

FLEXENR – Tâche 3 : Études des bâtiments par les équipes

Sous-tâche 3.3 : Bilan des études de flexibilité





FLEXENR – Tâche 3 : Études des bâtiments par les équipes

Sous-tâche 3.3 : Bilan des études de flexibilité

Client : ADEME

Responsable : Maxime RAYNAUD

Convention n°1904C0002

Auteurs : Maxime RAYNAUD, Anthony REY

Référence interne CSTB : DEE/PES-21-003RE

Février 2021 – Version finale

Ce rapport comporte 121 pages

RESUME

Cinq équipes se sont engagées à étudier la flexibilité électrique de leur bâtiment tertiaire de bureaux via des SED et selon le cahier des charges du projet FLEXENR (étude sur 2012 et 2017 de deux familles de flexibilité implicite, les stratégies « HEBDO » visant à déplacer des consommations sur des journées entières et les stratégies « HP/HC » visant à déplacer des consommations sur plusieurs heures au sein de la même journée, à partir d'un tarif dynamique s'inspirant du tarif Tempo avec en plus des jours d'abondance de production d'origine renouvelable sur le réseau). Toutes les cinq ont mené leur étude sur un bâtiment neuf ou très récent et ont choisi d'étudier uniquement la flexibilité des usages thermiques. Cette situation nous semble être illustrative de la situation actuelle du monde de l'énergétique du bâtiment : quasi-absence de réalisation de SED pour des bâtiments existants et meilleure maîtrise des usages thermiques par rapport aux autres usages. Des efforts restent ainsi à réaliser pour élargir les études de flexibilités aux autres usages que thermiques, pouvant présenter des potentiels significatifs notamment dans les bâtiments récents, et aux bâtiments existants.

Parmi les cinq équipes, seules deux ont réussi à produire des résultats valides. Une partie des problèmes rencontrés est liée aux logiciels de SED eux-mêmes et une autre partie de ces problèmes est associée à la non-familiarité des différentes équipes avec ce type d'étude complexe. Pour aller plus loin d'un point de vue recherche en continuant à employer des SED, il nous semble qu'il serait nécessaire de faire faire les simulations à un seul et même acteur sur un outil adapté afin de lui donner la maîtrise complète des simulations réalisées. Dans une visée de sensibilisation du plus grand nombre d'acteurs à la question de la flexibilité dans le cadre de leur propre projet, il nous semble qu'il faut aller en revanche vers des outils évaluant assez simplement le potentiel de flexibilité d'un bâtiment (type GOFLEX). La robustesse des évaluations effectuées par des outils plus simples restant à analyser.

Sur les deux projets (EDF R&D pour le projet n°1 et La Rochelle Université pour le projet n°2) ayant obtenus des résultats validés, les différentes observations suivantes peuvent être faites sur les études en configuration de base :

- Les stratégies de flexibilité implicite étudiées, mettant en œuvre des modulations de la consigne de chauffage entre ± 2 °C, permettent bien de déplacer des consommations d'énergie et ceci de manière un plus importante pour les stratégies « HP/HC » que pour la stratégie « HEBDO ». Toutefois, les consommations d'électricité déplacées restent modestes (autour de 5 % de la consommation annuelle au périmètre chauffage et de l'ordre du % à l'échelle tous usages) et les économies d'énergie résultantes sur l'année sont faibles (% à l'échelle chauffage et moins du % à l'échelle tous usages).
- Dans le cadre des stratégies « HP/HC », des consommations d'énergie sont bien particulièrement évitées par des effacements dans les plages tarifaires correspondant aux heures de plus forte tension en termes d'équilibre entre la production et la demande sur le réseau (RG-PT et BC-PT). En revanche, la génération de consommations supplémentaires dans la plage tarifaire correspondant aux heures de plus forte abondance de production d'origine renouvelable (VE-ENR) n'est pas systématique, elle dépend des consignes de chauffage dans la situation de référence sans flexibilité.
- Les stratégies « HP/HC » permettent dans les deux projets des effacements conséquents de leur puissance de chauffage appelée (dans le cadre des puissances maximales de chauffage évitées, pour le projet n°1, réduction de 70 % de la puissance de chauffage de référence et pour le projet n°2, réduction de 76 % de la puissance de chauffage de référence) mais les valeurs de puissances électriques de chauffage évitées restent modestes par rapport aux valeurs de leurs puissances maximales appelées de chauffage (environ un facteur 2 entre les puissances électriques évitées maximums et les puissances maximales de chauffage des deux projets). En effet, dans le cadre de ces deux bâtiments très performants, il y a non-synchronisation entre les puissances de chauffage les plus élevées (les matins entre 5 h et 9 h au moment des relances du chauffage) et les besoins d'effacement du réseau (entre 18 h et 20 h, heures sur lesquelles se mettent en place les réduits de nuit). Ces bâtiments présentent déjà, dans leur configuration de base, des puissances électriques appelées de chauffage faibles aux heures de plus forte tension sur le réseau. A ce titre, il serait particulièrement intéressant de mener les mêmes études sur des bâtiments existants moins performants énergétiquement.

