d'achat est fixée à environ 40 €/MWh^{98,99}.
- Le coût de production de l'énergie ou de réalisation de l'effacement. Ces coûts, en €/MWh, dépendent de la technologie de flexibilité et sont décrits dans l'annexe 6.2.

4.2.3 Rationnel d'identification de la durée optimale d'utilisation

Les coûts annuels pour répondre à la contrainte pour chaque année de chaque cas d'étude sont déterminés avec les méthodes des paragraphes 4.2.1 et 4.2.3. Pour finaliser le calcul du coût total de la flexibilité, la durée d'utilisation de la flexibilité doit être déterminée. Cela permet de dimensionner définitivement la flexibilité et d'évaluer le coût de chaque technologie.

Afin de déterminer la durée d'utilisation optimale pour répondre à la forme de la contrainte donnée, un calcul économique de la valeur qu'elle permettrait de dégager est réalisé. Cette valeur est calculée comme **la différence entre les coûts annualisés du renforcement et ceux de la flexibilité. Enfin, cette valeur est optimisée selon la durée d'utilisation de la flexibilité**, en prenant en compte les éléments suivants :

- **La taille de la flexibilité est supposée constante**, pour représenter la difficulté matérielle d'adapter chaque année la taille de la flexibilité pour répondre exactement à la contrainte prévue. Dès lors, la flexibilité est dimensionnée sur l'année de plus forte contrainte.
- **Certaines technologies de flexibilité (batteries, effacement diffus) nécessitent des investissements importants, amortissables sur la durée de vie des actifs (voir paragraphe 4.2.2.1).**
- La durée d'utilisation de chaque flexibilité, en années, est optimisée de manière à maximiser la valeur captable par la flexibilité : si la flexibilité est utilisée plus longtemps, elle est dimensionnée plus largement, augmentant son coût ; si elle est utilisée sur une durée courte,

⁹⁸ Source EEX Base Future 2016 au 8 octobre 2015 à 37,5 €/MWh

⁹⁹ Les batteries injectant et soutirant de l'énergie au même prix, le coût de cet échange est supposé nul (supposant un rendement de 100 % de la batterie en énergie).

elle peut être plus petite, donc de moindre coût, mais en dégageant de la valeur sur une durée moindre.

La détermination définitive du dimensionnement de la flexibilité repose sur la forme de la contrainte et l'optimisation de la durée d'utilisation de manière à capter le maximum de valeur. Cette optimisation est notamment détaillée dans l'annexe 6.3 et illustré sur la Figure 36 ci-dessous.

4.2.4 Le *merit order* des technologies de flexibilité

Pour chaque cas d'étude, la valeur dégagée par chaque technologie de flexibilité est déterminée en fonction du bénéfice potentiel de la flexibilité calculé dans la partie 3, du coût total de chaque flexibilité et de la durée d'utilisation optimale de chaque flexibilité calculés dans la partie 4.2.3.

Afin de déterminer la flexibilité optimale pour chaque cas d'étude, les technologies sont classées par ordre décroissant de valeur qui peut être captée, formant ainsi un *merit order* des solutions.

Pour illustration, la figure ci-dessous présente l'évolution de la valeur actuelle nette selon les flexibilités et l'année de dimensionnement retenue, dans le cas L. L'année où la valeur actualisée est maximale est différente en fonction des technologies de flexibilité. Pour la détermination du *merit order*, c'est la valeur actualisée nette maximum pour chaque flexibilité qui est retenue. Dans le cas ci-dessous, c'est l'effacement industriel dans le scénario de coût bas qui est le plus profitable en termes de valeur nette. Les flexibilités dont la valeur n'est pas positive ne sont pas représentées en détail sur ce graphe.

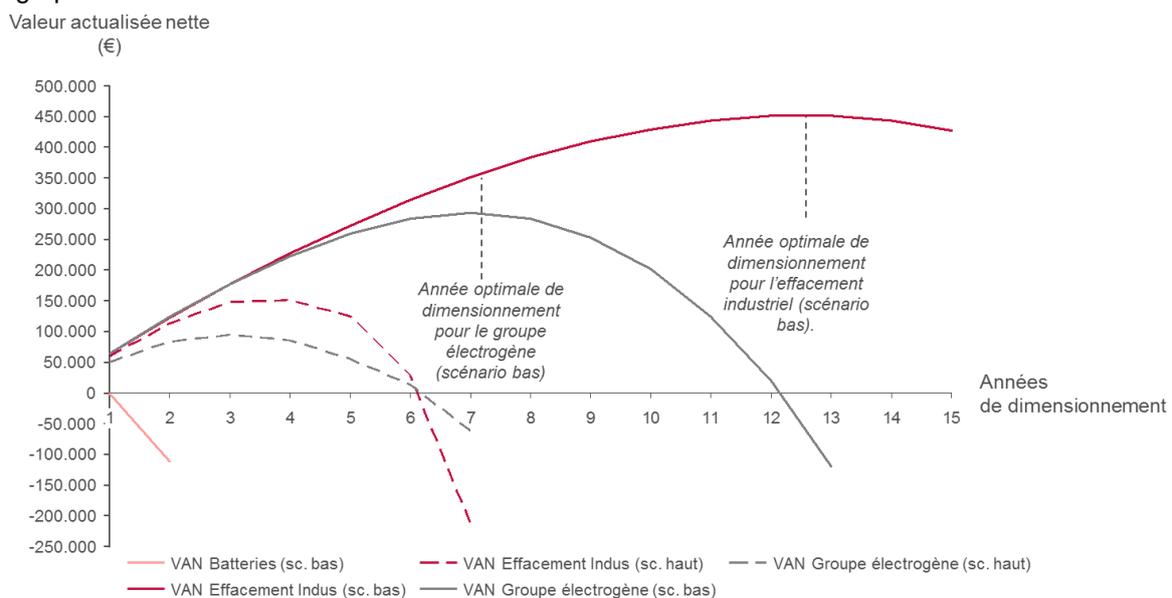


Figure 36 : évolution de la valeur nette dans le temps selon l'année de dimensionnement de la flexibilité sur le cas L

4.3 Les hypothèses dimensionnantes du coût de la flexibilité

En plus des quatre hypothèses dimensionnantes concernant la forme de la contrainte, les rationnels technico-économiques décrits dans la partie 3.2 reposent sur d'autres hypothèses dimensionnantes :

- **La fiabilité de la solution (%)** : les solutions de flexibilité ne sont pas toutes fiables à 100 %. Par exemple, les acteurs de l'effacement ne sont pas toujours en mesure de réduire leur consommation. Cependant, la fiabilité d'un renforcement du réseau est proche de 100 %. Afin de comparer des solutions à fiabilité égale, un facteur sur-dimensionnant le besoin de flexibilité vis-à-vis de la contrainte doit être retenu, afin de compenser le risque d'indisponibilité d'une partie de la solution de flexibilité. La fiabilité de chaque solution est dimensionnée dans l'annexe 6.2, et le facteur dimensionnant est retenu en fonction de ceux retenus dans les cas analysés du benchmark international et sont précisés en Annexe 6.2. Le facteur ne représente pas uniquement le taux de réponse de la flexibilité, mais le facteur de marge nécessaire pour avoir une fiabilité proche de 100 % ;

- **Les coûts d'investissement et d'exploitation, ou coûts de la disponibilité (en €/kW, €/kW/an et €/kWh)** : une fois les facteurs dimensionnants précédents identifiés, les ratios de coûts permettent d'évaluer le coût total annuel de chaque solution de flexibilité. Ils sont détaillés dans l'annexe 6.2.

À partir de ces hypothèses dimensionnantes, le coût de chaque flexibilité est évalué à partir de **deux scénarios de coût ; un scénario bas et un scénario haut** :

- **Effacement industriel (scénario de coût bas)** : cet effacement industriel repose sur la constitution de « tampons » préservant la production de produits finis en dépit des interruptions de consommation électrique. Les process concernés sont typiquement les broyeurs à fibre de bois dans l'industrie du papier, le broyage de granulats dans l'industrie du ciment ou bien encore les process froids qui permettent une accumulation préalable d'énergie. Ces stocks tampon et accumulation d'énergie constituent des déplacements de consommation par anticipation. Cet effacement industriel est peu coûteux, autant pour le coût de la disponibilité (3 €/kW/an, intégrant les coûts de formation des opérateurs gérant l'effacement, les coûts de gestion de l'agrégateur¹⁰⁰) que pour le coût variable (supposé nul) ;
- **Effacement industriel (scénario de coût haut)** : cet effacement industriel s'appuie sur l'arrêt de dispositifs de production de plusieurs centaines de kW à plusieurs dizaines de MW, dès lors que la marge sur coûts variables des biens produits est inférieure à la rémunération retirée de l'effacement. Les process concernés sont typiquement la chimie du chlore ou la production d'aluminium. Le cas d'espèce ne présente pas d'effet report *a priori* car il correspond à la réduction d'une production non « rattrapée » par la suite (l'industriel refusera certaines commandes car il gagne plus à « ne rien faire »). Le coût variable est élevé (environ 300 €/MWh¹⁰¹, correspondant à la marge sur coût variable des biens produits dans les différents procédés considérés : production de papier, sidérurgie, etc.), comme le coût de disponibilité (environ 12 €/kW/an¹⁰², pouvant intégrer l'impact de l'effacement sur la durée de vie des équipements), illustrant les importantes conséquences de l'effacement sur la production ou un besoin d'installer un système de contrôle commande ;
- **Groupe électrogène (scénario bas)** : ce scénario de coût représente les groupes existant déjà sur un site pour d'autres raisons que la valorisation de flexibilités (pour des raisons de sûreté par exemple, comme dans le cas d'un hôpital) alors la flexibilité est un revenu d'opportunité et ni coûts fixes ni investissements ne lui sont attribués. **Ces groupes ne coûtent donc que le coût variable d'électricité, à 200 €/MWh**, intégrant les coûts opérationnels ainsi que les coûts de carburant et de CO₂ et la valeur de l'électricité produite sur les marchés ;
- **Groupe électrogène (scénario haut)** : ce groupe électrogène est supposé être installé *ad hoc* pour la flexibilité sur le réseau de distribution. Ses coûts incluent donc un investissement de 270 €/kW. **En cas d'arrêt de l'utilisation de ce groupe avant sa fin de vie, les coûts échoués sont intégrés aux coûts totaux ;**
- **Effacement diffus (scénario bas)** : L'effacement diffus nécessite l'installation d'un boîtier, au coût unitaire de 450 € pour une durée de vie de 8 ans¹⁰³. Les coûts fixes annuels (hors investissement) pour le service GPRS et la gestion client sont estimés à 50 €/boîtier/an. Cependant, la puissance d'effacement de chaque boîtier dépend de plusieurs paramètres (saison, conditions météorologiques, usages effacés, report et effets rebonds). **Pour le scénario de coût bas, il est supposé que chaque boîtier offre une capacité d'effacement élevée, d'environ 2 kW par boîtier.** L'effacement diffus a un coût variable nul. Aucun coût échoué n'est intégré aux coûts pour ce scénario ;

¹⁰⁰ Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime – Juillet 2013

¹⁰¹ Ibid.

¹⁰² Ibid.

¹⁰³ Ibid.

- **Effacement diffus (scénario haut)** : ce scénario repose sur les mêmes hypothèses de coûts que le scénario bas, **mais il suppose que chaque boîtier n'offre qu'une faible capacité, d'environ 1 kW**. De la même manière que pour les autres scénarios hauts, les coûts échoués sont intégrés aux coûts totaux si l'utilisation de la flexibilité dure moins longtemps que la durée de vie du boîtier (environ 8 ans) ;
- **Écrêtement (scénario bas)** : cette flexibilité consiste à écrêter la production. Son principal coût est la valeur énergie sur le marché, représentant la valeur de l'énergie pour la collectivité. L'écrêtement peut avoir une influence sur l'usure du matériel, et pas nécessairement en la réduisant : l'écrêtement peut accélérer l'usure d'un matériel en arrêtant puis redémarrant des machines tournantes ou en faisant appel à de l'électronique de puissance. Ces coûts ou économies d'usures ne sont pas intégrées à l'étude. Néanmoins, un investissement de 10 k€/MW représente les besoins d'un système de contrôle-commande. Aucun coût échoué n'est pris en compte dans le scénario bas.
- **Écrêtement (scénario haut)** : ce scénario haut se distingue du scénario bas par l'investissement dans le contrôle commande. Cette différence s'explique par l'utilisation d'un système d'un système de contrôle commande pour des installations plus petites (en puissance d'injection), et donc un investissement plus élevé en €/MW. Il est retenu à 50 €/kW pour le scénario haut. Comme les autres scénarios hauts, les coûts échoués sont pris en compte.

L'ensemble des hypothèses de coûts est détaillé dans l'annexe 6.2.

4.4 Ordre de grandeur de la valeur nette de la flexibilité par matériel

4.4.1 Merit order des valeurs nettes des flexibilités selon les matériels

Afin de comparer les résultats entre les différents matériels, alors que les montants de bénéfice potentiel ne sont pas du même ordre de grandeur, la métrique retenue est l'euro économisé sur les reports d'investissement par euro dépensé dans la flexibilité dans chaque cas d'étude. Les résultats de la valeur de chaque flexibilité par cas d'étude (pour chaque cas d'étude, le ratio est déterminé sur l'année où la valeur maximum est possible, en optimisant l'année de dimensionnement, comme cela est décrit en Figure 36) sont présentés ci-dessous. Le ratio utilisé, s'il est supérieur à un, montre que la valeur nette de la flexibilité est positive, tandis qu'un ratio inférieur à un démontre une valeur nette de la flexibilité négative.

Les résultats de ratios gains/coûts par matériels sont présentés sur la Figure 37. Ces ratios sont calculés sur la moyenne des cas d'étude se rapportant à chaque matériel. On constate que le ratio de gain maximum est nettement à l'avantage du réseau HTA. Ce résultat fait écho à des bénéfices potentiels plus élevés dans les cas ruraux, où les départs sont longs et les contraintes faibles.

EUROS ECONOMISES PAR EURO INVESTI DANS LA FLEXIBILITE (MOYENNES DES CAS D'ETUDES PAR MATERIELS)

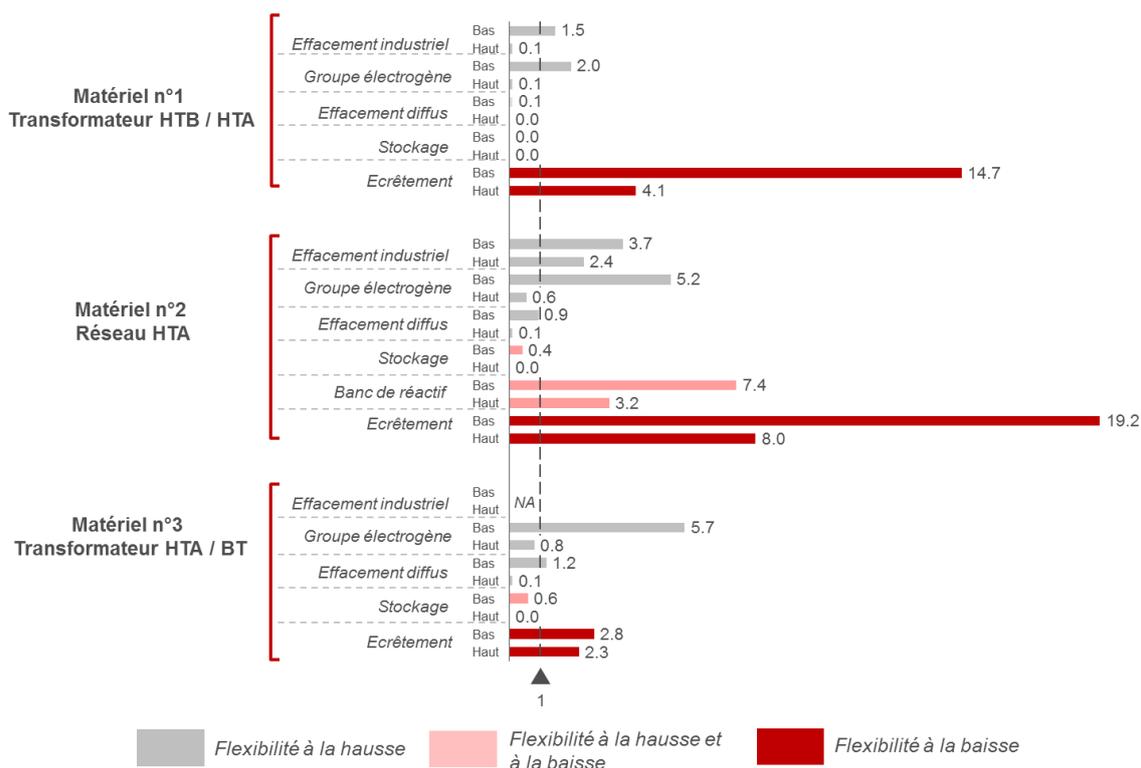


Figure 37 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité (moyenne sur les cas d'étude par matériels)

L'effacement est considéré comme une flexibilité « à la hausse », au sens du mécanisme d'ajustement : c'est une offre qui permet de résoudre une contrainte positive, lié à une consommation trop élevée. L'effacement permet de diminuer la consommation et donc rentre dans cette catégorie, qui contient aussi les groupes électrogènes. Le stockage et les bancs de réactifs peuvent agir dans les deux sens, tandis que l'écrêtement est une flexibilité à la baisse.

4 L'analyse montre que, dans plusieurs cas d'étude, les coûts de différentes solutions de flexibilité capables de répondre à ces formes de contrainte sont inférieurs aux bénéfices dégagés (ratio entre euro économisé et euro dépensé supérieur à 1).

5 Pour les contraintes liées au soutirage (consommation trop importante), plusieurs flexibilités (effacement industriel, groupe électrogène sans prise en compte des externalités carbone) présentent un bilan positif (ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant de 1 à 10) en particulier pour les formes de contraintes courtes. Il existe cependant des incertitudes fortes sur l'adéquation entre gisement et besoin de flexibilité local, en volume et en coût.

- L'effacement industriel et le groupe électrogène sont, de loin, les flexibilités qui permettent de dégager le plus souvent une valeur nette positive, avec des ratios d'économie de l'ordre de 1,5 à 8.
- Pour les groupes électrogènes, cela s'explique par l'utilisation d'une opportunité, dans la mesure où ces groupes sont considérés être présents, qu'il y ait une valorisation sur le réseau ou non. C'est pourquoi ces gains maximums ne doivent pas être considérés comme acquis : ils sont captables uniquement à hauteur du potentiel de capacité des groupes électrogènes déjà présents, qui peut être nul dans de nombreux cas (départs majoritairement résidentiels par exemples).
- Cependant, de la même manière que pour les groupes électrogènes, ce résultat sur l'effacement industriel n'est qu'économique : comme le montre le cas ENWL, il est particulièrement difficile d'obtenir une capacité significative d'effacement industriel à

l'échelle infra-poste source. Dès lors, l'utilisation de l'effacement industriel, aussi économique soit-il, sera réduit aux cas où cela est possible techniquement. Le potentiel de capacité de ces flexibilités est probablement réduit à l'échelle infra-poste source.

