
Note méthodologique AMUREBA concernant la prise en compte du fonctionnement selon plusieurs modes d'une installation de cogénération

Date	Etat du document
26/02/2025 rev0	Draft – non publié
07/04/2025 rev1	Publiée

Table des matières

1. Introduction	1
2. Rappels méthodologiques	3
3. Caractère « imposé » ou « subi » des différents modes	6
4. Cogénération pilotée par le prix de l'électricité	7
5. Conclusion	8

1. Introduction

L'objet de cette note est de présenter l'avis du comité d'experts sur la prise en charge d'une unité de cogénération dans le cadre de la méthodologie AMUREBA (§8.6.2.9), en particulier pour la prise en compte des mécanismes de flexibilité et/ou de l'existence de modes de production qui dégradent les performances de l'entreprise.

Cette note fait suite à :

- Une question relative à une unité de cogénération qui peut fonctionner suivant différents modes (dont certains dégradés en termes énergétiques), et suggérant différentes solutions de prise en compte de ces modes, dans le but d'en supprimer l'influence sur les performances énergétiques de l'entité.
- Une question portant sur la prise en compte du fonctionnement ou non de la cogénération et des conséquences correspondantes en matière d'efficacité énergétique sur le fonctionnement d'un des gros équipements consommateurs de l'entité.

Le point commun entre ces cas – pourtant très différents en termes de systèmes techniques – peut se définir comme une interrogation portant sur la meilleure manière de rendre compte correctement de **l'influence du fonctionnement de la cogénération sur les performances énergétiques globales de l'entité**



quand divers « **modes de fonctionnement** » sont « imposés » à la cogénération, ces différents modes étant en effet **présentés** comme ne dépendant **pas** directement et complètement du pouvoir d'action des opérateurs de l'entité exploitant la cogénération.

De manière **plus explicite**, sans toutefois entrer dans trop de détails spécifiques :

- Lorsque la cogénération représente une proportion très importante de la puissance installée nécessaire au process, aussi bien en fourniture d'électricité qu'en fourniture de chaleur, il peut (notamment) arriver :
 - Que la cogénération soit « bridée » par rapport aux besoins du process et fournisse dès lors « trop peu d'électricité », le process devant alors être alimenté par une proportion plus importante d'électricité réseau.
 - Que la cogénération soit au contraire maintenue « à charge élevée » par rapport aux besoins du process et fournisse dès lors « trop » de vapeur, forçant alors le site à rejeter à l'atmosphère une partie de la vapeur produite.
 - Que divers modes de fonctionnement intermédiaires entre ces extrêmes puissent se produire.

Ces divers modes de fonctionnement sont présentés comme imposés aux opérateurs du site ou subis par eux, l'activation de l'un ou l'autre mode étant soumis à des choix ne dépendant pas de leur pouvoir opérationnel d'action.

De plus, dans le cas de figure présenté, il est d'ores et déjà envisagé que le fonctionnement de la cogénération évolue globalement à la baisse dans les années à venir, ce qui devrait également affecter les performances énergétiques globales.

De manière à annuler l'influence de ces éléments (imposés ou subis) sur les performances énergétiques du site, tout comme (dans le cas du ralentissement de cette cogénération à l'avenir) de manière à annuler l'influence favorable non représentative d'efforts réels du site que ce ralentissement aurait sur l'indice de performance énergétique, diverses solutions ont été proposées par l'auditeur, qui se caractérisent par la proposition de créer des « usages » liés à la cogénération et, par conséquent, de définir des facteurs d'influence caractérisant ces usages et rendant compte de leurs variations.

- Dans le cas présenté par la deuxième question, les performances globales du site sont simplement affectées par le fonctionnement ou non de la cogénération : c'est principalement la consommation spécifique du gros consommateur qui est sensiblement différente suivant que la cogénération fonctionne ou pas, ce qui est également présenté comme dépendant d'une influence externe à l'action et au pouvoir des exploitants de l'entité.

Dans ce cas de figure, une solution consiste à dédoubler l'usage en 2 usages : un correspondant au cas où la cogénération fonctionne, et un autre où elle ne fonctionne pas, les consommations spécifiques de ces deux usages étant dès lors différentes, et le facteur d'influence de l'usage étant lui-même subdivisé entre un facteur caractérisant la production AVEC cogénération, et un facteur caractérisant la production SANS cogénération.