- Les stratégies « HP/HC » amènent pour les deux projets des gains financiers sur la facture annuelle d'électricité tous usages, estimée à partir du tarif dynamique créé, restant très modestes (moins de 3 % économisés, soit entre 200 à 300 euros sur des factures tous usages de plusieurs dizaines de milliers d'euros). L'étude de la valorisation financière sur les marchés de capacité et en énergie (NEBEF et mécanisme d'ajustement) des flexibilités implicites obtenues pour l'année 2017 par les stratégies « HP/HC », bien qu'elles ne soient pas possibles en réalité pour les marchés en énergie, permet de voir que les gains sur les marchés resteraient a priori très modestes également.

En complément aux études de flexibilité menées sur les configurations de base de leur bâtiment, chacun des projets a réalisé des études sur des variantes. Dans le cadre du projet n°1, deux variantes consistant à intégrer au bâtiment une production PV sans et avec stockage ont entre autres été étudiées. En dehors d'une gestion spécifique des batteries, si l'autoconsommation de l'électricité produite par le PV permet d'obtenir des économies d'énergie importantes (environ 40 % de la consommation annuelle tous usages) et des gains financiers conséquents sur la facture d'électricité (environ 30 % d'économies sur la facture annuelle tous usages), les consommations évitées ne le sont pas lors des plages tarifaires de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT), voire elles le sont en partie dans des plages tarifaires de forte abondance d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (VE-ENR) où ce dernier aurait besoin au contraire que le bâtiment consomme plus d'énergie.

Dans le cadre du projet n°2, trois autres variantes ont entre autres été étudiées. La première a consisté à supposer une situation de référence caricaturale d'absence de gestion du chauffage maintenant à 21 °C tout le temps à laquelle est introduite des réduits de nuit et de week-end (18 °C en réduit de nuit et 12 °C en réduit de week-end). Si l'introduction de ces réduits amènent des économies d'énergie conséquentes (20 % de la consommation annuelle de chauffage) et notamment lors des plages tarifaires de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT), elle provoque également une hausse des puissances maximales appelées au travers les relances à 21 °C les matins se traduisant par une augmentation des puissances souscrites et donc une légère augmentation de la facture d'électricité dans le cadre du tarif dynamique créé (environ +3 % sur la facture annuelle tous usages) .

Les deux autres variantes se sont basées sur une autre stratégie de flexibilité que celles proposées dans le projet. Cette autre stratégie, « LRflex » vise à appliquer une modulation de la consigne horaire, toujours entre ± 2 °C, mais uniquement en fonction du type tarifaire de l'heure. L'application de cette stratégie de flexibilité « LRflex » à la situation de référence caricaturale à 21 °C tout le temps s'avère plus intéressante financièrement (environ 7 % d'économies), dans le cadre du tarif dynamique créé, que l'application des réduits (moins d'économies d'énergie mais diminution des puissances souscrites).