Les technologies de stockage, dans le cas des scénarios de coûts haut, ne sont pas en mesure de rentabiliser la flexibilité pour le réseau de distribution seul. Il faut toutefois souligner que le stockage stationnaire, comme les autres flexibilités, peuvent tirer des revenus grâce à d'autres leviers économiques tels que la participation au mécanisme d'ajustement.

6 **Pour les contraintes liées à l'injection (production trop importante), l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas un bilan très positif (ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10).**

- Cela peut s'expliquer par un coût très réduit de l'énergie écrêtée (valorisée à environ 40 €/MWh) vis-à-vis des coûts de stockage et de l'investissement dans des bancs de capacité. Ces coûts faibles impliquent que seule l'énergie requise pour passer la contrainte est écrêtée. Dès lors, la perte d'énergie est minime car elle ne concerne que la pointe de production et n'interrompt pas toute la production d'énergie, mais juste le surplus. Les gains de l'écrêtement de production peuvent être très élevés, à hauteur de 60 fois les montants investis pour payer l'énergie écrêtée.
- Dans une moindre mesure, les bancs de capacité apparaissent pertinents pour l'injection de réactif face aux problématiques de tension.

4.4.2 *Merit order* des valeurs nettes des flexibilités selon les cas d'étude

En dehors des cas extrêmes, et au regard des limites techniques des capacités permettant de dégager le maximum de valeur (capacité limitée des groupes électrogènes), il est nécessaire d'analyser plus finement le *merit order* des flexibilités, établi selon le ratio de gains sur les investissements, par cas d'étude. Ces résultats sont montrés sur les deux figures ci-dessous.

EUROS ECONOMISES PAR EURO INVESTI DANS LA FLEXIBILITE SELON LES CAS D'ETUDES

Cas et source de la contrainte	Effacement industriel		Groupe électrogène		Effacement diffus		Stockage		Banc de capacité		Ecrêtement		
	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	
	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> LEGENDE : <1 Valeur nette négative >1 Valeur nette positive </div>												
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA Matériel n° 2 Réseau HTA	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes de soutirage Contraintes d'injection </div>												
	Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA	1,5	0,1	2	0,1	0,1	0	0	0				
	Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 5%/an de la conso. résidentielle	2,2	0,4	4,3	0,1	0,2	0	0,1	0				
	Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la consommation professionnelle HTA	2,6	0,4	5,5	0,1	0,3	0	0,1	0				
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la conso. résidentielle	5,2	5	5,9	0,9	1,5	0,2	1,1	0,1	2,6	1,2		
	Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle	4,7	2,8	4,8	0,9	1,5	0,2	1	0,1	2,7	1		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes de soutirage Contraintes d'injection </div>												
Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle			5,7	0,8	1,2	0,1	0,6	0					
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA Matériel n° 2 Réseau HTA	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes de soutirage Contraintes d'injection </div>												
	Croissance de 2 MW de la production éolienne						0	0			14,7	4,1	
	Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 1 MW de la production CHP						0,1	0			21,5	5,2	
	Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV						0,1	0			3,1	2,1	
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolien						0	0	14,4	6,2	43	12,7	
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la production PV						1,2	0,1	5,2	2,5	28	19,6	
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes de soutirage Contraintes d'injection </div>												
Réseau urbain, contrainte en tension, croissance 5,5 MW de la production CHP						0	0	2,5	1	0,3	0,3		
Croissance de 5%/an de la production PV						0,4	0			3,9	3		
Installation de 300 kW de production CHP						0	0			1,6	1,5		

Figure 38 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité selon les cas d'étude

7 L'équilibre du bilan bénéfiques/coûts pour les solutions telles que le stockage ou l'effacement diffus est circonscrit à des cas plus spécifiques pour des scénarios de coûts bas. Ces flexibilités ont des bilans économiques contrastés : elles ne dégagent une valeur positive que sous des conditions favorables (scénario de coûts bas, contrainte de forme courtes), comme les cas K (départ HTA rural avec croissance de la consommation résidentielle) et L (départ HTA semi-urbain avec croissance de la consommation professionnel HTA). Les bancs de capacité dégagent de la valeur, mais leurs utilisation sera limité par les impacts qu'ils créent (augmentation de la puissance apparente, des pertes).

L'ensemble de ces constats ne varie pas en fonction de l'équipement réseau considéré (transformateur HTB/HTA, réseau HTA, transformateur HTA/BT), si ce n'est que la mise en œuvre de la flexibilité sera d'autant plus complexe sur de petits équipements (transformateur HTA/BT). Cette concentration de l'utilisation de la flexibilité sur la moyenne tension est soulignée par le benchmark. Plus globalement, ces niveaux de valeurs sont très variables et la pertinence de chaque solution de flexibilité doit être considérée cas particulier par cas particulier.

Au niveau des matériels, l'analyse de la valeur nette absolue pour chaque cas fait ressortir des écarts majeurs et logiques entre les matériels : le cas du transformateur HTB/HTA permet de dégager jusqu'à 10 fois plus de valeur que le cas du transformateur HTA/BT.

4.4.3 Analyse coûts-bénéfices détaillée des flexibilités par matériel

4.4.3.1 Matériel n° 1 : le transformateur HTB/HTA

Les contraintes sur le transformateur HTB/HTA sont restreintes au régime *N-1*. Cela limite la durée totale d'appel sur l'année de la contrainte et donc la disponibilité nécessaire de la flexibilité, à environ 25 h/an. En revanche, la durée consécutive d'appel maximum d'un événement *N-1* est estimée à environ 20 h/an, ce qui est une valeur trop importante pour certaines flexibilités, comme le stockage et l'effacement industriel (dans les hypothèses défavorables). Dès lors, le coût moyen des flexibilités pour les cas d'étude sur le transformateur HTB/HTA peut être élevé pour ces flexibilités (dépassant largement les 1 000 €/kW/an avec l'ensemble des coûts échoués dus la première année), comme le montre la Figure 39.

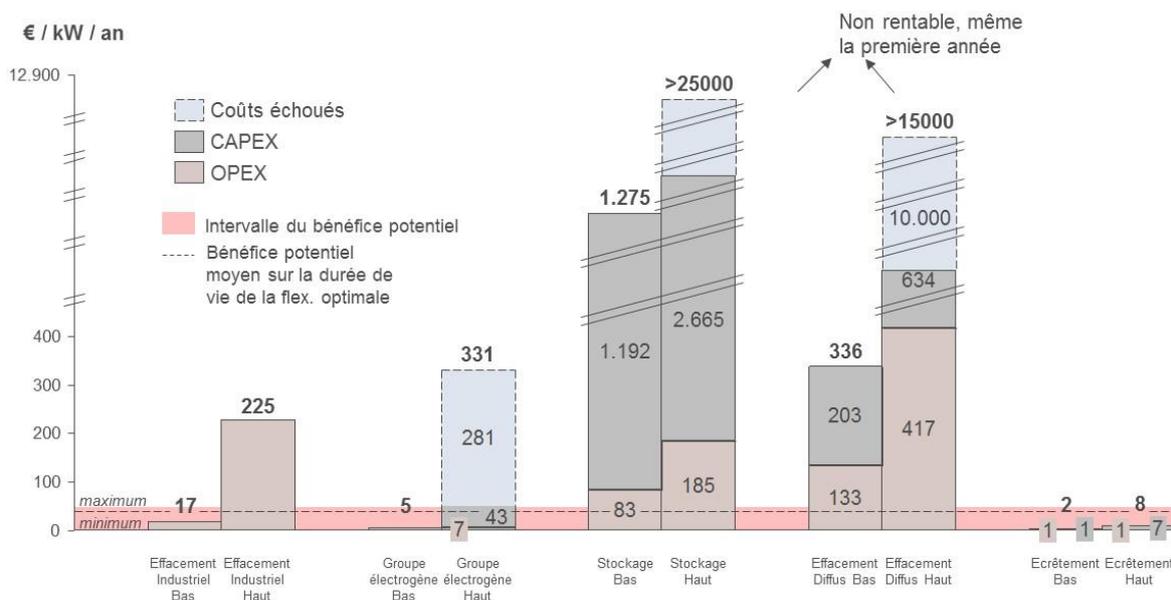


Figure 39 : comparaison des coûts moyen de la flexibilité sur la durée d'utilisation de chaque flexibilité sur les cas A (écrêtement) et B (autres flexibilités)

En termes de structure de coûts, les batteries et l'effacement diffus sont des technologies particulièrement capitalistiques, ce qui est problématique pour les contraintes dont la profondeur augmente au fil des années, car le bénéfice potentiel diminue et peut rapidement être inférieur aux coûts fixes annualisés des flexibilités. À l'inverse, l'effacement industriel, les groupes électrogènes et l'écrêtement sont faiblement capitalistiques, avec principalement un coût de disponibilité annuel en €/kW/an.

En conclusion sur le matériel HTB/HTA, les groupes électrogènes et l'effacement industriel sont les flexibilités qui pourraient apporter le plus de valeur nette pour les contraintes en soutirage, tandis que l'écrêtement est celle qui apporte le plus de valeur nette pour les contraintes en injection.

Les batteries pour les régimes *N-1* : le cas d'UK Power Networks au Royaume-Uni et de BC Hydro au Canada illustrent l'intérêt des batteries pour des événements limités dans le temps.

- **UK Power Networks** : la batterie du GRD britannique est dimensionnée pour le régime *N-1*, afin de compenser la panne d'un des deux transformateurs du poste source.
- La fréquence de l'utilisation de ce régime *N-1* est d'environ 2,5 fois par an, et la batterie est dimensionnée pour environ 2 heures de contrainte en durée consécutive, soit bien moins que les 20 heures retenues dans le cas d'étude.
- **BC Hydro** : la batterie est utilisée pour le schéma *N-1* sur le réseau de moyenne tension. Elle a été utilisée en moyenne 4,5 heures par mois, et les événements durent à chaque occurrence moins de 7 heures.

4.4.3.2 Matériel n° 2 : le réseau HTA

La diversité des cas d'étude du réseau HTA est nettement plus élevée que pour le transformateur HTB/HTA. Cela s'explique par un nombre de paramètres plus important : topologie du réseau, contrainte en tension ou en intensité. Le bénéfice potentiel de la flexibilité s'établissait donc sur une plage de valeur plus élevée, comme le montrait le paragraphe 3.4.1.2. Cela laisse plus d'opportunité de valeur nette aux différentes flexibilités, notamment avec leurs hypothèses de coûts favorables. Ainsi, **non seulement l'effacement industriel et les GE sont intéressants dans de nombreux cas, même en hypothèses maximales (cas K de croissance de consommation résidentielle sur un réseau HTA rural et L de croissance de consommation industrielle sur un réseau HTA semi-urbain), mais aussi l'effacement diffus et le stockage, avec les hypothèses de coûts minimales, peuvent atteindre le seuil d'intérêt.** Cela s'explique par un bénéfice potentiel élevé, une contrainte réduite dans la profondeur et dans la durée (pointe d'injection du photovoltaïque, pointe de soutirage du résidentiel). **La prise en compte des coûts échoués (scénarios de coûts maximum) rend néanmoins l'équation économique non favorable pour ces deux flexibilités.**

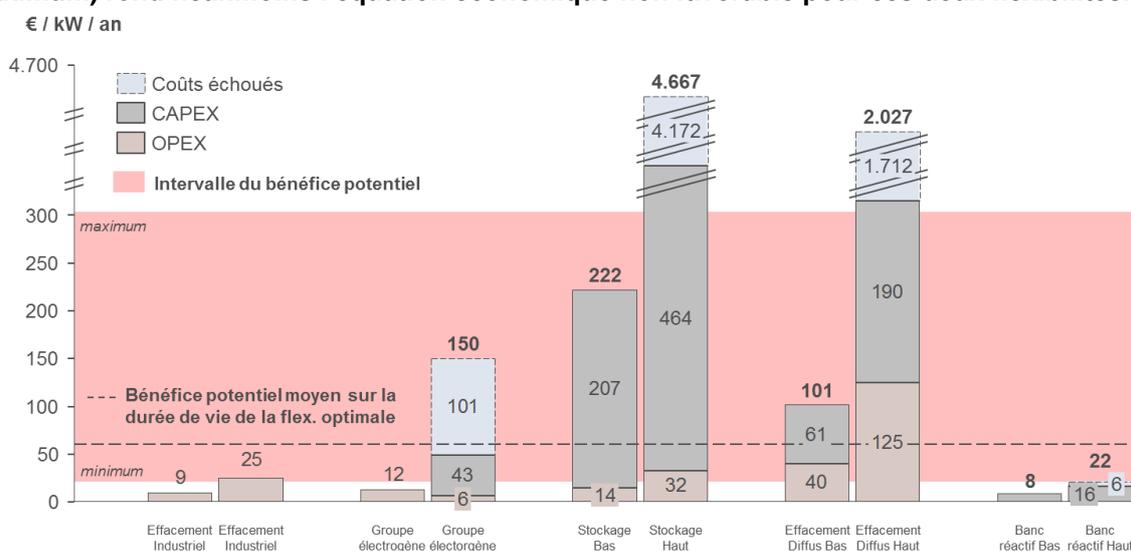


Figure 40 : comparaison des coûts moyens de la flexibilité sur la durée d'utilisation de chaque flexibilité sur le cas K

Par ailleurs, les bancs de capacité semblent tout à fait à même de prendre part à la résolution de la contrainte en tension. Ce sont des installations aux coûts modérés¹⁰⁴ et présentent une valeur actuelle nette parmi les plus élevées des flexibilités, pouvant atteindre jusqu'à 600 k€ pour les cas en de tension trop élevée due à une production PV. Cela s'explique par leurs coûts faibles. **Cependant, l'utilisation des bancs de capacité est limitée : la fourniture et l'absorption d'énergie réactive peuvent augmenter fortement la puissance apparente transitant sur le réseau.** Si l'augmentation est trop forte, une contrainte d'intensité peut apparaître. Le déploiement des bancs de capacité est donc limité par l'intensité maximum admissible sur le réseau HTA.

4.4.3.3 Matériel n°3 : le transformateur HTA/BT

Le transformateur HTA/BT a fait l'objet de trois cas d'étude, dont deux illustrant une contrainte d'injection et un illustrant une contrainte de soutirage résidentielle. Le bénéfice potentiel absolu (environ 1,9 k€/an) est moindre, et la taille des contraintes est généralement réduite. C'est notamment le cas pour le matériel retenu (transformateur HTA/BT de 250 kVA) qui n'est pas le plus important de sa catégorie.

¹⁰⁴ L'étude ne prend pas en compte les pertes techniques d'énergie que ces installations peuvent augmenter

Comme pour les cas précédents, le *merit order* des flexibilités est relativement similaire : les technologies d'effacement industriel et de groupes électrogènes sont pertinentes économiquement, alors que les coûts fixes de l'effacement diffus et des technologies de stockage peuvent être rédhibitoires (avec des coûts dépassant largement les 320 €/kW/an), surtout si les coûts échoués sont inclus. L'écrêtement reste très profitable pour permettre d'améliorer la capacité d'injection infra-poste source.

La taille de l'équipement nécessitera de passer en revue la faisabilité technique d'utilisation des flexibilités. **Si l'effacement industriel est économiquement profitable, il doit être exclu des flexibilités *in fine* retenues, car il n'y aura pas de capacités suffisantes en aval du poste de distribution publique.** Les groupes électrogènes de petites tailles pourraient, eux, être envisagés. À l'inverse, le stockage distribuée et l'effacement diffus sont les technologies qui pourraient le mieux s'insérer dans les installations raccordées en BT, en aval du poste source.

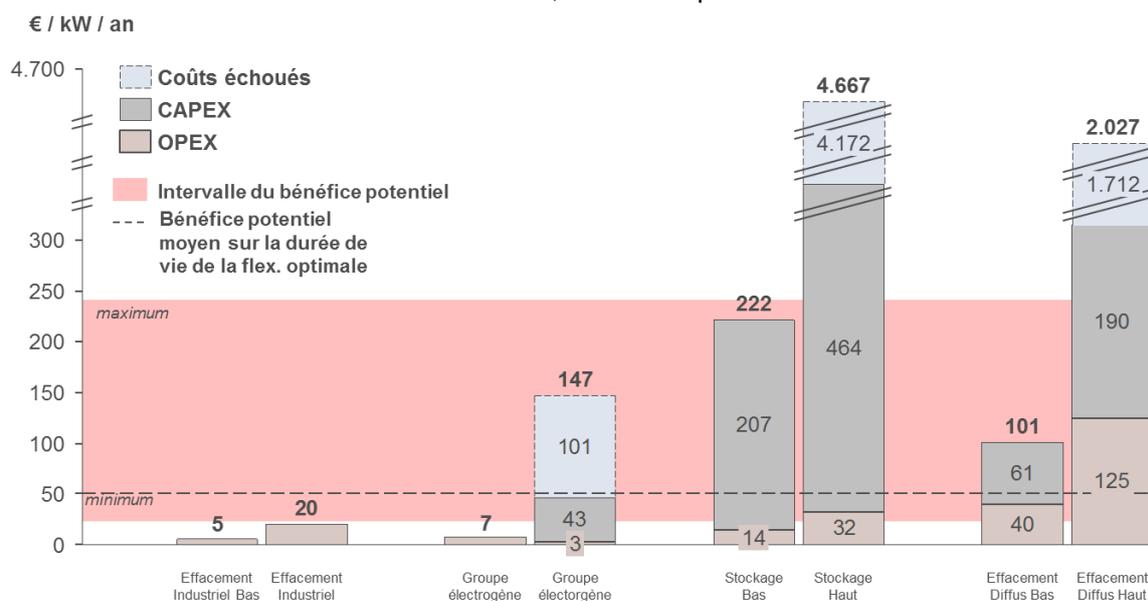


Figure 41 : comparaison des coûts moyen de la flexibilité sur la durée d'utilisation de chaque flexibilité sur le cas P

Même si des expérimentations de flexibilités en BT ont été réalisées à l'étranger, aucune de ces expérimentations n'avaient pour objectif final ou unique de reporter l'investissement dans un poste HTA/BT, mais plutôt de participer à la lever de contraintes en amont, sur le réseau HTA.