2. Rappels méthodologiques

Avant de proposer une réponse à ces questions, il est sans doute utile de se rappeler les **bases méthodologiques de « traitement des utilités » en général**, sur lesquelles il est souhaitable de se reposer, afin d'envisager une prise en compte globale ne remettant pas en cause les concepts et principes généraux adoptés et suivis de longue date, et afin de veiller à ne pas multiplier les cas particuliers d'application, pouvant nuire à une portée efficace de l'ensemble de la méthodologie développée.

Rappelons brièvement qu'une utilité est un vecteur énergétique produit par des équipements internes à l'entité (et non approvisionné tel quel), à partir de vecteurs d'énergie approvisionnée, ET qui est distribué à plus d'un usage énergétique. **Cette utilité** apparaît alors aussi comme un usage énergétique dans le tableau ECA mais elle **ne doit pourtant alors pas être caractérisée par un facteur d'influence**.

En guise d'illustration, prenons l'**exemple d'une entité fictive** consommant de l'électricité réseau et du gaz (alimentant le chauffage des bureaux et une chaudière vapeur), produisant une utilité vapeur (à l'aide de la chaudière), et consommant de l'énergie pour alimenter 3 usages « process » ainsi que 2 usages « bâtiment ». Le tableau ECA de cette entité peut se représenter tel que ci-dessous :

Remarques :

- Dans les tableaux présentés ici, les valeurs notées en **bleu** sont des données numériques introduites telles quelles alors que les valeurs notées en **noir** découlent de calculs utilisant d'autres cases du tableau.

TARTEMPION	Tableau de consommation énergétique en unités physiques					
	Energies approvisionnées			Description	Facteur influence	Unités
	Electricité kWh	Gaz Naturel kWhs	Vapeur kWh			
PRODUCTION						
Usage 1	100.000		50.000	Quantité produite	200	tonnes
Usage 2	300.000		100.000	Quantité produite	250	tonnes
Usage 3	500.000		120.000	Quantité produite	150.000	bouteilles
BÂTIMENTS						
Eclairage + divers	80.000			Surface éclairée	1.000	m ²
Chauffage		150.000		Surface chauffée	1.000	m ²
UTILITÉS						
Vapeur	1.000	375.000				
Totaux calculés	981.000	525.000	270.000			
Totaux comptables	981.000	525.000	270.000			
Facteur de conversion en énergie finale (kWhf/unité)	1,000	1,000	1,393			
Facteur d'émission de CO2 énergétique (kgCO2/unité)	0,216	0,218	0,304			

On trouve en partie basse de ce tableau le calcul du coefficient de conversion en énergie finale et du facteur d'émission en CO2 de l'utilité « vapeur ». Et on remarque bien que cette utilité vapeur, exposée aussi parmi les usages comme il se doit, ne se caractérise effectivement pas par un facteur d'influence.

Si cette même entité installe une cogénération gaz naturel produisant une partie de l'électricité et une partie de la vapeur dont elle a besoin, le tableau ECA peut devenir celui-ci-dessous, toutes choses étant égales par ailleurs, en y tenant compte de paramètres « techniquement réalistes et vraisemblables » pour une cogénération gaz naturel :



MARCHÉ DE SERVICE POUR LA MISE À DISPOSITION D'UN PANEL D'EXPERTS TECHNIQUES INDÉPENDANTS POUR L'ACCOMPAGNEMENT DES CONVENTIONS CARBONE

TARTEMPION	Tableau de consommation énergétique en unités physiques						
	Energies approvisionnées		Utilités		Description	Facteur influence	Unités
	Electricité	Gaz Naturel	El. totale	Vapeur			
	kWh	kWhs	kWh	kWh			
PRODUCTION							
Usage 1			100.000	50.000	Quantité produite	200	tonnes
Usage 2			300.000	100.000	Quantité produite	250	tonnes
Usage 3			500.000	120.000	Quantité produite	150.000	bouteilles
BÂTIMENTS							
Eclairage + divers			80.000		Surface éclairée	1.000	m²
Chauffage		150.000			Surface chauffée	1.000	m²
UTILITÉS							
Electricité totale	850.000	161.000					
Vapeur		375.000	1.000				
<i>dont partie venant de cogen</i>		247.000					
<i>et partie venant de chaudières</i>		128.000	1.000				
Totaux calculés	850.000	1.061.000	982.000	270.000			
Totaux comptables	850.000	1.061.000	982.000	270.000			
Facteur de conversion en énergie finale (kWhf/unité)	1,000	1,000	1,030	1,393			
Facteur d'émission de CO2 énergétique (kgCO2/unité)	0,216	0,218	0,223	0,304			