L'application de la stratégie « LRflex » à la situation de référence de la configuration de base (i.e. 21 °C en occupation avec des réduits) entraîne une forte augmentation des quantités d'énergie évitée (fois 3), des économies d'énergie résultantes sur l'année (fois 30) et des gains sur la facture annuelle d'électricité (fois 3) par rapport à la stratégie « HP/HC ». Toutefois, il est important de noter que ces gains plus conséquents dans la stratégie « LRflex » sont en partie liés à plus grand nombre d'heures avec un abaissement de la consigne de chauffage (environ fois 10), ce qui entraîne également un plus grand nombre d'heures de température intérieure inférieure à celle de la situation de référence sans flexibilité. Si par construction cette différence de température est maintenue à moins de 2 °C, il serait intéressant de connaître l'acceptabilité dans la réalité par des occupants d'une telle situation et ceci notamment dans des bâtiments moins bien isolés.

A l'instar de cette dernière question, si certaines questions que nous nous posons pourraient être instruites via des SED complémentaires (e.g. sur des bâtiments existants), nous voyons également la nécessité pour aller plus loin de réaliser des tests in-situ sur un certain nombre de bâtiments pour se confronter à la réalité de la mise en œuvre de différentes stratégies de flexibilités et évaluer la réalité des gains et inconvénients associés à celles-ci.

Sommaire

Table des matières

RESUME	3
LISTE DES TABLEAUX	7
LISTE DES FIGURES	8
NOMENCLATURE	11
1 CONTEXTE DE L'ETUDE	13
1.1 Objectifs	13
1.2 Protocole	13
2 METHODE	15
2.1 Signaux tarifaire du gestionnaire du réseau électrique	15
2.2 Scénarios de flexibilité et types de pilotage	18
2.2.1 FLEX HP/HC	19
2.2.1.1 FLEX HP/HC BIN : réponse binaire	19
2.2.1.2 FLEX HP/HC MOD : réponse modulée	21
2.2.1.3 FLEX HP/HC-R MOD : réponse modulée avec optimisation des relances	23
2.2.2 FLEX HEBDO	24
2.2.2.1 FLEX HEBDO BIN : réponse binaire	24
2.2.2.2 FLEX HEBDO MOD : réponse modulée	26
2.3 Études de base et variantes	28
2.4 Indicateurs de flexibilité	30
2.4.1 Indicateurs énergétiques	30
2.4.1.1 Énergie déplacée	30
2.4.1.2 Bilan énergétique	30
2.4.1.3 Exemple	30
2.4.2 Indicateurs de puissance	31
2.4.2.1 Puissances déplacées	31
2.4.2.2 Écrêtage de la puissance maximale	31
2.4.2.3 Exemple	31
2.4.3 Indicateurs financiers	32
2.4.3.1 Coût d'investissement induit	32
2.4.3.2 Gains économiques sur la facture d'électricité	32
2.4.3.3 Gains économiques sur les marchés en énergie et en capacité	35
3 PROJETS ETUDIÉS	36
3.1 Projet no. 1 : EDF R&D	36
3.2 Projet no. 2 : La Rochelle Université	37
3.3 Projet no. 3 : Ai Environnement	38
3.4 Projet no. 4 : Dalkia IDF	39
3.5 Projet no. 5 : Aveltys	40
3.6 Projet no. 6 : Engie Lab Grigen	41
3.7 Résumé des projets	42
3.8 Retour et réflexions sur l'avancement des projets	44
4 RESULTATS	47
4.1 Résultats du projet no. 1	47
4.1.1 Impacts en énergie et puissance pour les cas de base	48
4.1.2 Impacts financiers	60
4.1.3 Variantes	63
4.1.3.1 Variantes sur l'intensité d'usage du bâtiment	63
4.1.3.2 Variantes avec du PV sans et avec stockage	67
4.2 Résultats du projet no. 2	75

4.2.1	Impacts en énergie et puissance pour les cas de base	76
4.2.2	Impacts financiers	86
4.2.3	Variantes	89
4.2.3.1	Variantes sur l'inertie et l'isolation du bâtiment	89
4.2.3.2	Variantes sur l'intensité d'usage du bâtiment	95
4.2.3.3	Variantes autres	101
4.3	Comparaison des résultats des projets no. 1 et no. 2	114
5	CONCLUSIONS	116
6	REFERENCES	120