4.4.4 Adéquation des flexibilités aux contraintes rencontrées

Le besoin et le dimensionnement des flexibilités sont les critères déterminants, et ils ne sont pas les mêmes selon les cas d'étude :

		Profondeur (Année 5)	Durée totale d'appel sur l'année (Année 5)	Fréquence (Année 5)	Durée consécutive d'appel maximum (Année 5)		
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA	B - Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA	2,5 MW	~25 heures	~ 5 /an	~ 20 heures	Contraintes de soustrage	
	E - Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 5%/an de la consommation résidentielle	1,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
Matériel n° 2 Réseau HTA	F - Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la consommation professionnelle HTA	0,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
	K - Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la conso. Résidentielle	1,1 MW	~150 heures	~95 /an	~3 heures		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	L - Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle	850 kW	~80 heures	~50 /an	~5 heures		
	P - Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle	35 kW	~20 heures	~20 /an	~ 2 heures		
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA	A - Croissance de 2 MW de la production éolienne	2 MW	~25 heures	~ 5 /an	~ 20 heures		Contraintes d'injection
	C - Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 1 MW de la production CHP	1 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
	D - Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV	1,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
Matériel n° 2 Réseau HTA	G - Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolienne	200 kW	~430 heures	~90 /an	~20 heures		
	H - Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la production PV	500 kW	~450 heures	~180 /an	~5 heures		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	I - Réseau urbain, contrainte en tension, croissance 5,5 MW de la production CHP	950 kW	~2800 heures	<10 /an	~2200 heures		
	M - Croissance de 5%/an de la production PV	60 kW	~400 heures	~170 /an	~5 heures		
	O - Installation de 300 kW de production CHP	10 kW	~ 2800 heures	< 10 /an	~2200 heures		

Capacité de la flexibilité à répondre à la contrainte	 < 30 h	 < 10	 < 10 h
	 ≤ 500 h	 ≤ 150	 ≤ 12 h
	 > 500 h	 > 150	 > 12 h

Figure 42 : caractéristiques de la forme de la contrainte selon le cas d'étude

On distingue trois grandes catégories de cas :

- Pour les cas d'étude en contrainte uniquement en régime *N-1* (c'est-à-dire les transformateurs HTB/HTA et les contraintes en intensité sur le réseau HTA), les contraintes sont peu fréquentes (environ 5 fois par an), relativement courtes et ont donc un cumul faible sur l'année. Elles sont favorables à l'effacement industriel, aux batteries, et aux groupes électrogènes.
- Pour les cas d'étude en contrainte lors d'un régime *N* (c'est-à-dire les transformateurs HTA/BT et les contraintes en tension sur le réseau HTA), les contraintes sont beaucoup plus fréquentes, avec un cumul qui peut être élevé. Ces contraintes ont des durées consécutives courtes (engendrées par la consommation résidentiel ou photovoltaïque) qui dépassent rarement plus d'une journée (cas de l'éolien). Ce sont les cas de contraintes dues au photovoltaïque et à la consommation résidentielle qui peuvent dégager le plus de valeur nette.
- Pour les cas d'étude avec une contrainte en injection créée par une cogénération, la contrainte annuelle est unique et très longue, dès lors l'intérêt de la flexibilité est très réduit.

4.4.5 Analyse de sensibilité sur les coûts de la flexibilité

Les analyses de sensibilité des hypothèses de coûts des flexibilités sont d'ores et déjà prises en compte dans l'établissement de cas d'hypothèses favorables (cas des coûts minimum) et d'hypothèses défavorables (cas des coûts maximum) (voir paragraphe 4.3).

Cependant, la sensibilité du résultat final aux hypothèses dimensionnantes n'a pas encore été évaluée en tant que telle. Cette analyse de sensibilité permet d'illustrer les leviers qui expliquent l'évolution des coûts en €/kW/an des technologies de la flexibilité mérite d'être analysée. Les deux paramètres déterminants parmi les hypothèses dimensionnantes sont :

1. La durée consécutive d'appel maximum de chaque contrainte ;
2. La durée totale d'appel sur l'année des contraintes.

La Figure 43 illustre, selon la forme de la contrainte, le(s) critère(s) qui sont dimensionnants pour l'effacement industriel et pour l'effacement diffus. Pour une contrainte de forme courte (zone 1), c'est la profondeur de la contrainte qui est le critère dimensionnant de la flexibilité et donc de son coût. Pour une contrainte de forme longue, en zone 2 ou 3, ce sont respectivement la durée consécutive maximale ou la durée totale annuelle d'appel qui sont les critères dimensionnants du coût, complémentaires à la profondeur de la contrainte, qui reste dimensionnante.

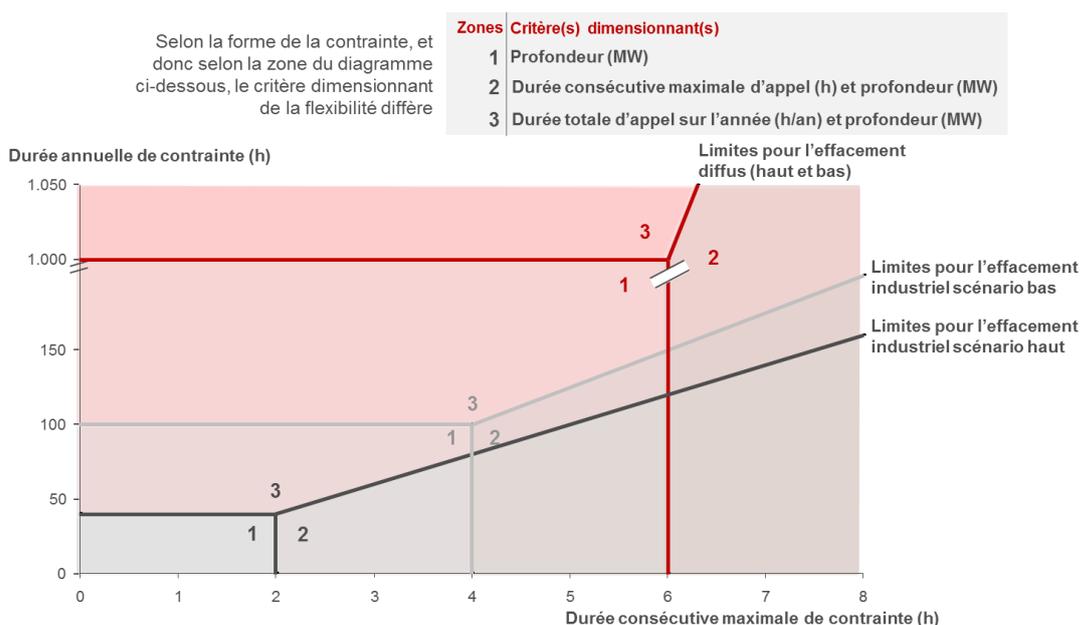


Figure 43 : critère dimensionnant du coût de la flexibilité pour chaque type d'effacement selon la durée totale d'appel sur l'année et la durée consécutive d'appel maximale

L'effacement diffus est une technologie de flexibilité qui permet, grâce au foisonnement, de réaliser de l'effacement sur plusieurs heures, qu'elles soient consécutives ou non. L'effacement industriel, qui repose sur l'effacement d'une installation ou d'un procédé industriel, ne peut pas perdurer de nombreuses heures. Il est donc rapidement nécessaire d'avoir plusieurs installations d'effacement industriel pour répondre à la contrainte, en enchaînant les effacements de chaque installation.

4.4.5.1 Effets de la durée consécutive maximale sur les coûts de la flexibilité

Une analyse de sensibilité du coût de l'effacement industriel (scénario bas) à la durée consécutive d'appel maximum de chaque contrainte a été réalisée pour le matériel n° 1, transformateur HTB/HTA. Le résultat est présenté dans la Figure 44. Le matériel HTB/HTA a été retenu pour cette analyse, car la forme de la contrainte dépend peu ou pas des hypothèses du cas d'étude, mais principalement de la durée totale d'appel sur l'année, de la profondeur de la contrainte et de la durée des situations en situation N-1.

Comme le montre la Figure 42 dans les cas d'étude sur le matériel HTB/HTA retenus dans l'étude, la durée consécutive maximale d'appel est de 20 heures. C'est donc par rapport à ce cas que l'analyse de sensibilité est réalisée.

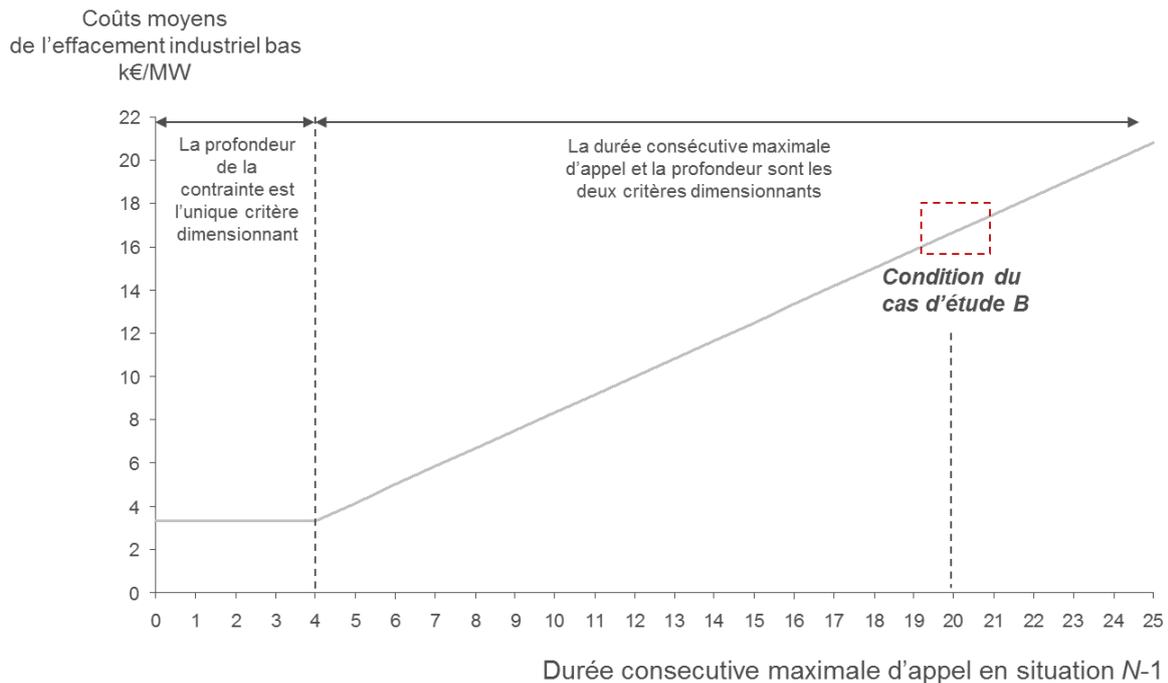


Figure 44 : sensibilité des coûts moyens de l'effacement industriel (scénario bas) sur le matériel HTB/HTA selon la durée total d'appel sur l'année et la durée consécutive d'appel maximale

L'effacement industriel, comme d'autres flexibilités (effacement diffus, batteries) sont très sensibles, en termes de dimensionnement et donc de coûts, à la durée consécutive d'appel maximum. Pour ces flexibilités, une contrainte plus courte implique une diminution des coûts, comme c'est le cas de l'effacement (diffus ou industriel) et des batteries, qui ont une sensibilité élevée à ce paramètre. Cela s'explique par le phénomène de critère dimensionnant : les flexibilités sont dimensionnées pour répondre à la fois à la durée totale d'appel sur l'année, à la fréquence et à la durée consécutive d'appel maximum, mais c'est généralement un seul critère, le plus pénalisant (ce qui varie selon les flexibilités, les années et les cas d'étude), qui dimensionne la flexibilité.

Pour le cas présenté ci-dessus, la durée consécutive d'appel maximum est, de loin, le critère dimensionnant pour les trois types de flexibilités qui bénéficient d'une réduction de ce critère. Cela explique que l'effacement industriel et les batteries sont utilisés par d'autres gestionnaires de réseaux à l'étranger pour résoudre des contraintes N-1 sur le réseau de distribution, mais dans des cas où les contraintes n'excèdent pas 6 heures.

5 LES FACTEURS CONTEXTUELS MODIFIANT LA VALEUR DE LA FLEXIBILITÉ ET LEURS SOLUTIONS

Dans certains cas d'étude, la flexibilité est donc une solution qui peut créer une valeur nette positive pour la collectivité en reportant les investissements de renforcement. Cependant, en pratique, la mise en œuvre de cette solution peut être favorisée ou empêchée par certains facteurs contextuels, comme le manque de données locales ou historiques fiables, ou bien la difficulté de détecter une période en contrainte pour activer la flexibilité.

Les facteurs limitant la valeur de la flexibilité représentent des obstacles qui doivent être surmontés pour exploiter en conditions réelles la flexibilité. Ils concernent d'une part la planification, c'est-à-dire la capacité à prévoir le besoin de flexibilité, en format, en quantité et donc à prévoir sa valeur, et d'autre part la conduite, c'est-à-dire la capacité à exploiter une flexibilité qui serait correctement dimensionnée, en temps réel selon l'apparition des contraintes.

Les facteurs favorisant la valeur de la flexibilité sont des opportunités qui permettront de développer la flexibilité plus facilement grâce au contexte de la transition énergétique.

5.1 Les facteurs contextuels liés à la planification

5.1.1 Le manque de données locales (*critère défavorisant*)

Les méthodes de planification actuelles s'appuient sur un nombre limité de données, car elles ne reposent pas sur une analyse détaillée des courbes de charges locales (en BT, ou le long des départs HTA). Le manque de données locales est donc un facteur contextuel sur lequel il y a peu de leviers d'actions, si ce n'est augmenter l'observabilité du réseau, à moyen et long terme.

5.1.1.1 Le besoin de données locales pour dimensionner la flexibilité

Le dimensionnement de la flexibilité repose sur deux éléments principaux : la connaissance de la courbe de charge locale, spatialisée pour les contraintes sur le réseau HTA, et la connaissance des probabilités d'apparition des situations $N-1$ locales. S'il existe déjà des probabilités d'apparition de situations $N-1$, utilisées pour valoriser l'END, les données de courbes de charge ne sont que partiellement connues en l'état :

- Les instruments de mesure avec un pas de temps réduit (inférieur ou égal à 1 heure) sont localisés uniquement dans les matériels aux échelons de tension relativement élevés (poste source) ou chez des consommateurs et producteurs importants ayant un compteur télé-relevé (mais la courbe de charge n'est pas utilisée à des fins de planification).
- Il n'existe donc pas de courbes de charge au niveau du poste de distribution publique (ils ne sont pas instrumentés pour mesurer la puissance), ni le long du départ HTA (seule une mesure est réalisée au niveau du poste source).
- Si certaines données (les puissances d'injection et de soutirage) sont spatialisées, ce n'est pas le cas des courbes de charge : chaque utilisateur a une courbe de charge qui lui est propre, de manière indépendante de la puissance.

En l'absence de données, il n'est pas possible de dimensionner précisément la flexibilité, et donc de la valoriser vis-à-vis du renforcement.

5.1.1.2 Les solutions techniques

En ce qui concerne les flexibilités répondant aux contraintes en $N-1$, les probabilités d'apparition de ces défauts sur le réseau permettraient de dimensionner la flexibilité, et elles sont connues. Pour les contraintes en N (comme une contrainte en tension le long d'un départ HTA), la récupération des courbes de charge sur réseau sur plusieurs années, préalablement à la mise en place de la flexibilité, pourrait être nécessaire pour bien connaître les conditions d'apparition des contraintes et dimensionner les flexibilités, notamment celles qui sont limitées en activation sur la durée (effacement, batteries).

Pour récupérer ces données, l'instrumentation du réseau local est nécessaire, suivie d'une période d'étude de plusieurs années pour en déduire une connaissance statistique de l'état du réseau dans le temps. Pour récupérer les courbes de charges manquantes, trois solutions peuvent être envisagées de manière complémentaire pour en optimiser le coût :

- La mise en place d'un estimateur d'état du réseau, à partir des éléments existants
- La mise en place d'un ensemble d'instruments de mesures sur le matériel qui pourrait être en contrainte, de manière à récolter un historique. Cependant, cela nécessiterait plusieurs années d'historique.
- L'utilisation des données des compteurs communicants : ces données ne pourront pas être immédiatement utilisables, car un travail d'identification et de spatialisation des données devra être réalisé en amont.

Ces solutions font l'objet de travaux des gestionnaires de réseaux de distribution actuellement, dans le cadre des expérimentations *smart grids*.

Afin d'illustrer les conséquences en termes de coûts de ce besoin d'information, une analyse d'impact des coûts d'instrumentation du réseau sur la valeur de la flexibilité est réalisée ci-dessous, en s'appuyant sur le benchmark réalisé auprès du GRD Northern Powergrid¹⁰⁵, qui a combiné différents équipements de mesure de tension, d'intensité, de température et de vitesse du vent afin d'opérer son réseau au maximum de sa capacité sans dégradation du matériel¹⁰⁶.

Northern Powergrid a communiqué les coûts d'instrumentation des différents matériels¹⁰⁷, comprenant le coût de l'équipement, de l'étude et de l'installation :

- Pour un transformateur HTB/HTA : les coûts d'instrumentation et de sécurités ont coûté 280 k€¹⁰⁸.
- Pour un départ HTA : **le GRD a déployé en moyenne 3 capteurs par départ HTA¹⁰⁹**. Le coût d'instrumentation d'un départ dépend de sa nature :
 - Pour une ligne aérienne, ce coût s'élève à 17 000 €.
 - Pour un câble souterrain, il atteint 77 000 € avec notamment des coûts de main d'œuvre plus importants que pour une ligne aérienne.
- Pour un transformateur HTA/BT : Northern Powergrid a déployé 21 équipements sur des postes de distribution, avec un coût moyen de 2 100 € par transformateur. Ce coût ne prend pas en compte des moyens de communication, qui n'ont pas été mis en place pour les postes de distribution : il s'agit uniquement d'une instrumentation de mesure.

En ce qui concerne la durée de vie de ces équipements, Northern Powergrid l'estime comprise entre 10 et 15 ans. L'étude a retenu la durée de vie de 15 ans.

Pour le réseau HTA et le transformateur HTA/BT¹¹⁰, une analyse de sensibilité sur la valeur actualisée nette a été réalisée sur un cas d'étude, en prenant en compte ces coûts d'instrumentation qui ont été incorporés aux CAPEX des solutions de flexibilité. **Ces analyses de sensibilité ne sont que des illustrations : l'application de coûts à l'étranger sur des réseaux français ne peut pas servir de démonstration, dans la mesure où chaque réseau a ses spécificités.**

¹⁰⁵ Plus particulièrement sur le *Customer-Led Network Revolution Project*.

¹⁰⁶ Principe du *Real-Time Thermal Rating* : la capacité du réseau dépend non pas du transit, mais de la température mesurée et envisagée.

¹⁰⁷ *Real-Time Thermal Rating Costs Analysis & Lessons Learnt Report, CLNR library*.

¹⁰⁸ Coût pour 4 relais de protection dotés d'instruments de mesure, les relais isolent le transformateur en cas de surchauffe ou lors de l'apparition d'un arc électrique.

¹⁰⁹ *Real-Time Thermal Rating Costs Analysis, CLNR library, page 8*.

¹¹⁰ Cas K d'un départ HTA en zone rurale et cas P d'un transformateur HTA/BT, tous deux contraints par une croissance de la consommation résidentielle.