On peut faire les observations suivantes :

- Le tableau ECA n'est pas sensiblement complexifié par la prise en compte complète de la cogénération.
- Ce tableau ne présente pas « d'usage » correspondant à un équipement de production, quel qu'il soit, mais bien les usages « utilités », qui sont maintenant au nombre de deux.

En effet :

- L'électricité totale devient maintenant une nouvelle utilité, produite à partir d'électricité réseau et de gaz naturel.
- La vapeur est elle-même une seule utilité (on suppose bien sûr que la cogénération et la chaudière produisent la même qualité de vapeur, c'est-à-dire de la vapeur à une même pression), même si elle est produite à partir de deux équipements différents (la cogénération et la chaudière). Ces 2 équipements ne sont détaillés dans le tableau qu'au titre d'information additionnelle (raison pour laquelle ils apparaissent en italique), mais ce n'est que dans le but de clairement faire apparaître une forme de « bilan de production d'utilité » : ce détail n'est formellement **pas** utilisé dans le calcul des coefficients de conversion et facteurs d'émission.
- Ces deux utilités ne sont toujours pas caractérisées par des facteurs d'influence.

On peut constater (via les coefficients de conversion en énergie finale et les facteurs d'émission de CO2 apparaissant en bas du tableau) qu'avec les hypothèses AMUREBA, pour une cogénération gaz naturelle usuelle de taille petite à moyenne, présentant des paramètres de fonctionnement et de performance « techniquement réalistes et vraisemblables », **l'intervention de la cogénération a comme conséquence de dégrader le contenu moyen en énergie finale et en émissions de CO2** de l'électricité totale du site, maintient identiques les caractéristiques correspondantes de la vapeur (car le rendement thermique de la cogénération a été supposé identique à celui de la chaudière).

Si maintenant cette même entité, équipée de sa cogénération, se voit imposer par le monde extérieur, sans aucun pouvoir d'action, un fonctionnement de cogénération suivant deux modes différents, présentant des performances intrinsèques différentes, le moyen le plus approprié de représenter la nouvelle situation tout en respectant les définitions méthodologiques rappelées plus haut, est sans doute celui qui est illustré par le tableau ECA ci-dessous (qui suppose, par simplicité, que les deux modes produisent chacun exactement la moitié des utilités considérées – électricité totale et vapeur – et qu'un des deux modes (le mode 2) est « dégradé » par rapport à l'autre (le mode 1) :



MARCHÉ DE SERVICE POUR LA MISE À DISPOSITION D'UN PANEL D'EXPERTS TECHNIQUES INDÉPENDANTS POUR L'ACCOMPAGNEMENT DES CONVENTIONS CARBONE

Exemple illustration cogénération modes dégradés	Tableau de consommation énergétique en unités physiques								
	Energies approvisionnées		Utilités				Description	Facteur influence	Unités
	Electricité kWh	Gaz Naturel kWhs	El. Totale MODE 1 kWh	Vapeur MODE 1 kWh	El. Totale MODE 2 kWh	Vapeur MODE 2 kWh			
PRODUCTION									
Usage 1			50.000	25.000	50.000	25.000	Quantité produite	200	tonnes
Usage 2			150.000	50.000	150.000	50.000	Quantité produite	250	tonnes
Usage 3			250.000	60.000	250.000	60.000	Quantité produite	150.000	bouteilles
BÂTIMENTS									
Eclairage + divers			40.000		40.000		Surface éclairée	1.000	m²
Chauffage		150.000					Surface chauffée	1.000	m²
UTILITÉS									
Electricité totale MODE 1	425.000	80.500							
Vapeur MODE 1		187.500	500						
dont partie venant de cogen MODE 1		123.500							
et partie venant de chaudières		64.000	500						
Electricité totale MODE 2	425.000	90.500							
Vapeur MODE 2		204.000			500				
dont partie venant de cogen MODE 2		140.000							
et partie venant de chaudières		64.000			500				
Totaux calculés	850.000	1.104.000	491.000	135.000	491.000	135.000			
Totaux comptables	850.000	1.104.000	491.000	135.000	491.000	135.000			
Facteur de conversion en énergie finale (kWh/unité)	1,000	1,000	1,030	1,393	1,050	1,515			
Facteur d'émission de CO2 énergétique (kgCO2/unité)	0,216	0,218	0,223	0,304	0,227	0,330			