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 – Signaux tarifaires définis par l’entreprise RTE en fonction du type de jour et du type d’heure	16
Tableau 2-2 – Stratégie unitaire en fonction du type d’heure du couple (« h », « h ± x ») pour FLEX HP/HC BIN....	20
Tableau 2-3 – Stratégie unitaire en fonction du type d’heure du couple (« h », « h ± x ») pour un jour RG dans le cadre de FLEX HP/HC BIN	21
Tableau 2-4 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « h ± x ») pour FLEX HP/HC MOD	22
Tableau 2-5 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « h ± x ») pour un jour RG dans le cadre de FLEX HP/HC MOD	23
Tableau 2-6 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « h + x ») pour FLEX HP/HC-R MOD	24
Tableau 2-7 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « h – x ») pour FLEX HP/HC-R MOD	24
Tableau 2-8 – Stratégie unitaire en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour FLEX HEBDO BIN.....	25
Tableau 2-9 – Stratégie unitaire en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour une semaine fictive pour FLEX HEBDO BIN	26
Tableau 2-10 – Stratégie de variation en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour FLEX HEBDO MOD	26
Tableau 2-11 – Stratégie de variation en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour une semaine fictive pour FLEX HEBDO MOD.....	27
Tableau 2-12 – Construction du prix de l’électricité pour chaque signal tarifaire.....	33
Tableau 2-13 – Coefficient de puissance réduite associé à chaque signal tarifaire.....	34
Tableau 3-1 – Température de consigne des zones thermiques du projet P1.....	37
Tableau 3-2 – Température de consigne des zones thermiques du projet P3.....	38
Tableau 3-3 – Température de consigne des zones thermiques du projet P4.....	40
Tableau 3-4 – Température de consigne des zones thermiques du projet P5.....	41
Tableau 3-5 – Récapitulatif des caractéristiques principales des différents projets étudiés	42
Tableau 3-6 – Récapitulatif des résultats obtenus et validés pour les différents projets étudiés.....	44
Tableau 4-1 – Projet no. 1 – configuration de base : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour les stratégies de référence et « HP/HC MOD »	61
Tableau 4-2 – Projet no. 1 – configuration de base : valorisations financières sur les marchés en énergie et en capacité pour la stratégie « HP/HC MOD » en 2017.....	62
Tableau 4-3 – Projet no. 2 – configuration de base : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la situation de référence et la stratégie « HP/HC-R MOD ».....	87
Tableau 4-4 – Projet no. 2 – configuration de base : valorisations financières sur les marchés en énergie et en capacité pour la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017.....	88
Tableau 4-5 – Projet no. 2 – variante « Réf. Base / 21 °C » : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la référence à 21 °C tout le temps et pour la référence de base.....	112
Tableau 4-6 – Projet no. 2 – variante « LRflex / Réf. Base » : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la référence de base et la stratégie « LRflex ».....	113
Tableau 4-7 – Projet no. 2 – variante « LRflex / 21 °C » : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la référence de base et la stratégie « LRflex »	113