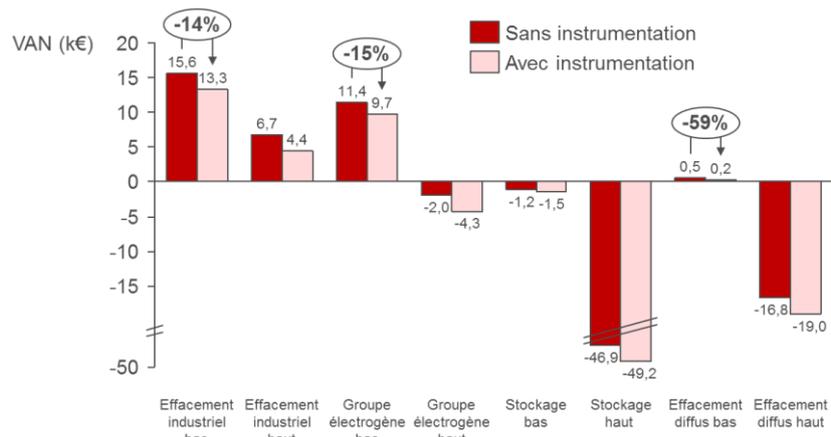


Figure 45 : influence des coûts d'instrumentation sur la valeur nette actualisée des flexibilités dans le cas P HTA/BT- résidentiel

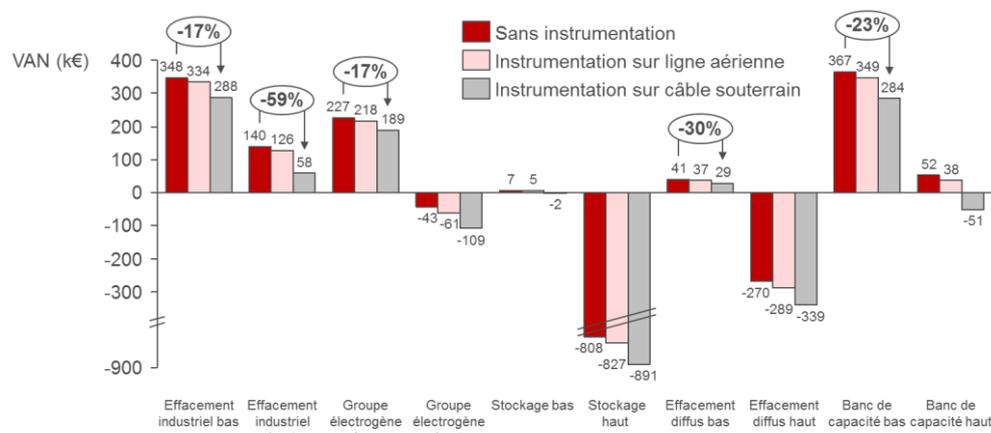


Figure 46 : influence des coûts d'instrumentation sur la valeur nette actualisée des flexibilités dans le cas K HTA - tension - rural - résidentiel

On constate que l'instrumentation des différents matériels du réseau a un impact modéré sur la valeur de la flexibilité avec une altération de l'ordre de 20 % de la VAN pour les solutions les plus rentables (effacement industriel, groupe électrogène, banc de capacité). L'implémentation d'instruments de mesure réduit la valeur de la flexibilité jusqu'à 60 % dans les cas où la valeur n'était pas quasi nulle. Les solutions les moins efficaces, comme les batteries ou l'effacement diffus, trouvent alors presque toujours une valeur négative. Cela est encore plus vrai lorsque les coûts échoués sont pris en compte, dans les scénarios à coût haut.

5.1.2 Les incertitudes sur les données (critère défavorisant)

Les analyses réalisées dans les parties 3 et 4 reposent sur une vision omnisciente, pure et parfaite des réseaux de distribution. Cependant, en conditions pratiques, chaque mesure à l'origine d'un dimensionnement ou d'une activation d'une flexibilité intègre une incertitude. Dès lors, ces incertitudes nécessitent de surdimensionner la flexibilité, pour s'assurer que les contraintes soient évitées. Deux types de surdimensionnement sont envisageables, répondant à deux types d'incertitudes :

- Une incertitude sur la mesure liée en tension ou en transit : elle est de 5 % à 10 % sur les instruments de mesure disponibles actuellement sur le réseau.
- Une incertitude sur les hypothèses de dimensionnement : hypothèses de croissance de la charge, hypothèses de foisonnement des charges lors de l'arrivée d'une nouvelle charge ponctuelle.

L'incertitude sur les données de mesure et d'hypothèses de dimensionnement est un facteur contextuel sur lequel il n'y a que très peu de leviers d'actions, car les incertitudes sont intrinsèquement

liées à la mesure, et les hypothèses de dimensionnement comme celle de la croissance de la charge sont déjà étudiés en détail par les gestionnaires de réseaux de distribution.

5.1.2.1 Les incertitudes liées à la mesure en tension ou en transit (critère défavorisant)

L'incertitude liée à la mesure en tension ou en transit modifie la caractéristique de la contrainte à laquelle la flexibilité doit répondre :

- Lors de la phase d'analyse de la courbe de charge, issue d'une mesure, une marge de sécurité doit être prise en compte, à hauteur de l'incertitude ;
- Lors de l'activation de la flexibilité, la même marge de sécurité doit être prise en compte pour que la flexibilité s'active lorsqu'il y a un risque qu'une contrainte apparaisse.

Cette incertitude a donc une conséquence sur la durée totale d'appel et sur la durée consécutive maximale d'appel, en nécessitant de dimensionner et d'appeler la flexibilité pour une contrainte potentiellement présente.

Une analyse de l'impact qu'ont les incertitudes des mesures de tension et de transit sur la valeur de la flexibilité a été réalisée sur les cas P et K, qui concernent le développement de la consommation résidentielle respectivement à l'échelle d'un transformateur HTA/BT et d'un départ HTA.

Pour le cas du transformateur HTA/BT, une contrainte est détectée lorsque la puissance transitant dans le matériel dépasse le seuil de détection de la contrainte¹¹¹.

Deux analyses sur l'incertitude de la mesure de la puissance aux bornes du transformateur ont été réalisées en plus du cas de référence P (seuil de contrainte à 275 kW¹¹², incertitude de mesure supposée à 0 %) :

- Une analyse avec 1 % d'incertitude ;
- Une analyse avec 5 % d'incertitude ;
- Une analyse avec 10 % d'incertitude.

Plus l'incertitude est élevée, plus la contrainte doit être surdimensionnée et donc le coût de la flexibilité important. La valeur de la flexibilité, comme le montre la Figure 47, est donc logiquement décroissante avec l'incertitude de la mesure de la puissance aux bornes du transformateur.

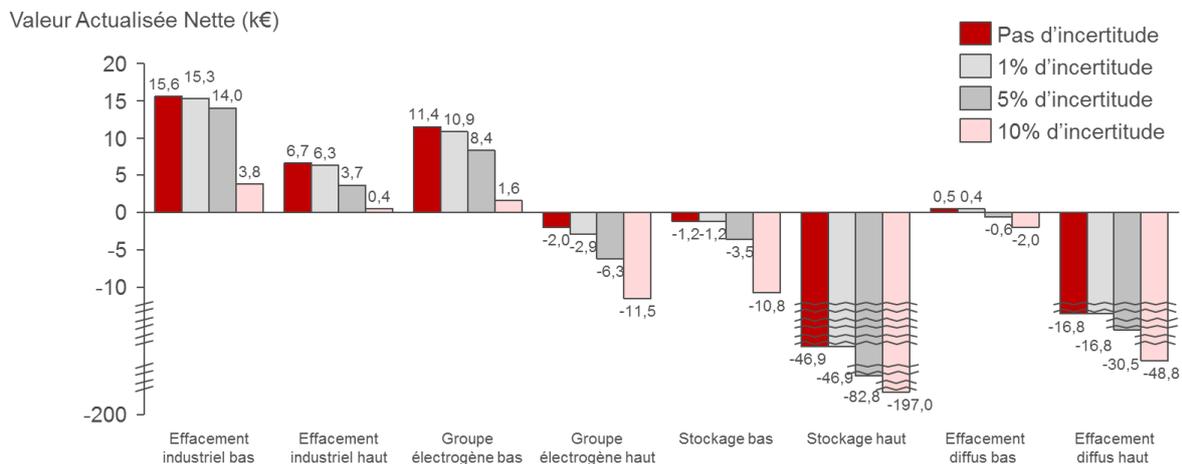


Figure 47 : évolution de la valeur nette dans le cas de la consommation résidentielle sur le matériel n° 3

¹¹¹ Avec l'incertitude, le seuil de détection de la contrainte est égal au seuil de contrainte minorée de l'amplitude de l'incertitude.

¹¹² Pour rappel, le transformateur HTA/BT tolère un dépassement de 10 % pendant 2 heures, le seuil de contrainte est défini comme la somme de la puissance nominale du transformateur (250 kW) et de la tolérance de 10 % (25 kW).

Sur le transformateur HTA/BT, une incertitude de 5 % diminue de 10 % à 50 % la valeur de la flexibilité pour les cas de l'effacement industriel et des groupes électrogènes. Une incertitude de 10 % rend la valeur de la flexibilité quasi nulle. Cela souligne l'enjeu de dimensionnement au plus près de la réalité les flexibilités et donc de réduire au mieux les incertitudes.

Pour le cas du départ HTA, une contrainte de tension est détectée lorsque l'écart relatif entre la tension en un point du réseau et la tension nominale du départ est en dehors d'un intervalle donné. Les plages de tension tolérée dépendent des conditions locales, mais ne peuvent jamais s'écarter à plus de 10 % de la valeur nominale. Deux analyses sur l'incertitude de la mesure de la tension aux différents points de raccordement du départ ont été réalisées en plus du cas de référence K (départ HTA en zone rurale contraint par une croissance de la consommation résidentielle), où l'incertitude est supposée à 0 % :

- Une analyse avec 1 % d'incertitude, qui limite d'autant la plage de tension tolérée ;
- Une analyse avec 5 % d'incertitude ;
- Une analyse avec 10 % d'incertitude.

Plus l'incertitude sera élevée, plus la contrainte sera surdimensionnée et donc le coût de la flexibilité important. La valeur de la flexibilité, comme le montre la Figure 48, est donc décroissante avec l'incertitude de la mesure de la tension.

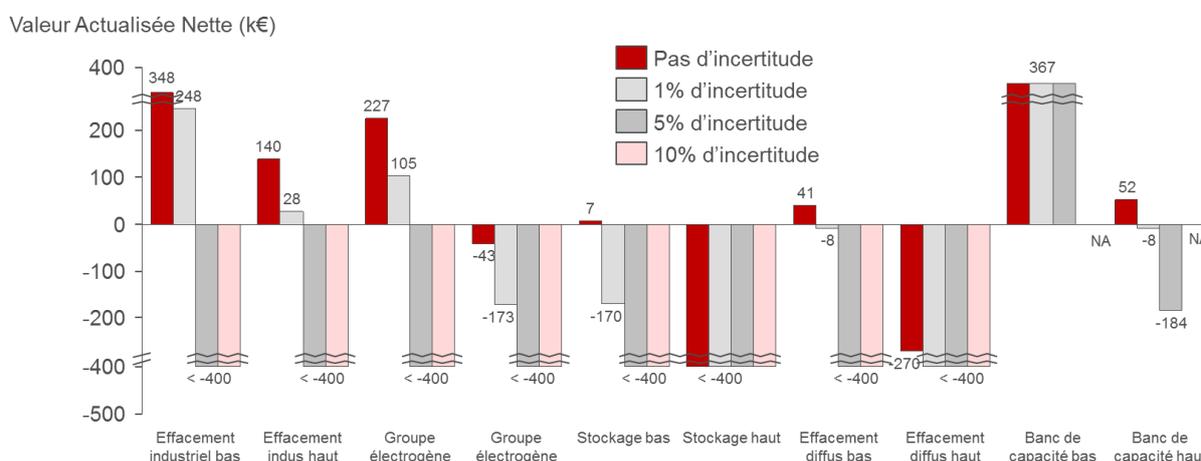


Figure 48 : évolution de la valeur nette dans le cas de la consommation résidentielle sur le matériel n° 2

La décroissance de la valeur est nettement plus sensible pour le cas HTA : une incertitude de 1 % peut réduire à près de 0 la valeur nette dégagée, en activant nettement plus régulièrement la flexibilité, et donc en la surdimensionnant fortement. Ce constat est valable pour l'ensemble des flexibilités de type effacement industriel, groupe électrogène. L'effacement diffus est moins sensible, dans la mesure où la profondeur de la contrainte est plus déterminante que l'activation. De même, les bancs de capacité, dont le critère dimensionnant est la profondeur de la contrainte et non l'activation, sont moins sensibles à cette analyse.

Pour les contraintes en tension, une incertitude de 1 % sur la tension peut fortement modifier le dimensionnement de la flexibilité, car ce pourcent occupe un dixième de la plage de tolérance maximale (10 %). Ainsi, les mesures en intensité sont moins sensibles aux incertitudes que les mesures en tension, car les variations de tension peuvent être très sensibles (en %) à l'évolution de la courbe de charge, et donc 1 % d'incertitude sur la tension a plus d'effet que 1 % d'incertitude sur l'intensité.

5.1.2.2 Les incertitudes liées aux hypothèses de dimensionnement (*critère défavorisant*)

Lors des analyses technico-économiques de renforcement et d'évaluation de la flexibilité, les GRD sont confrontés à des incertitudes liées à l'estimation de la croissance de la production et de la consommation sur son réseau. Pour le renforcement, ces incertitudes sont de moindre importance :

une fois le renforcement nécessaire acté, il permet d'obtenir une marge relativement importante, pour plusieurs années. Pour la flexibilité, le dimensionnement est directement lié à l'hypothèse de croissance retenue. Par exemple, si une croissance de la consommation de 5 %/an est prévue avec une incertitude de 1 %, le dimensionnement de la flexibilité devrait être basé sur une croissance de 6 %/an.

Ces incertitudes ont donc une conséquence directe sur le dimensionnement et donc le coût des flexibilités. Ainsi, une erreur de prévision de la croissance de la charge de deux points peut avoir deux effets :

- Besoin de surdimensionner la flexibilité en capacité, pour contenir une croissance trop forte. Avec des coûts de flexibilité plus élevés et un bénéfice égal, l'incertitude sur la prévision de la croissance de la charge réduit donc la valeur de la flexibilité.
- Si la croissance réelle est inférieure à la croissance prévue, la flexibilité pourra être utilisée quelques années de plus par rapport à l'année optimale initialement prévue, générant ainsi plus de valeur. La valeur de la flexibilité demeurera cependant inférieure à la valeur du cas où la croissance réelle aurait été prévue sans incertitude, car un surdimensionnement de 1 % sera retenu.

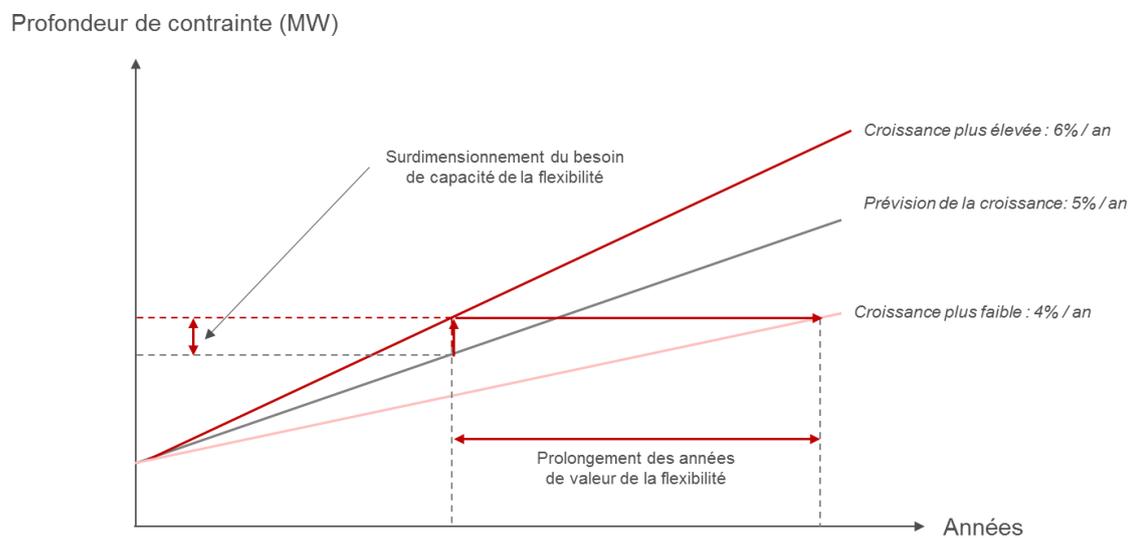


Figure 49 : illustration de l'évolution de la valeur de la flexibilité selon l'évolution de la contrainte avec une incertitude de 1 % sur la prévision de la croissance de la charge

Afin de chiffrer cet écart, une analyse de sensibilité a été réalisée sur le cas d'une croissance de consommation résidentielle sur un départ rural HTA. Quatre cas sont comparés :

- Un cas de prévision à 5 % avec une incertitude relative de 20 %¹¹³, et une croissance réelle mesurée à 4 % ;
- Un cas de prévision à 5 % avec une incertitude relative de 20 %, et une croissance réelle mesurée à 6 % ;
- Un cas de prévision à 6 % sans incertitude (correspondant à une augmentation de 20 % d'une croissance de 5 %) ;
- Un cas de prévision à 4 % sans incertitude.

La Figure 50 donne les valeurs actualisées nettes (VAN) des différentes solutions de flexibilité dans chacun de ces 4 cas.

¹¹³ Cette incertitude nécessite un surdimensionnement de 23 % pour l'effacement industriel et de 18 % pour le groupe électrogène avec coûts bas. La différence de surdimensionnement s'explique par le choix d'une année optimale différente selon les flexibilités, selon la méthode définie en Figure 36

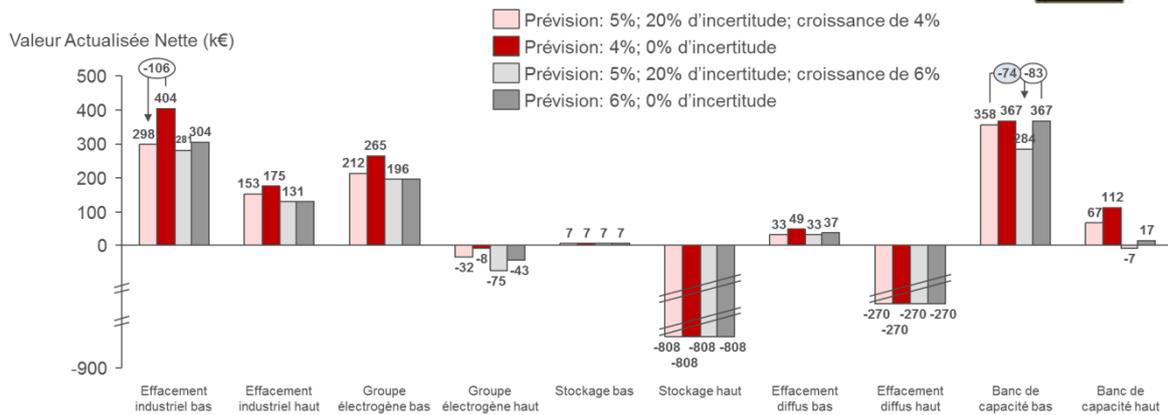


Figure 50 : influence de l'incertitude sur le taux de croissance de la charge locale sur la valeur actualisée nette de la flexibilité

Certains facteurs d'évolution de la charge sont prévisibles, comme la construction d'un nouveau quartier d'habitation. À l'inverse, certains facteurs d'évolution sont quasi imprévisibles, comme la fermeture d'une usine consommant intensivement de l'électricité. Dès lors, il peut être très difficile d'établir une prévision de croissance fiable.