Remarquons au passage les éléments suivants :

- Le tableau ECA est maintenant **assez sensiblement complexifié** puisqu'il demande, pour chaque usage, de décomposer la consommation entre un nombre accru de vecteurs.
- Ce tableau ne présente toujours pas d'usage correspondant à des équipements de production, comme il se doit, mais il multiplie les modes de production des vecteurs utilités, un peu comme il faut le faire quand on décompose un même usage « production » en plusieurs « familles de produit », ou « modes de production ». Si la cogénération présentait plus que 2 modes de fonctionnement, la décomposition des deux utilités considérées (électricité totale et vapeur) devrait alors également se faire en plus que deux sous-catégories ou modes. Le tableau ECA deviendrait alors rapidement très complexe et peu lisible.

Cette forme de prise en compte n'est vraisemblablement pas la seule, Il est très possible que **d'autres moyens** existent pour traiter les multiples modes de fonctionnement d'une utilité mais en tout état de cause, il nous semble que les éléments suivants, correspondant à la base méthodologique en cours depuis le début des ADB1, devaient être préservés :

- Un usage « utilité » ne doit en tout cas pas correspondre à un « outil de production » de l'utilité en question.
- Et un usage « utilité » ne peut pas être caractérisé par un facteur d'influence.

On pourrait également imaginer qu'au lieu de subdiviser les **utilités** produites par une cogénération en plusieurs modes (au niveau des utilités, donc), on tienne compte des modes de fonctionnement multiples en les marquant plutôt au niveau des **usages autres qu'utilités**. Ainsi, on pourrait imaginer de traduire les modes de fonctionnement de l'usine au niveau de l'usage concerné en y faisant apparaître deux « familles de produit » ou « modes de fonctionnement » : (a) outil en marche quand la cogénération fonctionne et (b) outil en marche alors que la cogénération ne fonctionne pas (puisque c'est bien là le problème qui s'y pose). Néanmoins, cette manière de représenter le problème s'accompagnerait également d'une assez grande complexification du tableau ECA ainsi que de la nécessité de répartir les chiffres de consommation d'un même usage entre tous les « sous-usages traduisant les modes de fonctionnement » qui seraient dès lors créés.

Ceci définit donc la **première objection** pouvant être opposée à l'idée de différencier au sein même du tableau ECA les différents modes de fonctionnement d'une cogénération : la **complexification importante** de l'analyse des flux et du tableau de consommation ECA rend le modèle énergétique peu lisible et devient une affaire de spécialistes qui rend sa compréhension difficile.



3. Caractère « imposé » ou « subi » des différents modes

Ce qui est présenté plus haut ne vaut de toute façon **QUE** si la différenciation entre les modes de fonctionnement de la production d'utilités, et spécifiquement des utilités produites par une cogénération, revêt bien un caractère **totale**ment indépendant de la volonté d'action et du pouvoir d'exploitation des acteurs opérationnels du site étudié.

On peut cependant se poser la question (de manière très ouverte) de savoir si c'est toujours le bien le cas.

- Les questions relevant **d'ajustements conjoncturels éventuels** (comme par exemple la prise en compte d'une panne ou d'une indisponibilité sur un des composants de la cogénération) sont inchangés et décrits dans la méthodologie.
- Les choix de fonctionnement en des modes différenciés ou dégradés sont de nature **économique** (ce qui n'enlève rien à leur bienfondé dans le cadre d'une saine gestion, la question n'est pas là) : ainsi, c'est si l'électricité provenant du réseau à laquelle on ajoute le gaz consommé par les chaudières de l'entité sont plus chers que le prix du gaz consommé par la cogénération qu'il est économiquement intéressant de produire le maximum possible d'électricité au moyen de la cogénération. Dans un tel cas, si la chaleur correspondant à l'électricité « maximale » fournie par la cogénération est excédentaire par rapport aux besoins thermiques de l'entité, il n'existe pas d'autre moyen que de rejeter l'excédent à l'atmosphère. Ce fonctionnement constitue une double source de dégradation des performances énergétiques, d'abord et bien entendu via la chaleur produite mais perdue, mais ensuite aussi (à valider et suivant les cas) via le rendement électrique de la production d'électricité par la cogénération, s'il se révèle inférieur à celui caractérisant les centrales électriques du réseau.