LISTE DES FIGURES

Figure 2-1 : Proportions des signaux tarifaires fournis par l'entreprise RTE pour les années 2012 et 2017	17
Figure 2-2 : Répartition des signaux tarifaires fournis par l'entreprise RTE pour les années 2012 et 2017.....	18
Figure 2-3 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie unitaire à adopter pour l'heure « h » pour FLEX HP/HC BIN.....	20
Figure 2-4 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie de variation à adopter pour l'heure « h » pour FLEX HP/HC MOD.....	22
Figure 2-5 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie unitaire à adopter pour le jour « j » pour FLEX HEBDO BIN.....	25
Figure 2-6 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie de variation à adopter pour le jour « j » pour FLEX HEBDO MOD	27
Figure 2-7 – Logigramme des études à réaliser (extraction du cahier des charges élaboré dans la Tâche 1 du projet)	29
Figure 2-8 – Exemple de puissances électriques horaires moyennes entre REF et FLEX	31
Figure 4-1 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle tous usages	48
Figure 4-2 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle du chauffage uniquement	49
Figure 4-3 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages	50
Figure 4-4 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	51
Figure 4-5 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages	52
Figure 4-6 – Projet no. 1 – configuration de base : distribution des puissances évitées pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	53
Figure 4-7 – Projet no. 1 – configuration de base : distribution des puissances supplémentaires pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	53
Figure 4-8 – Projet no. 1 – configuration de base : distribution des puissances appelées pour l'année 2017 dans la situation de référence sans flexibilité à l'échelle du chauffage uniquement.....	54
Figure 4-9 – Projet no. 1 – configuration de base : puissances horaires moyennes et médianes sur 24 h en 2017 dans la situation de référence et pour la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	55
Figure 4-10 – Projet no. 1 : répartition des signaux tarifaires sur 24 h pour l'année 2017	56
Figure 4-11 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance pour la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages	58
Figure 4-12 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation du jour de 2017 de puissance maximale appelée sur le réseau électrique pour la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages	59
Figure 4-13 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité	60
Figure 4-14 – Projet no. 1 – configuration de base : évolution en fonction de la répartition entre part variable et part fixe des gains sur la facture annuelle d'électricité 2017 pour la stratégie « HP/HC MOD »	61
Figure 4-15 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 à l'échelle tous usages.....	63
Figure 4-16 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 à l'échelle du chauffage uniquement.....	64
Figure 4-17 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs de puissance de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 à l'échelle tous usages.....	65
Figure 4-18 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017.....	66

Figure 4-19 – Projet no. 1 – variantes avec du PV sans et avec stockage : impact au travers des indicateurs énergétiques en 2017 à l'échelle tous usages.....	67
Figure 4-20 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017	68
Figure 4-21 – Projet no. 1 – variantes avec du PV sans et avec stockage : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages.....	69
Figure 4-22 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : puissances horaires moyennes et médianes sur 24 h en 2017 à l'échelle tous usages	70
Figure 4-23 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance à l'échelle tous usages	71
Figure 4-24 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : visualisation du jour de 2017 de puissance maximale appelée sur le réseau électrique à l'échelle tous usages (ici FLEX = PV + stockage)	72
Figure 4-25 – Projet no. 1 – variantes avec du PV sans et avec stockage : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité en 2017	73
Figure 4-26 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : évolution en fonction de la répartition entre part variable et part fixe des gains sur la facture annuelle d'électricité 2017.....	74
Figure 4-27 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle tous usages	76
Figure 4-28 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle du chauffage uniquement	77
Figure 4-29 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages	78
Figure 4-30 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	79
Figure 4-31 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages	80
Figure 4-32 – Projet no. 2 – configuration de base : distribution des puissances évitées pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	81
Figure 4-33 – Projet no. 2 – configuration de base : distribution des puissances supplémentaires pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement	81
Figure 4-34 – Projet no. 2 – configuration de base : distribution des puissances appelées pour l'année 2017 dans la situation de référence sans flexibilité à l'échelle du chauffage uniquement.....	82
Figure 4-35 – Projet no. 2 – configuration de base : puissances horaires moyennes et médianes sur 24 h en 2017 pour la stratégie de référence et pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement.....	83
Figure 4-36 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages	84
Figure 4-37 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation du jour de 2017 de puissance maximale appelée sur le réseau électrique pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages.....	85
Figure 4-38 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité	86
Figure 4-39 – Projet no. 2 – configuration de base : évolution en fonction de la répartition entre part variable et part fixe des gains sur la facture annuelle d'électricité 2017 pour la stratégie « HP/HC-R MOD »	87
Figure 4-40 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages	89
Figure 4-41 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle du chauffage uniquement	90
Figure 4-42 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des indicateurs de puissance de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages	91
Figure 4-43 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages.....	93
Figure 4-44 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017	94
Figure 4-45 – Projet no. 2 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages.....	96