À prévision de croissance (5%/an) et incertitude relative (20%) fixées, la croissance de consommation réelle influe sur la valeur nette de la flexibilité avec un notamment un écart de VAN allant jusqu'à 100% pour de l'injection de puissance réactive via des bancs de capacité entre les cas de croissance réelle de 4% et 6%. Cela s'explique par réduction plus forte de la durée d'utilisation des bancs de capacités avec la variation de la croissance, pour une valeur déjà réduite initialement dans les hypothèses hautes de coût.

À croissance réelle connue (4%/an et 6%/an), l'incertitude de la prévision réduit la valeur nette de la flexibilité, à cause du surdimensionnement. L'incertitude relative de 20% peut générer jusqu'à 26% de perte de valeur actualisée nette pour l'effacement industriel, dans le cas d'une croissance de 4%/an et 23% de pertes de valeur actualisée nette pour l'injection de puissance réactive dans le cas d'une croissance de 6%/an. Les VAN des quatre cas sont identiques pour le stockage (coûts hauts et bas) et l'effacement diffus (coût haut) car ces flexibilités ne dégagent pas de valeur, et ne sont donc pas utilisés. Le montant représente la valeur négative dès la première année.

La valeur actualisée nette dépend donc fortement (jusqu'à 100% dans les cas les plus défavorables) de l'hypothèse de croissance retenue et de son incertitude. Néanmoins, l'analyse technico-économique des renforcements dépend aussi de ces incertitudes.

5.1.2.3 Les solutions techniques pour améliorer les mesures

Concernant l'incertitude des mesures, seul le remplacement de l'élément le moins fiable de la chaîne de mesure permettrait d'améliorer la précision. Sur les cas où un point de mesure unique est nécessaire, c'est-à-dire pour les transformateurs HTB/HTA et HTA/BT, ce coût pourrait être limité. À l'inverse, pour les cas nécessitant de nombreux capteurs (réseau HTA), le coût de remplacement des capteurs pourrait être prohibitif vis-à-vis de la perte de valeur liée à l'incertitude.

Concernant l'incertitude sur les hypothèses de croissance, les gestionnaires de réseaux de distribution sont déjà soumis à ces incertitudes dans la planification, et les modèles de prévision sont déjà considérés comme développés au mieux de leurs capacités pour la planification actuelle. Il n'y a donc pas de solution pour cette incertitude à moyen terme.

5.1.3 L'intégration à la planification

La planification actuelle est adaptée pour étudier la valeur technico-économique des renforcements, mais pas pour évaluer la valeur de la flexibilité vis-à-vis de l'énergie non distribuée ou du report

d'investissement. Les deux facteurs complexifiant l'intégration de la flexibilité dans la planification, ainsi qu'une option alternative de planification favorisant le recours à la flexibilité, sont décrits ci-après.

5.1.3.1 Les règles de planifications adaptées ou simplifiées dans lesquelles la flexibilité n'a pas de valeur (critère défavorisant)

La flexibilité permet de résoudre la contrainte technique, mais n'est pas strictement équivalente à un renforcement. En effet, un renforcement du réseau peut permettre d'obtenir des valeurs complémentaires, comme l'embellissement des réseaux, l'enfouissement des réseaux (améliorant potentiellement le critère B). De plus, le renforcement peut être effectué pour des raisons principales éloignées de la contrainte : dans certaines zones, le renforcement est réalisé lorsqu'il est possible, en amont de la contrainte, car il pourrait ne pas être réalisable quelques années après.

Actuellement, il n'est pas possible de distinguer les différentes valeurs apportées par un renforcement d'un matériel du réseau. **Lors de l'intégration de la flexibilité dans la planification, il sera nécessaire de déterminer les règles qui permettront de classer les solutions répondant aux besoins du réseau, cas par cas.**

5.1.3.2 Des échéances temporelles qui impliquent des contractualisations en amont (critère favorisant ou défavorisant selon les cas)

La planification au sein des gestionnaires de réseaux de distribution est conçue de manière à ce que les renforcements soient réalisés avant l'apparition des contraintes, ou au moment de leur apparition. L'anticipation que permet la planification prend en compte le temps d'étude du renforcement. La flexibilité doit s'inscrire dans ce calendrier, ce qui peut être favorisant ou défavorisant :

- La flexibilité peut être plus difficile à contractualiser plusieurs années en amont, notamment dans le cas de l'effacement industriel. À l'inverse, certaines études de flexibilité peuvent prendre plusieurs années, comme le montre le benchmark international, notamment pour les cas de batteries (ex : BC Hydro). Ces durées de développement doivent être intégrées à la planification.
- La flexibilité permet de répondre rapidement à l'apparition d'une contrainte non prévue, en attendant qu'un renforcement soit mis en place. Cependant, la valorisation d'une telle flexibilité n'est pas celle décrite dans l'étude, car il n'y a pas de renforcement reporté : aucun investissement n'était prévu. Cette utilisation exceptionnelle de la flexibilité aura besoin d'autres modèles de valorisation.

L'intégration de la flexibilité dans la temporalité de la planification nécessitera une étude à part entière, pour définir les modifications des processus actuels qui seront nécessaires pour permettre à la flexibilité de prendre part au réseau, sans modifier la qualité de service offerte par les réseaux de distribution.

5.1.3.3 La création d'une nouvelle option de planification : la réduction de l'énergie non distribuée (critère favorisant)

Dans l'étude, la réduction de l'énergie non distribuée n'est pas considérée telle quelle, car il est supposé qu'elle est suffisamment importante pour que le renforcement soit déclenché. Il existe néanmoins des cas avec une granularité plus fine, où la flexibilité permet de réduire la valeur de l'énergie non distribuée avant qu'elle atteigne le coût du renforcement. Ce cas, s'il est intégré comme une option à la planification, ouvre une autre possibilité pour la flexibilité.

L'intégration de la flexibilité à la planification est un facteur contextuel sur lequel les gestionnaires de réseaux peuvent résoudre les difficultés qui y sont liées. Néanmoins, comme le montre le *benchmark* international, cette intégration nécessite un travail en profondeur sur les règles et procédés de la planification (aucun cas de *benchmark* n'a encore finalisé cette intégration pour déployer la flexibilité).

5.2 Les facteurs contextuels liés à la conduite de la flexibilité

5.2.1 Le manque de prévisibilité et de vision en temps réel

Le manque de prévisibilité et de vision en temps réel du réseau est un facteur contextuel qui peut être résolu, mais nécessite des investissements (comme ceux décrits au paragraphe 5.1.1.2) en systèmes de communication et de mesures qui pourront fortement diminuer la valeur de la flexibilité. L'activation automatique de la flexibilité est une des solutions qui permettrait de diminuer l'observabilité sur le réseau.

5.2.1.1 Le besoin de prévisibilité et d'observabilité en temps réel du réseau (*critère défavorisant*)

Lorsqu'un renforcement est réalisé, il est disponible la quasi-totalité du temps. **Le besoin de surveillance du réseau est donc limité : les situations N-1 sont détectées pour que la conduite y remédie, mais il n'y a pas de veille de la tension et de l'intensité le long des départs HTA et aux réseaux de niveaux de tension inférieurs.** Pour les flexibilités, la conduite est plus complexe, car chaque flexibilité doit être activée lorsqu'elle est nécessaire, ou en prévision. Or cela nécessite une vision à court terme et en temps réel de la situation du réseau. En effet :

- Une vision à court terme peut être nécessaire pour activer certaines flexibilités, notamment l'effacement industriel qui peut nécessiter un préavis à l'activation de quelques minutes à quelques heures, selon les process concernés ;
- Une vision en temps réel est nécessaire pour pouvoir activer la flexibilité. Cette connaissance en temps réel peut être limitée (au point de raccordement de la flexibilité).

Cette connaissance du réseau n'est disponible en temps réel qu'au niveau des postes sources, et à la source des départs HTA. De plus, le gestionnaire ne dispose pas de moyens de prévoir l'état du réseau à court terme à date.

5.2.1.2 Les solutions au manque de prévisibilité et d'observabilité en temps réel du réseau

Plusieurs solutions sont envisageables pour résoudre ce besoin technique :

- **L'automatisation de la flexibilité** : en fonction d'une mesure locale de tension (réseau HTA) ou de transit (au niveau des transformateurs HTB/HTA et HTA/BT), la flexibilité pourrait être automatiquement activée, sans préavis, de manière à répondre automatiquement à la contrainte. Cette technique est adaptée pour les flexibilités ne nécessitant pas spécifiquement de préavis (toutes, sauf l'effacement industriel). Il s'agit d'un processus simplifié de l'activation de la flexibilité, dans la mesure où elle ne permet pas de s'assurer que la contrainte est effectivement résolue sur l'ensemble du réseau.
- **Le développement d'un estimateur d'état du réseau et d'une gestion prévisionnelle** : les expérimentations *smart grids* ont, notamment, pour objectif de mettre en place un estimateur d'état du réseau. L'objectif est de prévoir à court terme et d'observer en temps réel l'état du réseau, avec le moins d'instruments de mesure possible, le reste étant fourni par la modélisation. Ces technologies existent, mais leur coût est encore inconnu. Le résultat des expérimentations *smart grids* d'ERDF dans le domaine est attendu pour 2017.

5.2.2 Les besoins opérationnels (*critère défavorisant à court terme mais favorisant à moyen terme*)

L'étude, le dimensionnement, la contractualisation et la gestion en temps réel de la flexibilité créera des besoins opérationnels, notamment en termes de formation et d'organisation opérationnelle de la flexibilité. Ces besoins dépendront notamment du cadre réglementaire qui sera retenu pour permettre aux gestionnaires de réseaux de valoriser la flexibilité (contractualisation, etc.). Ces besoins opérationnels devront permettre de répondre aux nouvelles tâches rendues nécessaires par la flexibilité :

- Études, dimensionnement

- Contractualisation et gestion contractuelle sur la durée
- Prévion du besoin, activation en temps réel

Ces nouvelles tâches seront aussi des opportunités pour les gestionnaires de réseau pour développer des nouveaux métiers, qui pourront rejoindre le cœur de métier des distributeurs.

5.3 Les facteurs contextuels liés à la transition énergétique

La valeur de la flexibilité est intrinsèquement liée à la transition énergétique. L'évolution du mix électrique, de l'efficacité électrique, des technologies de flexibilité et la réduction de leurs coûts sont un facteur très important pour le développement de la valeur de la flexibilité pour les réseaux de distribution, aussi bien par l'apparition de nouvelles contraintes que par le développement de nouvelles sources de flexibilités. Ce facteur contextuel peut être considéré comme majoritairement exogène, sauf dans la mesure où les signaux de coûts de raccordement pourraient en limiter ou amplifier les effets.

5.3.1 Le développement de nouvelles contraintes (critère favorisant)

La transition énergétique a mis en place de nouveaux objectifs de développement des énergies renouvelables, en portant la part de ces énergies à 32 % de la consommation finale d'énergie et à 40 % de la production d'électricité en 2030.

Ainsi, le développement de la production distribuée sera à l'origine de nombreuses contraintes, avec la forte augmentation de l'injection d'énergie sur les réseaux de distribution. La puissance installée sur le réseau d'ERDF a augmenté de 11,3 % entre septembre 2014 et septembre 2015 pour atteindre 18,9 GW¹¹⁴, avec de l'ordre de 80 % à 90 % de production photovoltaïque et éolienne raccordée sur les réseaux de distribution.

L'efficacité électrique est un autre pilier de la transition énergétique. Les rénovations énergétiques, avec le développement des bâtiments basses consommations, et la construction neuve, avec les bâtiments à énergie positive vont réduire la consommation énergétique du bâtiment. Selon l'importance des transferts d'usages (comme le véhicule électrique), la consommation pourra être réduite ou augmentée localement. La flexibilité peut donc être considérée comme une option ouverte : en l'utilisant, les gestionnaires de réseaux garderont la possibilité de renforcer, tout en offrant la possibilité de ne pas le faire si la consommation diminue. Ce principe est détaillé en Figure 51.

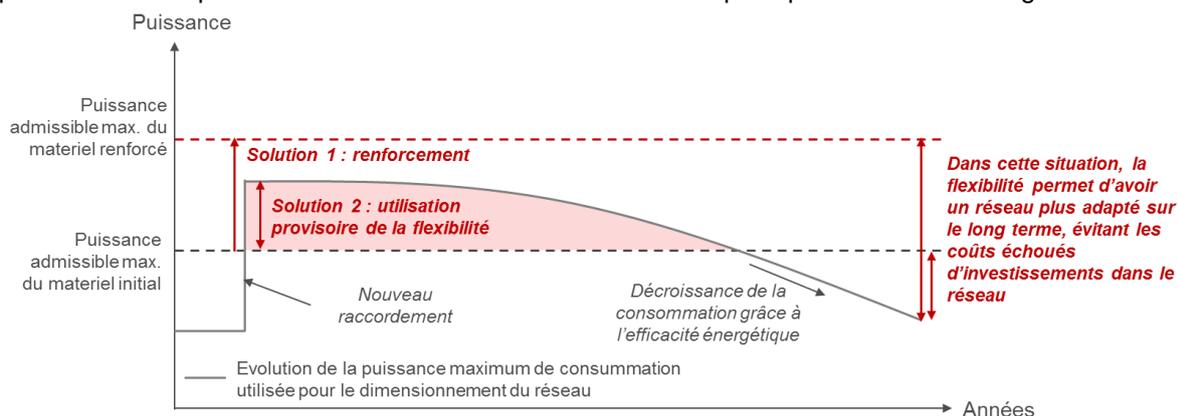


Figure 51 : illustration de l'influence de l'efficacité énergétique sur l'intérêt de la flexibilité

La flexibilité peut donc être utilisée pour :

¹¹⁴ Analyse mensuelle du bilan électrique ERDF – Septembre 2015

- Offrir une option : lorsqu'il existe une incertitude forte sur le devenir d'une contrainte (en croissance ou en décroissance), la flexibilité permet de garder les choix ouverts sans sortir du domaine de tolérance des paramètres des réseaux.
- Éviter un renforcement utile uniquement sur une période temporaire : comme dans le cas de la Figure 51, la flexibilité permet d'optimiser la gestion des contraintes temporaires (dans le sens d'une contrainte sur un nombre restreint d'années).

5.3.2 Le développement des sources de flexibilités (*critère favorisant*)

La transition énergétique développe le vivier de sources de flexibilités au niveau des réseaux de distribution :

- Si le développement de la production distribuée est à l'origine de nombreuses contraintes, elle est aussi la solution à ces contraintes : comme le montre la partie 4, l'écrêtement de la production est une méthode de flexibilité dégageant de la valeur, sur la quasi-totalité des cas d'étude étudiés en contrainte d'injection.
- L'effacement se développe en France, comme le montre l'augmentation du volume de l'appel d'offre effacement réalisé par RTE : 800 MW¹¹⁵ pour l'année 2014, 1 800 MW¹¹⁶ pour 2015, et un objectif de 2 300 MW¹¹⁷ pour l'année 2016. Cette augmentation est aussi une conséquence de la disparition progressive des tarifs à jour de pointe (EJP), due à la disparition des tarifs réglementés de vente vert et jaune. Sur le périmètre d'ERDF uniquement, 326 MW d'effacements participent déjà aux mécanismes nationaux (mécanisme d'ajustement ou NEBEF)
- Certaines technologies ont récemment été développées en France, comme l'effacement diffus, contrôlé dynamiquement. La création d'une tranche spécifique aux effacements de sites de petite puissance (inférieure ou égale à 36 kVA) de l'appel d'offres d'effacement, de 300 MW pour 2016 témoigne du développement de ces effacements.
- Le coût de certaines technologies les rapproche du seuil de rentabilité économique, comme le coût des batteries ou de la technologie CAES (air comprimé) qui diminue fortement. Parallèlement à la baisse des coûts, l'offre de stockage d'électricité s'étoffe, avec des produits dédiés aux gestionnaires de réseaux.

Ainsi, la transition énergétique est une opportunité pour le développement des flexibilités, et le bénéfique potentiel de flexibilité locale pour les réseaux de distribution est une des valorisations qui permettra de créer de la valeur à partir de ces flexibilités.

5.4 Conclusion sur les facteurs limitants

8

Au-delà du cadre d'analyse théorique de la flexibilité, l'étude des conditions pratiques de mise en œuvre des flexibilités met en évidence que les méthodes et outils de planification ainsi que ceux relatifs à la conduite de la mise en œuvre de la flexibilité au sein des gestionnaires de réseaux impactent à la hausse comme à la baisse la valeur de la flexibilité.

Vis-à-vis des facteurs contextuels techniques, chaque matériel a ses propres spécificités :

- **Pour le transformateur HTB/HTA** : le manque de données n'a pas d'effet pour ce matériel, dans la mesure où les données de courbes de charge sont connues sur ce matériel, tout comme les probabilités d'apparition d'une situation *N-1*. De même les incertitudes de 5 % à 10 % n'ont pas d'impact très significatif (car il s'agit d'incertitudes en transit). Enfin, le nombre restreint de postes sources laisse envisager des besoins opérationnels moindres par rapport aux autres matériels.

¹¹⁵ Dépêche RTE du 31/12/2013.

¹¹⁶ Dépêche RTE du 10/12/2014.

¹¹⁷ Délibération de la CRE du 22 octobre 2015 portant approbation des modalités de l'appel d'offres organisé par le gestionnaire du réseau public de transport pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles en 2016.

- **Pour le réseau HTA** : le manque de données, et surtout de spatialisation de ces données, est problématique pour le réseau HTA, notamment pour l'analyse des contraintes en tension où la spatialisation des données est primordiale. L'incertitude des mesures en tension nécessitera un surdimensionnement de la flexibilité, qui peut être élevé, dans la mesure où la tension est un paramètre très sensible à la courbe de charge. Enfin, le nombre de départs HTA (plus de 20 000), laisse envisager des besoins opérationnels qui peuvent être importants en cas de déploiement de la flexibilité.
- **Pour le transformateur HTA/BT** : à ce niveau, il n'y a pas de données en courbe de charge, ni de vision en temps réel de l'état de ces transformateurs. Cela peut limiter très fortement l'usage de la flexibilité, dans la mesure où le dimensionnement de ces flexibilités reposera nécessairement sur une modélisation à partir de peu de données, où sur une étude après plusieurs années de mesures. Enfin, le nombre de transformateur HTA/BT (environ 770 000) montre que l'automatisation de la flexibilité est un quasi-prérequis pour ce niveau de flexibilité.

En ce qui concerne les facteurs non techniques, l'intégration de la flexibilité au calendrier et aux rationnels actuels de la planification, pourra aussi modifier le potentiel de la flexibilité, à la hausse (ex : cas où la flexibilité est utilisée pour réduire l'énergie non distribuée avant tout investissement) ou à la baisse (ex : cas où l'augmentation de capacité du réseau est un bénéfice mineur vis-à-vis d'autres valeurs comme l'embellissement). De plus, les besoins opérationnels de l'exploitation de la flexibilité pourront être significatifs, que ce soit pour la planification (dimensionnement de la flexibilité, contractualisation), ou la conduite (gestion contractuelle, activation des flexibilités). Ils pourront augmenter d'autant le coût de la flexibilité.