Dans le cas inverse, si le prix de l'électricité réseau est très bas et que l'entité décide sur base du critère « prix des énergies » de ralentir la cogénération, la part d'électricité venant du réseau va augmenter, ce qui aura également des rejaillissements sur l'efficacité énergétique du site et se traduira au travers du « contenu énergétique » de l'électricité totale et de la chaleur produites.

Dans ces cas, ces choix répondent à des considérations économiques qui, quoique souvent prioritaires dans la gestion d'outils industriels, ne peuvent **pas** être considérées comme **obligatoires, imposées ou subies** par l'entité. Les décisions découlant de ces choix sont rentables économiquement mais elles s'accompagnent indéniablement de conséquences (dans un sens ou dans l'autre) sur les performances de l'entité en termes d'efficacité énergétique.

Ceci est d'autant plus vrai dans le cas où une entreprise a choisi d'installer une unité de cogénération d'une puissance thermique très élevée, très proche de la puissance moyenne nécessaire au process, aussi bien en électricité qu'en chaleur, à l'époque de son installation en tout cas. Dès le début, il était dès lors clair que si des contraintes intervenaient et jouaient plus sur la consommation d'un des deux vecteurs consommés (électricité ou chaleur) que sur l'autre, des déséquilibres et des pertes de rendement seraient inévitables.

- Traitons enfin le cas d'un mécanisme de flexibilité pleinement subi. L'entité possède une unité de cogénération et se voit obligée de par sa taille à participer aux mécanismes de flexibilité du réseau. Celle-ci repose alors sur des contrats négociés entre l'entité et un fournisseur ou un agrégateur (FSP – Flexibility Services Provider). Puisque c'est le FSP qui pilote la flexibilité, les conséquences sont pleinement subies par l'entité et la prise en compte des conséquences énergétiques peuvent être intégrées par des ajustements structurels et/ou conjoncturels.

Même si c'est pour des raisons correctes, honnêtes et exemptes de toute manipulation qu'il est proposé par les auditeurs de rendre les performances des entités examinées indépendantes du fonctionnement ou non



de leur cogénération dans des modes différents, accepter des ajustements du modèle alors que la décision principale d'activation de modes différents est **économique** et **non obligatoire** pour d'autres raisons, **ne peut pas se justifier sans risquer de dénaturer** l'homogénéité, l'unicité et la généralité des principes méthodologiques fixés et validés de longue date.

Le fait d'annuler l'influence sur les performances énergétiques de l'apparition de phénomènes affectant la conduite des activités d'une entité **ne peut s'accepter que pour les phénomènes qui leur sont réellement imposés, sans possibilité de s'y soustraire** (comme par exemple l'apparition d'une nouvelle réglementation environnementale ou de sécurité ou un mécanisme de flexibilité explicite basé sur un contrat et non sur le seul prix du marché).

4. Cogénération pilotée par le prix de l'électricité

Sur la base de ce qui précède et comme développé de longue date dans les principes méthodologiques liés aux accords volontaires énergétiques, lorsqu'une entité pilote sa cogénération sur base du prix de l'électricité du réseau, il n'est pas acceptable de faire apparaître dans le tableau de consommation, de manière explicite, les modes dégradés de fonctionnement de la cogénération, ni d'exonérer le calcul des indices de performance énergétique de l'influence de ces modes de fonctionnement, dans un sens comme dans l'autre. Les différents modes de fonctionnement d'une production d'utilité ont en effet bel et bien une influence sur l'efficacité énergétique du site concerné et il faut en rendre compte de manière objective.

Cet avis est d'autant plus défendable dans des situations où les variations de mode de fonctionnement des cogénérations existent depuis quelque temps déjà, ce qui veut dire que les influences évoquées ici étaient déjà présentes au cours de l'année de référence, à savoir 2023.

Pour autant, ceci ne veut pas dire qu'il ne faut pas tenir compte de l'influence de ces modifications et évolutions et les passer sous silence.