Figure 4-46 – Projet no. 2 – variantes sur l’occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l’échelle du chauffage uniquement.....	97
Figure 4-47 – Projet no. 2 – variante avec allongement de l’occupation à 20h seul : visualisation des consommations d’énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l’année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l’échelle tous usages	98
Figure 4-48 – Projet no. 2 – variantes sur l’occupation : impact au travers des indicateurs de puissance de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l’échelle tous usages.....	99
Figure 4-49 – Projet no. 2 – variantes sur l’occupation : impact au travers des gains sur la facture annuelle d’électricité de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017	100
Figure 4-50 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des indicateurs énergétiques en 2017 à l’échelle tous usages.....	103
Figure 4-51 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des indicateurs énergétiques en 2017 à l’échelle du chauffage uniquement	104
Figure 4-52 – Projet no. 2 – variante « Réf base / 21°C » : visualisation des consommations d’énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l’année 2017 à l’échelle tous usages.....	105
Figure 4-53 – Projet no. 2 – variante « LRflex / Réf. Base » : visualisation des consommations d’énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l’année 2017 à l’échelle tous usages.....	107
Figure 4-54 – Projet no. 2 – variante « LRflex / 21 °C » : visualisation des consommations d’énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l’année 2017 à l’échelle tous usages.....	108
Figure 4-55 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des indicateurs de puissance à l’échelle tous usages	110
Figure 4-56 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des gains sur la facture annuelle d’électricité en 2017	112

NOMENCLATURE

SYMBOLES

<i>E</i>	Consommation d'énergie	[Wh]
<i>EE</i>	Économie d'énergie	[Wh]
<i>i</i>	Indice associé au pas de temps	[-]
<i>j</i>	Indice associé aux signaux tarifaires	
<i>P</i>	Puissance	[W]
<i>t</i>	Temps	[h]
Δt	Pas de temps (intervalle de temps)	[h]
<i>K</i>	Période étudiée (ensemble des indices <i>k</i>)	[-]
<i>C</i>	Consigne	[-]
<i>c</i>	Coefficient de puissance réduite	[-]
<i>I</i>	Coût d'investissement'	[€]
<i>G</i>	Gains économiques	[€]
<i>U</i>	Coefficient de déperdition thermiques	[W/(m ² ·an)]

INDICES ET EXPOSANTS

—	Évité
+	Supplémentaire/additionnel
<i>REF</i>	Référence
<i>FLEX</i>	Scénario de flexibilité
<i>max</i>	Maximal
<i>N</i>	Niveau
<i>r</i>	Réduite
<i>s</i>	Souscrite
<i>bât</i>	bâtiment

ACCRONYMES, SIGLES ET ABBREVIATIONS

ADEME	Agence de la transition écologique
BC	Jour blanc
BE	Jour bleu
BIN	Binaire
COP	Coefficient de performance
ECS	Eau chaude sanitaire
EnR	Énergie renouvelable
ENR	Heure d'abondance en énergie renouvelable
HC	Heure creuse
HT	Hors taxes
HP	Heure pleine
IFPEB	Institut français de la performance du bâtiment
MOD	Modulée
NA	Aucun impact (aucune modification du fonctionnement)
NC	Nom communiqué
ON	Fonctionnement forcé

OFF	Arrêt forcé
PF	Prime fixe
PAC	Pompe à chaleur
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PT	Heure de pointe
PV	Panneau(x) photovoltaïque(s)
RG	Jour rouge
RT	Réglementation thermique
RTE	Réseau de transport d'électricité
SED	Simulation énergétique dynamique
STD	Heure standard
TEE	Transition énergétique et écologique
TURPE	Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité
VE	Jour vert

1 CONTEXTE DE L'ETUDE

Afin de réussir la transition énergétique et écologique (TEE), l'accueil de systèmes de production électrique utilisant des sources d'énergie renouvelable (EnR), tels que les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques (PV), nécessite une flexibilité du réseau électrique (RTE et IFPEB, 2017). Les variations de court terme de la production et de la consommation électrique, liées en partie à l'intégration des systèmes de production électrique utilisant des sources d'EnR, devrait représenter une difficulté pour maintenir l'équilibre production-consommation du réseau électrique français à l'échelle nationale.