Enfin, pour les facteurs plus exogènes, la transition énergétique sera à l'origine de changements d'usages de l'électricité qui bénéficieront à la flexibilité :

- En étant à l'origine de nouvelles contraintes, avec le développement de la production distribuée
- En favorisant le développement des sources de flexibilités, comme l'effacement ou les batteries
- En modifiant plus rapidement l'usage du réseau : une contrainte pourrait apparaître avec un nouveau raccordement d'une installation de consommation, puis disparaître avec l'efficacité électrique. Une flexibilité permet alors de se passer de renforcement.

6 ANNEXES

Quatre annexes décrivent plus en détail les hypothèses retenues, la méthodologie et le benchmark :

- Annexe 6.1 : Benchmark International
- Annexe 6.2 : Paramètres technico-économiques de la flexibilité
- Annexe 6.3 : Dimensionnement optimal de la flexibilité selon la contrainte
- Annexe 6.4 : Détails méthodologiques sur les calculs de forme de contraintes pour les cas en tension

6.1 Résultats du benchmark international

6.1.1 Storage System at Ergon Energy – Australia



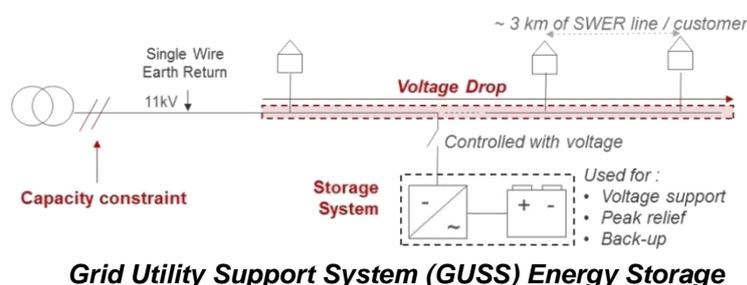
Flexibility (since 2014): **Storage, Voltage Control**

- Region of Queensland Area: 160 000km of distribution line (excluding transmission lines which are owned and operated by Powerlink) on ~ 1million km² area
- About 65 000km of Single Wire Earth Return (SWER) network at 11kV, 19.1kV or 13kV
- 730 000 Customers (26 000 on a SWER)
- 33 isolated systems in very remote areas
- Ergon Energy Corporation limited is primarily a distribution company with a restricted generation license for 33 remote communities. Ergon Energy Queensland is a sister company– that is a retail company

6.1.1.1 Key Messages

- Queensland's size and its low population density resulted in the building of long single wire radial networks with small capacities (SWER - Single Wire Earth Return – average 200kW capacity) to service a significant portion of rural Queensland. Therefore, the network is highly subject to voltage and capacity constraints even though the consumption is not high.
- In order to defer and reduce the investment costs, Ergon Energy are deploying 20 small (25kW/100kWh) storage systems along the weakest lines to solve both constraints with a saving of 5 million AUD compared to the traditional reinforcement (-25 %). They expect the batteries to be are working 200 to 300 days a year to locally balance the active and the reactive power (thanks to the inverter).
- Inflation rate and progress in batteries technology tend to enhance the use of storage solutions to the detriment of Distribution reinforcement. According to Ergon Energy, 40 % of the SWER networks could benefit of storage system in the medium term. Moreover, the flexibility is reducing the sunk cost, in a context of decreasing the average consumption thanks to Electricity Efficiency.
- This case shows the possibilities of battery storage controlled by the local voltage to automatically improve the voltage in rural areas, without specific measurement or control system (as reliable communications in these remote areas is hard to achieve).

6.1.1.2 Scheme of the flexibility



6.1.1.3 Cost Benefit Analysis

- **Benefits** : Standard reinforcement would have cost 20M AUD :
 - 8 to 10 workers and logistic costs in remote areas (transport, accommodation)
 - time consuming: 3-6 weeks
 - affected by the inflation rates for wages: +3 % per year

- **Cost:** The 20 batteries cost 15M AUD and require 3-4 days of installation per unit for only 2 people. Storage price is gradually decreasing with the time.
- **Value :** 5M AUD were saved by the first 20 Energy Storage Systems (ESS)
According to Ergon, ESS can reduce the network augmentation costs by more than 35 %.

6.1.1.4 Network Constraints

The 11kV/13.1kV/19.1kV SWERs are long and supply a few customers.

The network is victim of voltage drops and capacity constraints during daily peaks. Nevertheless, customers understand that they are in a limited network, and are able to recognize a critical situation and to reduce their own consumption – but this limits customer satisfaction.

6.1.1.5 Flexibility Solutions

The 20 GUSS (*Grid Utility Support System*) batteries have an average 25kVA power flow and 100kWh of nominal capacity.

They are constructed by SAFT with lithium NMC cells.

The use of the battery mainly depends on the site:

- **Frequency:** Can reach 300 days per year but level of cycling is very variable.
- **Consecutive hours of operation :**
 - Morning peak: ~30 minutes of discharge
 - Evening peak: 2 to 4 hours of discharge
- Ergon Energy uses historical data to **forecast the peak** in order to dimension the battery.

There is no measurement and no GPRS signal along the line, therefore two operational modes coexist in order to trigger the flexibility:

- *A mode linked to the local voltage:* the voltage is a good indicator of the state of the line, if the voltage is too low, the battery injects its energy into the grid, and if the voltage is high the batteries will charge.
- *A satellite mode:* when the consumption on the isolating transformer is monitored to be high, a satellite communication allows the battery to inject its energy into the grid, and similarly when the voltage at the isolation point is low, the battery can charge. Having the communications mode operational provides greater response across the entire SWER line, whereas monitoring at the point of attachment limits the ability for the unit to respond (particularly when excessive loading is on other arms of the SWER feeder)

6.1.1.6 Contextual Opportunities and Constraints

- In remote rural areas, numerous in Queensland region, the constraints have different evolutions:
 - Some areas have an increasing consumption, therefore the battery can only be used for few years before a reinforcement.
 - In other areas, the energy consumption is starting to decrease, therefore the battery is only used for a temporary period, avoiding sunk network costs by *relocating the battery in another site*. Ergon Energy conducts planning studies to evaluate this evolution.
- Ergon Energy doesn't have a distribution management system so that it's impossible to identify and quantify specific constraints, also in MV lines, unless customers notice a degradation of the quality of the supply. Moreover there are limited communication systems in these SWER networks (e.g. often no GPRS only satellite communications available). Therefore, this limited the possibilities to a self-controlled battery, depending on the local voltage measurement, with a satellite mode to control it in case of difficulties.

6.1.1.7 Links and Sources

Interview of Michelle Taylor, Technology manager at Ergon Energy
Press review: Ergon, S&C Electric

6.1.2 Reactive power compensation at Ergon Energy – Australia



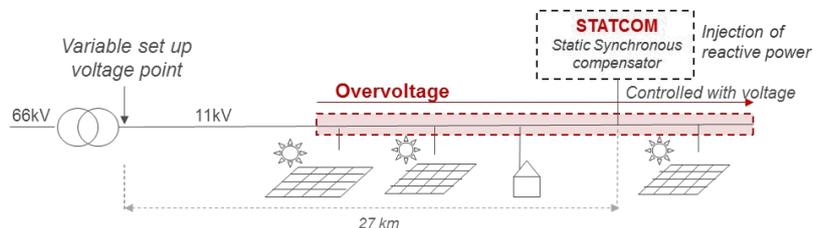
Flexibility (since 2014): **Storage, Voltage Control**

- Region of Queensland Area: 160 000km of distribution line (excluding transmission lines which are owned and operated by Powerlink) on ~ 1million km² area
- About 65 000km of Single Wire Earth Return (SWER) network at 11kV, 19.1kV or 13kV
- 730 000 Customers (26 000 on a SWER)
- 33 isolated systems in very remote areas
- Ergon Energy Corporation limited is primarily a distribution company with a restricted generation license for 33 remote communities. Ergon Energy Queensland is a sister company– that is a retail company

6.1.2.1 Key Message

- Ergon Energy faces a strong PV development (3 % of customers install each year a PV system), which is a source of overvoltage, even in semi-urban environment. Ergon Energy installed a Static Synchronous Compensator (STATCOM) at the near end of the line to supply reactive power to continuously counterbalance those voltage constraints.
- The trial is considered as “very successful” to limit the reinforcement required by the PV development.

6.1.2.2 Scheme of the flexibility



Voltage control with static synchronous compensator (STATCOM)

6.1.2.3 Network Constraints

In some cities, the voltage may reach the limits due to the high PV penetration

PV systems reverse the flow and increase the voltage. In a trial city, 660 kW of PV was installed for a feeder of 1 MVA peak load capacity, resulting in reverse flow at noon.

6.1.2.4 Flexibility Solutions

In the city affected by high PV integration, a 300 kVAr *Voltage control with static synchronous compensator (STATCOM)* has been coupled with the MV distribution network. The device was installed 27km downstream of the 66/11kV substation. Varying the voltage set point dependent to the network conditions was also tested to maximize the benefit of the STATCOM.

6.1.2.5 Links and Sources

Interview of Michelle Taylor, Technology manager at Ergon Energy
Report: Voltage Regulation of Distribution Networks with High Levels of Residential PV with a Centralised STATCOM, by S. Sproul (Ergon), 2015

6.1.3 Storage System at BC Hydro – Canada



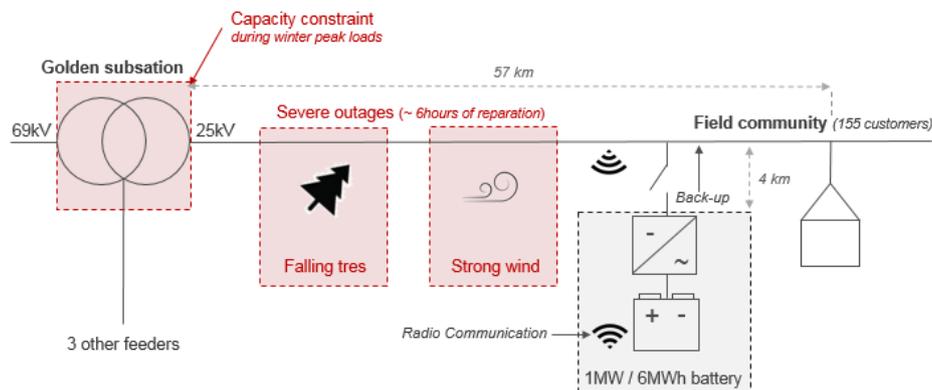
Flexibility (Operational since 2013): Storage (Back up) for outages events

- 1,9 million customers
- Integrated operator: DNO, TNO and producer
- Region of British Columbia
- Area of ~ 950 000 km²
- 56,000 km of Distribution lines
- 13 000 MW capacity and 11 000 MW average demand

6.1.3.1 Key Messages

- In Yoho National Park, the MV network is not redundant, and therefore is subject to every outages, which are frequent due to the high density of trees on this mountainous region.
- In areas with low reliability, BC Hydro considers using diesel generators to provide backup power during long outages. However, this was not possible in the park, consequently, the battery solution was studied. Over the first 17 months of operation, a 1 MW battery storage proved its value by providing 76 hours of back-up, for faults lasting mostly less than 7 hours.
- A 1 MW storage system linked to the primary substation of Golden has been considered in order to shave upcoming constraints. However, the constraints did not appeared.
- These programs focus on the value of flexibility through its reliability improvement. According to BC Hydro, the implementation cost was high due to the costs of batteries and the DNO faced challenges with operational changes and training requirements.
- BC Hydro is now looking at Demand Response value for the substation peak shaving, thanks to Direct Load Control. The value of this solution is currently studied.

6.1.3.2 Scheme of the flexibility



6.1.3.3 Cost Benefit Analysis

- **Cost:** The Field project had a 13M\$ cost, with 6.5M\$ in funding from *Natural Resources Canada's Clean Energy Fund*
- **Benefits & Value** are quite difficult to estimate because storage was the only viable and clean way to address the outages issue in Field. T&D reinforcement costs have not been evaluated.

6.1.3.4 Network Constraints

- 1- The Golden substation which provides 4 radial feeders was expected to reach its peak capacity during winter 2013/2014 (estimation made in 2009)

The peak was planned to exceed the capacity limit of the substation by 1-2 MW and to last from 6am to 11am and 4pm to 8pm.

2- The Field community, 50km away from the Golden substation, has troubles of reliability

It doesn't have any issue of voltage quality or capacity limit: the feeder is often victim of the wind and the fall of trees. There is no redundant line in case of emergency and diesel generator is not considered because Field community is located in Yoho national park. Most of the outages last approximately 6 hours, the average time required to repair the feeder. Between 2010 and 2013, the community was affected by 16 to 28 outages per year.

6.1.3.5 Flexibility Solutions

1- Golden substation storage

BC Hydro finally didn't pursue the project of installing 1 MW battery to support Golden Substation during winter peaks. Demand response (DR) was also considered but the DR potential was too low in the network of Golden substation. Finally, the constraints expected have not appeared yet.

2- Field storage

The battery has 1 MW power flow and 6 MWh of nominal capacity. It is constructed by NGK and made up of NaS cells.

The use of the battery was dependent of the outages endured by the feeder between Golden substation and the Field community:

- **Frequency:** from July 2013 to November 2014, the battery was successfully used 12 times over 17 and provided 76 hours of back-up power to the town.
- **Consecutive hours operation:** The battery was designed to provide the town for 6 hours, average duration of an outage on the feeder.

The battery is equipped with an automated interrupter ("*intellirupter*") on the line in order to detect the loss of voltage and to **trigger** island mode right away. The communication between the *intellirupter* and the storage device is ensured by a 900HZ radio signal.

3- Other flexibility solutions developed by BC Hydro

BC Hydro is also studying the possibilities of a one-to-one battery dispersed among a community, to avoid the difficulties linked to a centralized battery.

In some remote communities fed by single feeders, they use diesel generators to address reliability constraints (not capacity ones). It can also be provided by independent power producers instead of BC Hydro assets.

Concerning the substation constraints, a DR study is currently assessed in other substations. The DR would be procured by Direct Load Control, where BC hydro would have direct control over the equipment behind the meter.

6.1.3.6 Contextual Opportunities and Constraints

- The battery is able to provide energy after an outage, but is not yet able to do a black-start. This is currently into development.
- The battery is not as efficient as expected in terms of energy in and out: there is a high consumption of the heaters to warm the battery that was not expected.

- It was difficult to find the right site, due to the local geography. Therefore, the battery is located 4 km away from Field. 3 outages between Field and the batteries occurred in 2014, limiting the added value of the battery.

6.1.3.7 Links and Sources

Interview of Tina Liu Senior Strategic Technology and Helen Whittaker, Manager of Applied Innovation Project outreach report by BC Hydro, March 2015

NGK Website: BC Hydro improved reliability of distribution feeder using NAS

Video: Canada's first utility-scale energy storage system supports islands remote town during outages IEEE PES Meeting presentation by V.Kositsky, A.Ellis, K.Adeleye & H.Whittaker

6.1.4 Smarter Network Storage by UK Power Networks – UK



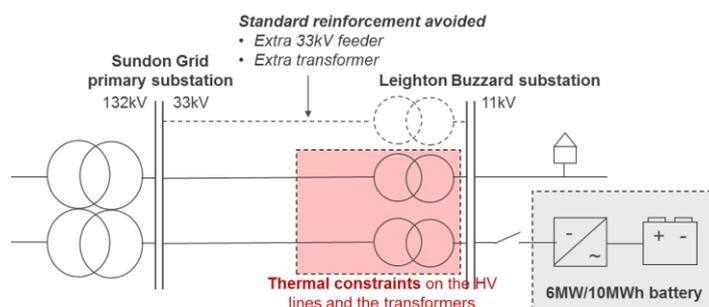
Flexibility (since 2013):
Storage

- East of England, South East of England and London networks
- Area of 29 000km²
- 138 000km of underground, 46 000km of overhead lines
- 130 000 substations
- 8,1 million customers

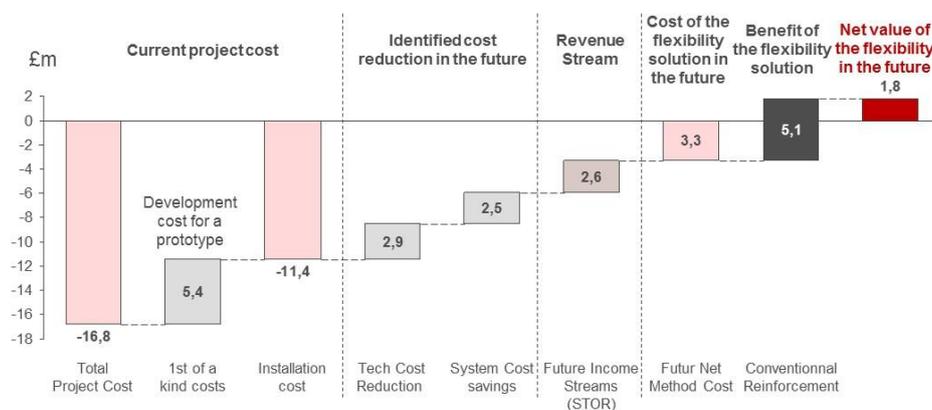
6.1.4.1 Key Messages

- In a constrained substation, UK Power Networks installed a **6MW /10MWh Lithium-Manganese storage unit to relieve a residential network thermal constraint, during post-fault event.**
- Peak demand conditions occur around ~2,5 months per year, and last approximately ~2 hours. In the case of a fault, the capacity of the network is reduced and therefore the winter peak load is exceeding the reduced capacity, 9 to 37 times a year. Therefore, the battery usage for the network constraint is very limited in time.
- **This project's present cost is ~17 £m, partially funded by the Low Carbon Fund. As the net present value of the reinforcement was ~5£m, the result of the business case is currently negative for this prototype.**
- To improve the business case, UK Power Network uses its battery to participate in the national ancillary services markets (FFR, STOR) to earn ~2,5 £m revenues.
- Moreover, UK Power Network identified ~10£m total cost reduction in the long term. Therefore, the long term business case is positive of 1,8£m (net present value).

6.1.4.2 Scheme of the flexibility



6.1.4.3 Cost Benefit Analysis: Net Present Value in the long term



Source : Figure 14 of the Progress Report June 2015 of the Smarter Network Storage Low Carbon Network Fund, UK Power Networks

6.1.4.4 Network Constraints

Due to the winter peak in this residential sector, thermal constraints may appear following a fault on one of the two overhead lines feeding the 33kV/11kV Leighton Buzzard substation and on the transformers:

- Faults on the network are rare, with outages typically not exceeding 2 hours.
- The demand exceeded the firm capacity (during a post-fault) from 9 to 37 days per year the last five years. Those peak were concentrated in winter, as the local consumption is mainly residential.