Au contraire, **nous préconisons donc** de réaliser une analyse de sensibilité du modèle aux conditions de fonctionnement de cette cogen à savoir:

- De définir, de calculer, de mesurer et de rendre compte de l'influence effective que les variations de mode de fonctionnement de la cogénération ont sur les indices de performance énergétique, sans les corriger ou les « annuler » ;
- De définir et de baliser les limites inférieure et supérieure que les valeurs plafond et plancher des modes de fonctionnement différenciés pourraient prendre (ex : le mode « vapeur en excès » pourrait se produire entre X et Y heures par an, ou l'outil concerné pourrait fonctionner max Z heures par an sans marche simultanée de la cogénération), et de définir alors, en conséquence, l'influence que ces limites peuvent avoir sur les indices de performance ;
- De monitorer autant que possible les paramètres de fonctionnement du réseau en termes énergétique et CO2 dans les différents modes de fonctionnement de la cogénération de manière à objectiver des effets induits, hors périmètre.
- Et de tenir compte de cette indétermination effective sur les indices de performance énergétique (ce qu'on pourrait assimiler à « l'épaisseur du trait » des évaluations effectuées) dans le calcul des objectifs engageants, en y intégrant également les perspectives stratégiques supposées de l'entreprise et l'influence que ces perspectives pourraient avoir sur les modes de fonctionnement.



Cette manière de faire **devrait permettre** :

- De faire apparaître les performances réelles de l'entité en termes énergétiques ;
- De faire apparaître les conséquences des choix opérés, que ce soit en termes de conduite de l'installation de cogénération comme en termes de l'entrée en lice de nouveaux impératifs (ex : les conséquences opérationnelles des mécanismes de flexibilité, pouvant alors être comparées en connaissance de cause aux avantages sociétaux qu'ils procurent en dehors du périmètre de l'entité ;
- Et malgré tout de tenir compte de l'incertitude que ces modes de fonctionnement différents provoquent, par application d'une forme de principe de précaution, sur la détermination des objectifs engageants, suivant des hypothèses calculées et balisées, permettant les justifications nécessaires.
- De permettre aux comités techniques ou stratégique de statuer sur la prise en compte d'éventuels ajustements, dûment justifiés.

5. Conclusion

En conclusion, nous pensons que tout système de flexibilité peut être considéré comme un ou plusieurs facteurs d'influence dans le tableau des consommations (ou faire l'objet d'ajustements) à condition de pouvoir être correctement documenté (activité opérationnelle traçable) et que l'influence extérieure soit objectivable. Par exemple, s'il l'autorité fédérale vous demande d'utiliser votre cogénération en soutien du réseau via une mécanique de flexibilité explicite (sous contrat), la période où cette demande est honorée peut faire l'objet d'un ajustement (par exemple pour justifier de la vapeur mise au toit sur cette période).

Si une cogénération est bridée pour favoriser l'utilisation d'énergie renouvelable, il appartient donc à l'entité d'obtenir les garanties d'origine qui y sont relatives (suivant la conformité SER AMUREBA – voir FAQ PPA et LGO).

Des paramètres économiques tels que le choix d'une énergie moins chère et plus carbonée ne sont par contre pas recevables ni en tant que facteur d'influence, ni en tant qu'ajustement.

Dans le seul cas (exceptionnel à notre avis) où il pourrait être démontré de manière indiscutable que la conduite de l'installation de cogénération d'une entité échappe complètement aux choix opérationnels des exploitants de l'entité concernée, et dans ce cas seulement, la solution devrait alors plutôt consister, pour ne pas présenter le désavantage de complexité exposé plus haut, à considérer l'installation de cogénération comme un « power plant » extérieur au périmètre du site (même si ce n'est opérationnellement pas le cas), à considérer dès lors les utilités produites par la cogénération comme des vecteurs d'énergie approvisionnée, et à affecter à ces vecteurs des contenus en énergie finale et en émissions de CO2 figés à leurs valeurs de l'année de référence pendant les 4 ou 8 ans de suivi de la première période des conventions carbone.

Un travail d'investigation sera mené par le comité d'experts pour pouvoir intégrer au niveau méthodologique un vecteur énergétique « électricité réseau » variable en moyenne annuelle pour les entités qui peuvent activer des mécanismes de flexibilités non économiques.