La flexibilité énergétique des consommations, c'est-à-dire, la capacité des consommateurs à moduler intentionnellement la puissance électrique soutirée sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité, à la hausse ou à la baisse, durant une période donnée par rapport à un signal extérieur (Enedis, 2019), est un des moyens d'assurer l'équilibre production-consommation du réseau électrique. Le terme « effacement » est utilisé lorsque la modulation de puissance s'effectue à la baisse.

Dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), une capacité d'effacement de 6,5 GW à 2028 est prévue en France pour une capacité de 2,9 GW en 2018 (MTES, 2020). Le potentiel d'effacement existant dans le tertiaire, notamment dans les bureaux, a été évalué comme prometteur dans l'étude (E-CUBE, Strategy Consultants et Ceren, 2017), commanditée par l'Agence de la Transition Ecologie (ADEME). L'Institut Français de la Performance du Bâtiment (IFPEB) et l'entreprise Réseau de Transport d'Electricité (RTE) ont aussi travaillé sur le potentiel de flexibilité des bureaux dans une première étude (RTE et IFPEB, 2017). FLEXENR s'inscrit dans la suite de ces travaux.

1.1 OBJECTIFS

Les études précédentes ont montré le potentiel de flexibilité des bâtiments tertiaires performants. Le projet FLEXENR se propose de développer une méthode d'évaluation de la flexibilité et de consolider les conclusions de ces premières études afin d'avoir une meilleure connaissance de la disponibilité du gisement de flexibilité mobilisable dans les bâtiments tertiaires de bureaux. Le rôle que pourraient jouer les bâtiments tertiaires de bureaux dans l'intégration future des systèmes de production électrique utilisant plus de sources d'EnR nécessite une telle connaissance.

Un premier objectif de ce projet est de construire une méthode homogène d'évaluation de la flexibilité qui pourrait être applicable aux bâtiments tertiaires de bureaux, voire aux autres types de bâtiments tertiaires. Cette méthode aurait la possibilité de servir de cadre opérationnel de la flexibilité dans le cas d'études de faisabilité avant la mise en œuvre.

Le second objectif est d'identifier le socle technique et méthodologique (type d'ordre, type de réponse, etc.) le plus réaliste et acceptable à l'application de la flexibilité dans bâtiments tertiaires performants de bureaux. L'application de la méthode d'évaluation de la flexibilité, développée dans le cadre ce projet, à plusieurs bâtiments tertiaires de bureaux permet de faire l'inventaire des « puissances flexibles », d'estimer les gains économiques envisageables et de faire un retour d'expérience sur les difficultés du processus d'intégration de la flexibilité.

Enfin, le projet FLEXENR vise à évaluer la robustesse des résultats et à enrichir l'analyse, grâce à une méthode commune entre les différents bâtiments tertiaires de bureaux étudiés et à une étude paramétrique portant sur le bâti, l'usage et les équipements.

1.2 PROTOCOLE

Six équipes, composées d'industriels et de bureaux d'ingénierie, ont été choisies pour appliquer la méthode d'évaluation de la flexibilité, développée dans le cadre ce projet, à leur bâtiment respectif. Finalement, seulement cinq équipes ont pu réellement participer au projet, la sixième équipe n'a jamais pu intégrer cette étude dans leur plan de charge.

La flexibilité énergétique des cinq projets est évaluée à l'aide d'outils de simulations énergétiques dynamiques (SED), au choix des chargées d'études, sur deux années climatiques différentes : 2012 et 2017. Le comportement énergétique de chacun des cinq bâtiments tertiaires de bureaux étudiés est simulé pour chacune des deux années en considérant que le gestionnaire du bâtiment reçoit en temps réel des signaux tarifaires, définis dans le cadre de cette étude, par son fournisseur d'électricité en fonction des variations de la production et de la consommation sur le réseau électrique. Le gestionnaire du bâtiment peut donc appliquer une flexibilité implicite, à savoir des effacements volontaires basés sur l'incitation financière proposée par le fournisseur d'électricité. Les deux scénarios proposés (FLEX HP/HC et FLEX HEBDO) sont étudiés par toutes les équipes ; cependant, le pilotage du bâtiment (BIN ou MOD) est au choix des équipes. Les conditions de fonctionnement des bâtiments – à savoir les scénarios d'occupation, les apports internes, etc. – sont définis par chaque équipe en fonction de leur bâtiment. Un scénario sans flexibilité (REF) est donc étudié par chaque équipe, en fonction de leurs hypothèses, afin de servir de base de comparaison pour les scénarios avec flexibilité (FLEX). Un ensemble d'indicateurs est utilisé pour quantifier les avantages liés à la flexibilité en termes d'énergie, de puissance et de gains financiers en utilisant les résultats issus des SED.