The winter peak most recently experienced was 3 MW over the firm capacity of the substation, and required **energy of 5 MWh from the storage. The demand growth is relatively low** so that storage solution is applicable in the long term (basis of 10 years fixed by UK Power)

6.1.4.5 Flexibility Solutions

In order to solve the constraints, UK Power Networks installed a 6 MW/10 MWh Lithium-Manganese storage unit near the concerned substation. The project started in 2013 and the battery has been operational since December 2014.

The current use of the flexibility is:

- **Frequency:** Between December 2014 and March 2015, the flexibility was activated 20 times to reduce a peak load but there wasn't any specific fault needing the storage to dispatch energy. The activation was realized in case where a constraints would have appeared in a post-fault situation, in order to test the battery.
- **Consecutive hours:** In average, the battery dispatches electricity to the network for 2 hours.
- The DNO combines two types of **forecast to predict the potential constraints** :
 - Long-term forecast based on historical data
 - Short-term forecast made a week ahead based on recent data and weather forecast
- **Additional Use:** in order to develop additional streams of revenues, the battery is also used for the TRIAD (3 national peak days), the Fast Frequency Reserve (FFR) and the Short Term Operational Reserve markets. Those capacity and ancillary services procured by National Grid could bring, up to an estimated 4,5 £m over the lifetime of the battery. The last two is estimated to bring ~2,5 £m (the only ones included into the current business case). The battery did not bid into the capacity market.

In future *business as usual* operations, storage solution for the network support will only work when there is a fault or when dispatched by the FRR or the STOR program, but not in case of *potential* constraint.

UK Power Networks already has monitoring on its grid which allows them to automatically trigger the flexibility and to optimize the use of the available storage.

6.1.4.6 Contextual Opportunities and Constraints

- The DNO highlighted the difficulty to accurately estimate the state of charge of the battery. In addition, there were some troubles with the reliability of the equipment, for example, a part of the inverters failed 1 month after the commissioning and provoked a loss of ½ MW. The DNO chose the substation of Leighton Buzzard for several reasons:
 - The constraint on the site was fairly small and predictable (winter peak). An investment would have been done if no battery were installed.
 - The load growth is small, maximizing the value of the battery
 - The site was geographically able to welcome a battery
- One of the outputs of the projects, is to determine a process to assess when this solution could be profitable. The ambition is to include storage solutions in the network investment planning process as an alternative to conventional reinforcement.
- Storage was one of the best flexibility solutions, as Demand Response (DR) would have required 4 to 5 MW in an area where only residential DR is available, which is difficult to obtain.
- Concerning the contribution of the storage to firm security of supply capacity, only 60 to 70 % of the battery capacity can be considered as guaranteed, depending strongly on the

forecasting capability and on the accuracy of your state of charge system, in order to be sure that the battery will deliver its required energy. Those order of magnitude will be detailed in an incoming research paper relating to a revision to GB security of supply standards, ETR 130/P2-6.

6.1.4.7 Links and Sources

*Interview of Nick Heyward, SNS Project Lead at UK Power Networks
Smarter Network Storage, Low Carbon Network Fund, Progress Report June 2015
Presentation of March 2014
Technical documentation available on Smarter Network Storage website*

6.1.5 Low Carbon London by UK Power Networks – UK



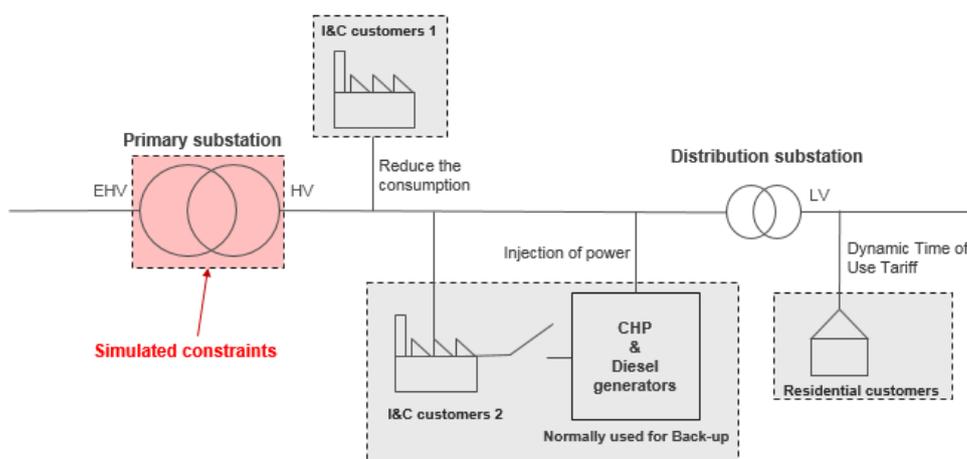
Flexibility (since 2011):
Demand Response, Distributed Generation

- East of England, South East and London networks
- Area of 29 000km²
- 138 000km of underground, 46 000km of overhead lines
- 130 000 substations
- 8,1 million customers

6.1.5.1 Key Messages

- The Low Carbon London project was mainly subsidized by the OFGEM's Low Carbon Fund. This £28M project was launched in early 2011 and finished in December 2014. It investigates the impact of Low Carbon technologies on London's distribution network. One of the main study topic is the flexibility through Demand Response (DR) and Distributed Generation (DG).
- UK Power Networks managed to recruit 1 119 residential customers to use dynamic time of use (dToU) tariffs, 21 industrial and commercial (I&C) facilities (4,2 MW capacity) for demand response and 16 other I&C customers for distributed generation (14 MW capacity) .
- During high-price periods, residential customers managed to reduce the peak demand by approximately 8 %. Through 185 events, I&C demand response and distributed generation provided 254 MWh to the distribution network.

6.1.5.2 Scheme of the flexibility



6.1.5.3 Cost Benefit Analysis

- **Benefits:** distribution reinforcement costs always depends on the site, UK Power Networks (UKPN) evaluated them at £241k/MVA.
- **Costs:**
 - *Residential:* There is an average £350 cost/customer (including £143 of incentives) for ToU tariff (High price: 67.20 p/kWh; Default price: 11.76 p/kWh; and Low price: 3.99 p/kWh. Fixed rate of 14.23 p/kWh for non ToU customers in order to compare)
 - *I&C:* The utilization payment was £200 /MWh. The availability payment was £50, £70 or £100 /MWh depending on the flexibility mechanism and whether the customer was located in a constraint area.
- **Value:**
 - Estimated £25/customer benefit in comparison with T&D reinforcement.

6.1.5.4 Network Constraints

Most of the trial substations were not stressed by specific constraints but were chosen because they were forecasted to have a load exceeding their capacity peak in the next years, in case of a fault on a transformer. Therefore, the DNO had to simulate the constraints in order to evaluate the impact of flexibility.

6.1.5.5 Flexibility Solutions

1. UK Power conducted 2 types of Residential Demand Response: Constraint Management and Supply Following

Whereas Constraint Management (CM) program offers a classical dynamic time of use tariff, the Supply Following (SP) program also focuses on the state of non-predictable supply such as wind power.

- **Frequency:** maximum 3 days per week for CM. Most of the events occurred between 5pm and 8pm.
- **Consecutive hours:** 3 to 6 hours for CM and 3 to 12 hours for SF.
- **Forecast:** UKPN used historic network demand data and load forecasting model in order to choose the time to activate flexibility.

2. UK Power had 2 types of flexibility for Industrial & Commercial customers that participate in Demand Response schemes: Demand Response and Distributed Generation

Among 37 DR facilities, 21 (4,2 MW of DR capacity) were able to reduce their consumption and 16 (14 MW of DG) could provide power thanks to back-up generators (CHP and diesel).

- **Frequency:** The limits of the flexibility events were 10 times per trial period (summer or winter), 3 times per week and once a day.
- **Consecutive hours:** Half of the customers' response lasted 1 hour, the other half could last from 1 hour to 3 hours. However, the trial windows were 6 or 12 hours length.
- **Forecast:** UKPN used historic network demand data and load forecasting model in order to choose the time to activate flexibility.

There were two ways to trigger flexibility:

- Manually with a confirmation call
- Automatically thanks to the Active Network Management developed by UKPN

6.1.5.6 Contextual Opportunities and Constraints

- During high-price periods, residential customers managed to reduce the peak demand by approximately 8 %.
- Through 185 I&C DR and DG events with an average 76 minutes event time, 254 MWh were provided to the network.
- UKPN identified 3 types of I&C customers: "early adopters", the "majority" and the "unaware". The DNO highlighted the strong dependence between the customer's awareness of flexibility and the efficiency of Demand Response and Distributed Generation.

6.1.5.7 Links and Sources

*Interview of Adrian Laguna, Low Carbon Project Manager at UK Power Networks
Technical reports, Low Carbon London Official website*

6.1.6 Customer-Led Network Revolution by Northern Powergrid - UK



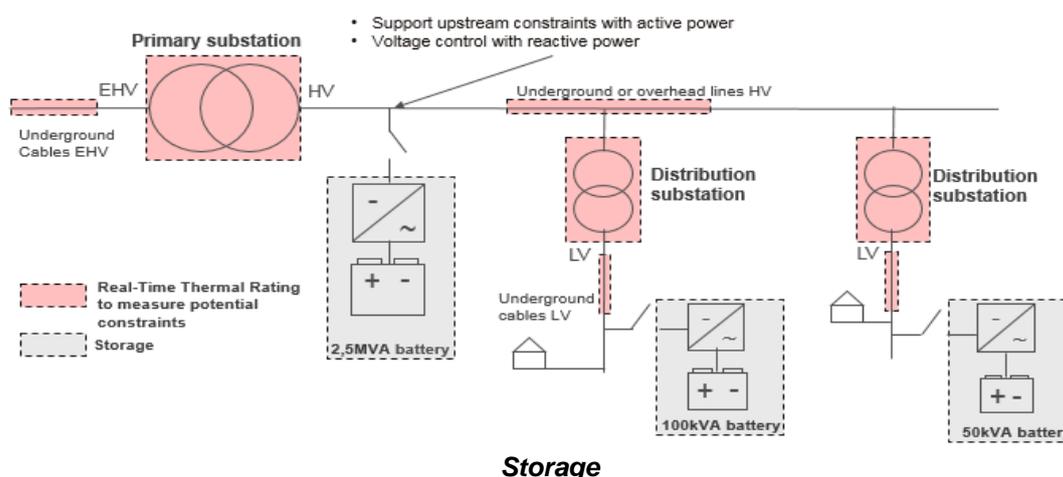
Flexibility (since 2010):
Storage, Demand Response,
Voltage Control

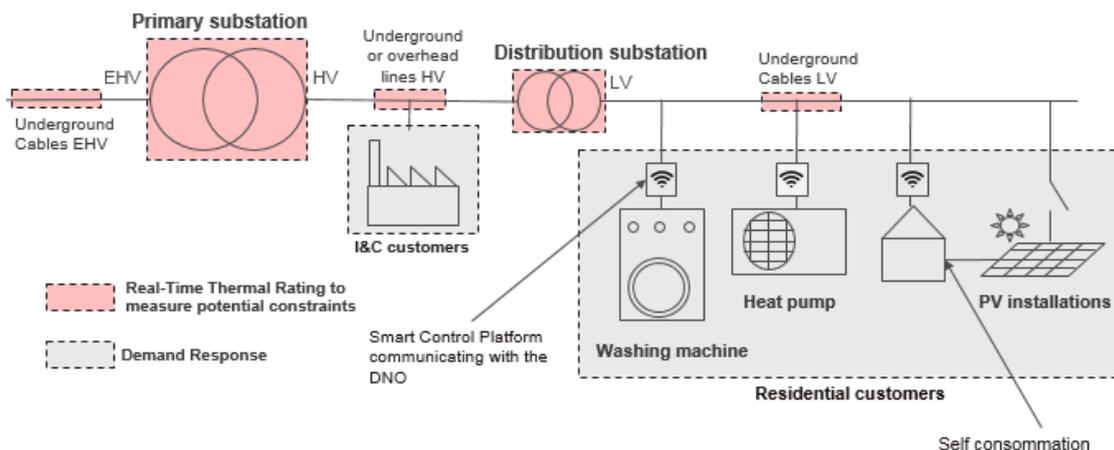
- Covering Northeast & Yorkshire
- Rural (11kV and 20kV) and urban areas (6kV)
- 31 000 substations
- 33 000km of overhead lines
- 66 800km of underground cables
- 3,9 million customers

6.1.6.1 Key Messages

- Northern Powergrid operates a healthy network but simulates numerous kinds of constraints (thermal, voltage, power flow) that can stress the grid in the coming years.
- It focuses on 4 different areas: Rise Carr urban network at 6kV, Denwick rural network at 20kV, PV cluster downstream Maltby substation (HV at 11kV), Heat Pump cluster in Hexham network.
- Northern Powergrid has put emphasis on the forecast of the constraints:
 - By measuring them thanks to Real-Time Thermal Rating (RTTR) in transformers, EHV/HV/LV-overhead and underground.
 - By simulating them: With a Data Warehouse receiving ~70 monitoring point's data and state estimator of the network was modelled in order to predict its evolution.
- The Customer-Led Network Revolution (CLNR) project has a budget of 31M£ and explores a wide range of flexibility solutions (storage, demand-response, voltage control) It was mainly subsidized by the OFGEM's Low Carbon Fund.
- About 200 trials of flexibility were conducted in 4 years and the results allowed Northern Powergrid published a merit order to give guidance to the use of flexibility

6.1.6.2 Scheme of the flexibility





Demand Response

6.1.6.3 Cost Benefit Analysis

- **Cost:** The CLNR project budget is 31 M£. A precise breaking of “business as usual” costs has been published :
 - Storage units: 410k£ for a 50kVA battery to 4,15M£ for a 2,5MVA unit.
 - Voltage control: from 45k£ to 100k£ for on-load tap changers and voltage regulators; 2M£ for a switched capacitor bank.
 - Real-Time Thermal Rating: from 12k£ to 55k£ to install RTTR sensors in transformers and electric lines.
- **Value:** On a cost of reinforcement estimated at 1 billion £ over the next ten years, the savings could reach 600M£ thanks to flexibility. This evaluation covers all the network of Northern Powergrid.

6.1.6.4 Network Constraints

Northern Powergrid operates a healthy network which has been reinforced the last decades, the main objective of CLNR project is to build a plan for what the network is likely to be in 2020 and further. Therefore, the network is not physically under constraints. They have simulated:

- Voltage
- Thermal
- Power flow constraints

6.1.6.5 Flexibility Solutions

The CLNR data monitoring involved 11 000 domestic, 2 000 SME (Small & Medium Enterprises), industrial & commercial (I&C) and distributed generation customers. 200 trials of flexibility were actually experienced.

1- Demand-Response (DR)

Northern Powergrid developed two kinds of DR: residential and I&C (Industrial & Commercial).

- Northern Powergrid controlled the load of 153 washing machines (100 on direct control and 53 on restricted hours) and 17 heat pumps. The benefit was hard to evaluate: the value of capacity saved was quite low (about 100W for washing machines) but the purpose was to prove that such a DR was actually able to be identified and controlled by an intelligent network control system.
- Concerning I&C customers: the DNO managed to save 17 MW of DR, allocated between a dozen of customers.

The use of DR

- **Frequency:** Domestic customers had a contract of 15 activations per year whereas I&C customers were solicited more often, as more flexible and less vulnerable groups.
- Northern Powergrid has put emphasis on **the forecast of the constraints:**
 - By simulating them: Thanks to information collected by a Data Warehouse receiving measurement (70 monitoring points, 14 control stations), a state estimator of the network (voltage, current) was modelled in order to predict its evolution.
 - By measuring them thanks to Real-Time Thermal Rating (RTTR): Northern Powergrid implemented sensors in transformers, EHV/HV/LV-overhead and underground lines.

Northern Powergrid is considering to use RTTR as one option to automatically **trigger** DR in case of a constraint detected on the network.

2- Energy Storage System (ESS)

Store energy units were used in order to offload the transformers and the upstream constraints. It was also use as a reactive power provider in order to optimize the power factor and reduce losses on the lines.

Northern Powergrid installed 6 energy storage units linked to its substations:

- In the urban network of Rise Carr:
 - 2,5 MVA / 5 MWh battery at the primary substation
 - 100 kVA / 100 kWh and 50 kVA/100 kWh batteries at distribution substations
- In the rural network of Denwick: 100 kVA and 50 kVA batteries linked to two distribution substations.
- In a PV cluster at Maltby network: 50 kVA / 100 kWh in the remote end of one of the LV feeders serving PV producers.

The DNO conducted field trials in order to validate the workability of storage and its potential. For example, in Rise Carr substation, they analyzed the impact of 2,5 MVA EES on the capability of the primary 23 MVA transformer to accommodate Low Carbon Technologies under the N-1 condition. The conclusion is that it can increase the number of electric vehicles by 1600 and heat pumps by 500 (the transformer provides 10 000 domestic customers).

3- Enhanced Automatic Voltage (EAVC)

The principle of Enhanced Automatic Voltage Control is to control several devices (transformers, capacitor banks, in-line voltage regulators) in order to keep the voltage within the limits at the point of delivery. The voltage set points can be adjusted remotely thanks communication systems. In order to realize EAVC, monitoring must be installed along the line. Northern Powergrid installed EAVC devices all over the distribution network:

6.1.6.6 Contextual Opportunities and Constraints

- I&C customers are far more reliable than resident ones: 80 % reliability against 40 %. Moreover, for the domestic response, the costs outweighed the benefit.
- There is a real difficulty to identify and contact the customers, it is easier when using commercial aggregators such as Kiwi Power or Flexitricity in the case of CLNR, especially for wider area demand response.
- Concerning storage, there are practical limitations in addition to the cost such as units volume, noise, life duration and round-trip efficiency which is between 40 % and 70 % when including parasitic losses induced by heating, lighting, ventilation and air-conditioning. Northern Powergrid sees more benefits for provision of energy trading, balancing services and integration of renewable energy than for the deferral or avoidance of T&D reinforcement.

6.1.6.7 Links and Sources

Interview of Ian Lloyd, Technology manager at CLNR
CLNR Closedown report, by L.Sidebotham, 2015
Optimal solutions for smarter network businesses report
Costs analyses on CLNR library
"Lessons learnt" documents on CLNR library

6.1.7 Commercialized Demand Response for the network at ENWL - UK



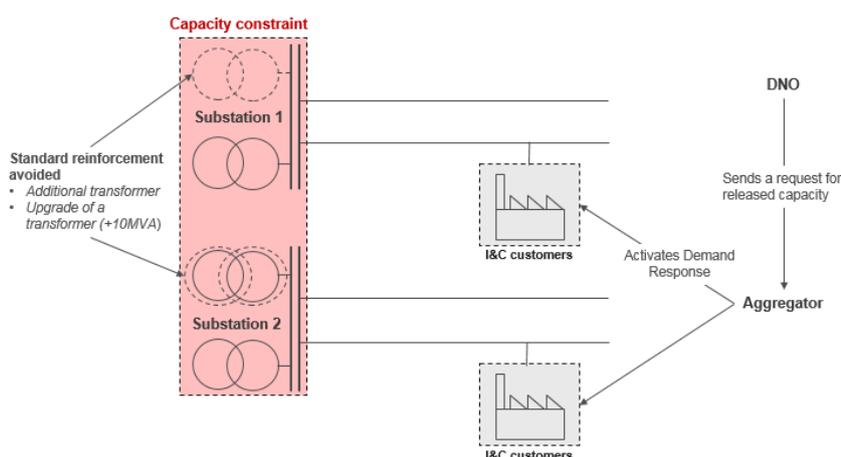
Flexibility (since 2010):
Demand Response

- Covering Cumbria, Lancashire, Greater Manchester and parts of North Yorkshire, Derbyshire and Cheshire.
- 13,000 km of overhead lines
- 44 000km of underground cables
- 34,000 transformers
- 2,4 million customers

6.1.7.1 Key Messages

- ENWL identified two substations of 13 MVA jeopardized by an increasing peak load, which exceed the post-fault capacity of the transformers. Therefore, an investment of several hundreds of thousands of pound was required to relieve the constraint. Instead of this investment, ENWL tried to use a flexibility: industrial demand response.
- This trial was not a subsidized experiment, but a first trial of a Business as Usual use of the flexibility. The use of flexibility is currently implemented within the planning process of the DNO.
- The DNO partnered with the aggregator Enernoc in order to reduce the demand by 2 to 5 MW in constrained situations. This flexibility was activated even if there were no fault, in order to reduce the load without activation when a fault occurred.
- The demand response capacity was conceived to be activated 30 hours per customer per year and was rewarded with 14 €/kW/year.
- However, the trial stopped as the potential of DR capacity at the required price were not enough; therefore, Enernoc did not find enough customers to participate into the program. According to ENWL, the main learning of ENWL on this trial has been to learn to identify the customers that could be part of such program in the future
- ENWL is currently implementing process of flexibility within its reinforcement process, in order to detect when a future case could be favorable.

6.1.7.2 Scheme of the flexibility



6.1.7.3 Cost Benefit Analysis

- **Benefit:** traditional reinforcement would have required a new cooling system, the upgrade of one transformer to increase its capacity by 10 MVA and an additional transformer in the other substation. The deferred cost reached several hundreds of thousands of pounds.
- **Cost:** the set price for demand response is 14 €/kW/year (10 £/kW/year) for a five year contract

6.1.7.4 Network Constraints

ENWL identified two substations at 13 MVA which had a risk of overload in case of a post-fault event during the next few years.

6.1.7.5 Flexibility Solutions

In 2011, ENWL assigned the aggregator Enernoc to conduct a demand response (DR) program in order to reduce the load on the substations by 2 to 5 MW in 5 years.

Enernoc signs a 5 years contract with industrial and commercial customers:

- **Frequency:** ENWL can activate 10 DR per year between the 1st October and the 31st March. There is one activation maximum per day and the aggregator cannot trigger DR more than two days in a row.
- **Consecutive hours of operation:** A DR lasts 3 hours.

ENWL has to warn Enernoc 30 minutes before **triggering the flexibility**. The final customer receives the notification at least 20 minutes before the activation.

The flexibility was activated even if no fault was detected on the network. Therefore, significant capacities were required, as the activation were more frequent than the fault frequency. This activation process allowed to activate more easily the demand response, as soon as the load at the substation exceeded its post-fault capacity.

6.1.7.6 Contextual Opportunities and Constraints

- The reward for demand response seems too low to outweigh the difficulty to draw new customers.
- The required capacity of DR to obtain enough reliability was too high compared to the available industrial DR within the local network.

6.1.7.7 Links and Sources

Interview with Simon Brook, ENWL, Smart Metering Program Manager

6.2 Paramètres technico-économiques de la flexibilité

Afin d'estimer les coûts de chaque solution de flexibilité, le modèle prend en compte des données techniques et économiques issues des GRD, du benchmark et de rapports publics.

6.2.1 Le stockage d'électricité

Donnée flexibilité	Valeur	Source
CAPEX liés à la puissance (€/kW)	900 €/kW – 1800 €/kW	<i>Analyse Energy Storage Update, 2015</i>
CAPEX liés à la capacité (€/kWh)	300 €/kWh – 600 €/kWh	<i>Analyse Energy Storage Update, 2015</i>
Ratio OPEX/CAPEX	1 %	<i>Benchmark International</i>
Durée de vie	10 ans	- Ergon Energy -Northern Powergrid CLNR (la durée à partir de laquelle l'altération de la batterie est significative)
Efficacité initiale	85 % - 95 %	- Northern Powergrid CLNR -Rapport de KEMET sur la technologie NaS
Taux de dégénérescence (%/an)	1,3 %	EDF R&D
Taux d'emprunt	7,25 %	TURPE 4 HTA-BT

6.2.2 La production décentralisée dispatchable

On suppose que la production décentralisée est réalisée grâce à un groupe électrogène, actif le plus flexible de production d'électricité.

Donnée flexibilité	Valeur	Source
Investissement (€/kW/an)	0 €/kW – 270 €/kW	<i>Etude E-CUBE Effacement¹¹⁸</i>
Coût activation (€/MWh)	200 €/MWh	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Coûts fixes annuels (€/MW/an)	0 €/MW/an – 2000 €/MW/an	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Taux de réponse à un appel	90 %	<i>Benchmark International</i>
Nombre d'activations (h/an)	8760 h/an	<i>On suppose qu'un groupe électrogène est en mesure de produire tout au long de l'année</i>
Heures consécutives	8760 h	<i>On suppose qu'un groupe électrogène est en mesure de produire tout au long de l'année</i>
Taux d'emprunt	7,25 %	TURPE 4 HTA-BT

La production décentralisée dispatchable supporte des coûts de production variable. Ces coûts de production dépendent :

- Du prix du combustible (diesel pour les groupes électrogènes) et du CO₂

¹¹⁸ « Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime », juin 2013 : Rapport E-Cube pour la CRE

- Des taxes
- Du rendement de l'équipement et coûts opérationnels

En produisant de l'électricité, ces groupes peuvent récupérer la valeur de l'électricité sur le marché (~37,5 €/MWh¹¹⁹), qui vient donc en déduction du coût de production.

6.2.3 L'effacement industriel et diffus

Les modèles économiques de l'effacement industriel et diffus diffèrent fortement, ce qui explique des rationnels de coûts variables diverses.

- Le modèle de l'effacement diffus repose sur un équipement fixe et aucun paiement liée à la réduction de la consommation. Le coût variable est donc nul¹²⁰. Un coût annuel fixe est pris en compte pour représenter les coûts de gestion est de communication (de 20 à 50 €/kW/an).
- L'effacement industriel repose sur plusieurs modèles économiques différents, selon les clients qui s'efface et ses procédés industriels. Il existe une très grande variété de coûts variables, et le coût minimum sera fixé à 50 €/MWh, le maximum à 300 €/MWh. A ces coûts variables s'ajoutent des coûts fixes annuels de mise à disponibilité de 3 à 12 €/kW/an¹²¹.

6.2.3.1 Effacement industriel

Donnée flexibilité	Valeur	Source
Coût disponibilité (€/MW/an)	3000 €/MW/an – 12000 €/MW/an	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Coût activation (€/MWh)	0 €/MWh – 300 €/MWh	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Taux de réponse à un appel	80 % - 90 %	<i>Benchmark International</i>
Nombre d'activations (h/an)	40 h/an – 100 h/an	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Heures consécutives	2 h – 4 h	<i>Base de données E-CUBE</i>

6.2.3.2 Effacement diffus

Donnée flexibilité	Valeur	Source
Coût disponibilité (€/kW)	18 €/kW – 45 €/kW	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Coût fixes annuels (€/kW/an)	20 €/kW/an – 50 €/kW/an	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Durée du contrat (années)	8 ans	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>
Taux de réponse à un appel	40 % - 50 %	<i>Benchmark International – Entretien Northern Powergrid</i>
Nombre d'activations (h/an)	1000 h/an	<i>Etude E-CUBE Effacement</i>

¹¹⁹ Source EEX Base Future 2016 au 8 octobre 2015

¹²⁰ On suppose que la valeur énergie de l'effacement réalisé est égale au prix du versement de compensation pour le fournisseur, ce qui est le cas en espérance si on suppose que l'effacement peut être déclenché totalement indépendamment du prix de marché

¹²¹ Source : « Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime », juin 2013 : rapport E-Cube pour la CRE

Heures consécutives	2 h – 6 h	<i>Base de données E-CUBE</i>
Taux d'emprunt	7,25 %	<i>TURPE 4 HTA-BT</i>

6.2.4 Écrêtement d'énergie active

Donnée flexibilité	Valeur	Source
Coût de l'énergie non produite (€/MWh)	37,5 €/MWh	<i>Marché Future Base EEX 2016 (06/10/15)</i>
CAPEX (€/kW)	10 €/kW – 50 €/kW	<i>Evaluation E-CUBE</i>
Durée emprunt (années)	10 ans	<i>Evaluation E-CUBE</i>
Taux d'emprunt	7,25 %	<i>TURPE 4 HTA-BT</i>

6.2.5 Injection/soutirage de réactif

Donnée flexibilité	Valeur	Source
CAPEX liés à la puissance (€/kVar)	50 €/MVar – 100 €/MVar	<i>Rapport de MTechnology : "Marginal Cost of Reactive Power Capability"</i>
Durée de vie (années)	20 ans	<i>Rapport: "Extending the life of reactive power capacitor" J.Houdek, C.Chavez</i>
Taux d'emprunt	7,25 %	<i>TURPE 4 HTA-BT</i>

6.3 Dimensionnement optimal de la flexibilité selon la contrainte

6.3.1 Rationnel de calcul

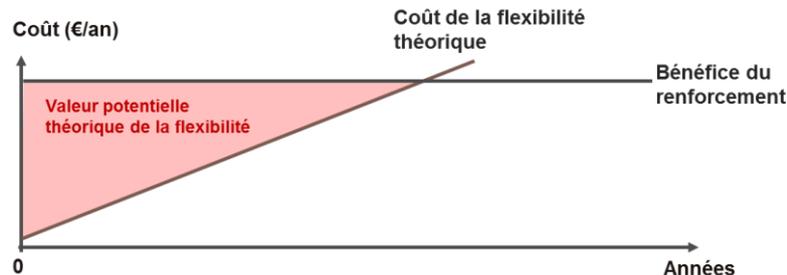
Pour chaque cas d'étude, une courbe de charge de la contrainte est déterminée dans la Partie 2. Cette courbe de charge permet d'évaluer les hypothèses dimensionnantes (capacité énergétique de la batterie, puissance, nombre d'heures d'utilisation annuelle ou consécutives) du coût de la flexibilité pour chaque technologie de flexibilité.

Afin de déterminer la technologie la plus adaptée pour répondre à la forme de la contrainte donnée, un calcul économique de la valeur qu'elle permettrait d'obtenir est réalisé, la valeur étant la différence entre le bénéfice de la flexibilité et les coûts de la flexibilité. Les technologies sont ensuite classées dans un *merit order* par ordre décroissant de valeur.

6.3.2 La valeur maximale de la flexibilité

La valeur de la flexibilité sur une année est la différence **entre le bénéfice potentiel annualisé de la flexibilité** (frais annuel de remboursement d'un transformateur HTA-BT par exemple) **et le coût annualisé de la flexibilité** (somme des OPEX et des CAPEX annualisés permettant à la flexibilité de répondre à la contrainte de l'année étudiée).

En sommant ces valeurs de flexibilité annuelles de la première année à la dernière année de valeur (tant que le bénéfice est supérieur aux coûts), on obtient la valeur maximale de la flexibilité. Le calcul de la valeur maximale est donc calculé comme **la différence entre les bénéfices et les coûts annualisés de la flexibilité**.



Cependant, cette valeur suppose une adéquation exacte, pour chaque année, entre le besoin de flexibilité et ce qui est effectivement fourni. Par exemple, cela suppose une batterie qui augmente de taille chaque année pour répondre à une contrainte qui s'agrandit chaque année.

6.3.3 La valeur captable optimale

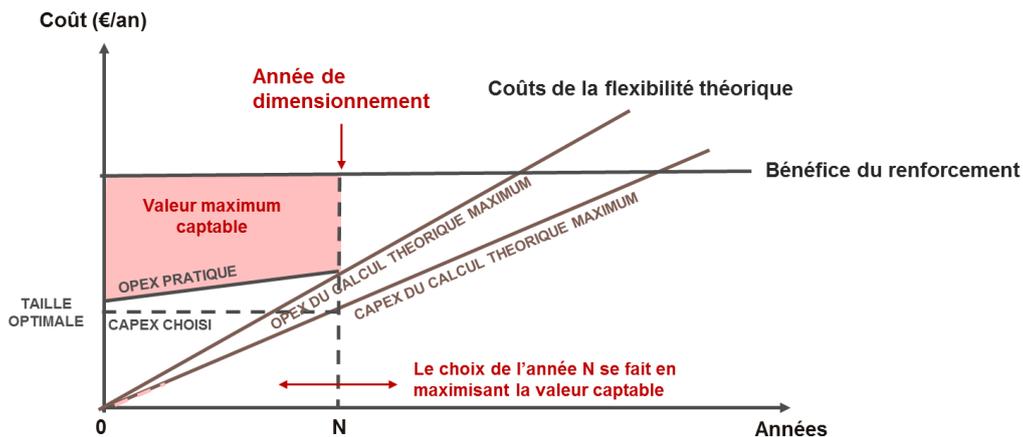
La valeur maximale de la flexibilité de la flexibilité ne représente donc pas la valeur réellement captable, car elle ne prend pas en compte les inefficacités économiques et pratiques :

- Certaines technologies de flexibilité ne peuvent pas être installées ou dimensionnées par période d'un an seulement, car les investissements et les opérations de développement et de contractualisation nécessitent un temps d'usage plus long. C'est pourquoi **l'étude ne retient qu'une seule taille de flexibilité pour répondre à la contrainte pour chaque cas d'étude**. Par exemple, une batterie est installée pour répondre à une contrainte sur 10 ans, ses CAPEX annualisés seront donc constamment égaux à ceux de la 10^{ème} année (à la différence de la valeur potentielle théorique où les CAPEX annualisés augmentent au fil des ans).
- Certaines technologies de flexibilités (batteries, effacement diffus) nécessitent des **investissements importants, amortissables sur la durée de vie des actifs**. Deux solutions sont possibles : soit les actifs sont considérés comme utilisés par ailleurs, c'est-à-dire que les **coûts échoués** ne sont pas pris en compte (ex : une batterie qui serait déplacée après utilisation) soit les actifs sont considérés comme des coûts échoués une fois le renforcement réalisé ou la contrainte résolue par ailleurs.

En ce qui concerne le dimensionnement final de la flexibilité retenue, il est déterminé de manière à maximiser la valeur captable:

- **Si la flexibilité est surdimensionnée**, les coûts seront élevés, diminuant la valeur captable
- **Si la flexibilité est sous-dimensionnée**, la flexibilité ne permettra de répondre à la contrainte que sur une faible période de temps, diminuant la valeur captable

Le schéma ci-dessous illustre la surface représentant la valeur captable qui est maximisée par le modèle.

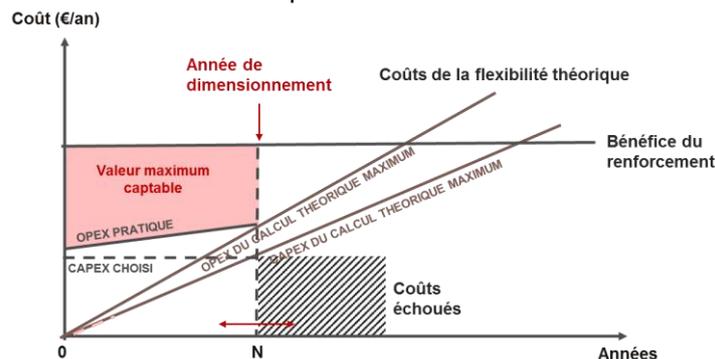


En ce qui concerne les coûts échoués, ils peuvent être pris en compte en supposant que les actifs de flexibilité ne sont pas utilisés une fois la contrainte disparue. Ils sont calculés comme suit :

$$\text{Coûts échoués} = \text{CAPEX annualisé}(N) \times (\text{Durée de vie actif} - N)$$

avec N la dernière année d'utilisation de la batterie

Ces coûts, s'ils sont pris en compte, doivent être réintégrés dans le calcul de la valeur maximum captable, car ils peuvent influencer l'année optimale de dimensionnement de la flexibilité.



Le *merit order* est réalisé à partir du dimensionnement optimal de la flexibilité, à partir de la valeur maximum captable, maximisée selon la flexibilité et selon la prise en compte ou non des coûts échoués, afin de représenter l'ensemble des situations qui peuvent se présenter.

6.4 Détails méthodologiques sur les calculs de forme de contraintes pour les cas en tension

Le corps principal de l'étude contient les principales hypothèses retenues. Cette annexe se concentre sur les calculs électrotechniques simplifiés réalisés pour les calculs de contraintes en tension, afin de détailler certaines hypothèses précises et technique.

Les calculs de contraintes en tension sont réalisés pour déterminer le renforcement nécessaire, la courbe de charge de la contrainte et la flexibilité nécessaire pour y répondre. Ils sont évalués par une modélisation simplifiée et discrète de l'évolution de la tension.

Cette modélisation repose sur un découpage en 10 points du réseau. A chaque point, une courbe de charge de production ou de consommation est mise en place, avec de l'injection ou du soutirage de l'énergie active et de la fourniture ou de l'absorption d'énergie réactive. Pour déterminer l'évolution

relative de la tension, la formule technique¹²² suivante a été retenue pour chaque tronçon de lignes qui fait la liaison entre deux points d'injection et de soutirage :

$$\frac{\Delta U}{U} = L \frac{PR + QX}{U^2}$$

Avec

- U la tension composée du réseau au point d'étude
- P la puissance active transitant dans la ligne
- Q la puissance réactive transitant dans la ligne
- L la longueur du tronçon de ligne
- R la résistance linéique du conducteur
- X la réactance linéique du conducteur

Les données R et X ont été fournies pour les différents types de conducteurs par les gestionnaires de réseau de distribution.

Pour chaque cas d'étude, les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Pour les cas de contrainte en consommation, il n'y a pas de production. Pour les cas de contrainte en production, la consommation, toujours retenue comme résidentielle, est prise en compte selon la Figure 12, pour être en accord avec les critères réglementaires de planification ;
- La tension en tête de départ est choisie dans le domaine [+ 2 % ; + 4 %] de la tension nominale, de manière à minimiser les contraintes pour chaque cas d'étude.
- L'absorption de l'énergie réactive par les consommations est fixée avec un cosinus φ de 0,9. De même, la fourniture ou l'absorption d'énergie réactive pour les cas de production est fixée de manière à éviter les contraintes, dans le domaine [0,4, -0,35].
- La flexibilité active ou réactive permettant de résoudre la contrainte est fixée conventionnellement en milieu de départ.

¹²² Formule issue des techniques de l'ingénieur : « Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution » - Aspects Techniques, Fraise Jean-Luc et Horson Jean-Paul