De plus, dans le cadrage initial des études (cf. le cahier des charges produit dans la Tâche 1 du projet), il a été demandé aux équipes d'étudier, sur la stratégie de flexibilité la plus intéressante dans leurs premières simulations, des variantes par rapport à la configuration de base de leur bâtiment : sur l'inertie du bâtiment, sur l'intensité d'usage du bâtiment (horaires d'occupation, nombre d'occupants, etc.), sur la mise en place d'un système de stockage thermique et sur l'intégration d'une production locale d'électricité (PV avec ou sans batterie). Les équipes se sont plus ou moins inscrites dans ces variantes.

2 METHODE

La méthode appliquée aux bâtiments tertiaires étudiés pour quantifier leur flexibilité énergétique est présentée dans cette partie. La flexibilité énergétique d'un bâtiment dépend des conditions climatiques. Deux années (2012 et 2017) sont donc sélectionnées comme base de comparaison. L'année 2012 est retenue pour son épisode hivernal particulièrement froid de février ayant amené le record historique de pointe sur le réseau électrique nationale (102,1 GW le 08/02/2012 à 19h), alors que l'année 2017 est choisie pour ses caractéristiques assez moyennes, la rapprochant d'une année à condition normale. Pour chacune des deux années, des signaux tarifaires ont été produits par le gestionnaire du réseau électrique, à savoir l'entreprise RTE, afin de prévoir le pilotage des bâtiments en fonction de possibles déséquilibres production-consommation sur le réseau électrique (Tâche 2 du projet). Par commodité, le terme « tension » est utilisé pour faire référence au risque de déséquilibre production-consommation. Deux stratégies de flexibilité sont envisagées en réponse à ces signaux tarifaires (FLEX HP/HC et FLEX HEBDO) avec deux types possibles de pilotage des équipements électriques du bâtiment (BIN ou MOD). L'un des deux types de pilotage est à sélectionner par les équipes en fonction de l'équipement électrique qu'ils choisissent de faire l'objet de la flexibilité.

Ces deux stratégies de flexibilité sont à étudier pour l'année 2012 et 2017 dans la configuration de base du bâtiment. Ensuite sur la stratégie ayant fourni les meilleurs résultats, il est demandé de réaliser des variantes sur la configuration du bâtiment.

Les différents résultats produits par les SED sont à analyser au travers d'indicateurs en énergie, en puissance et financiers.

2.1 SIGNAUX TARIFAIRES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU ELECTRIQUE

L'entreprise RTE a défini – dans le cadre de cette étude – en s'inspirant du tarif Tempo en vigueur auprès des particuliers, quatre types de journée en fonction de la tension sur le réseau électrique :

1. Jour « rouge » (RG) où la tension est forte (niveaux de consommation les plus élevés et situations d'échanges soit en import soit en export parmi les plus faibles) ;
2. Jour « blanc » (BC) où la tension est élevée (mêmes critères que jour rouge mais jours non retenus comme prioritaires) ;
3. Jour « bleu » (BE) où la tension est normale ;
4. Jour « vert » (VE) où les niveaux de consommations ne sont pas les plus élevés et où la production associée aux EnR est forte.

Une distinction horaire est faite au sein des quatre types de journée (RG, BC, BE et VE) afin de prendre en compte les variations de la tension sur le réseau électrique d'une heure à l'autre. L'entreprise RTE a fixé – dans le cadre de cette étude – cinq types d'heure en fonction de la tension sur le réseau électrique :

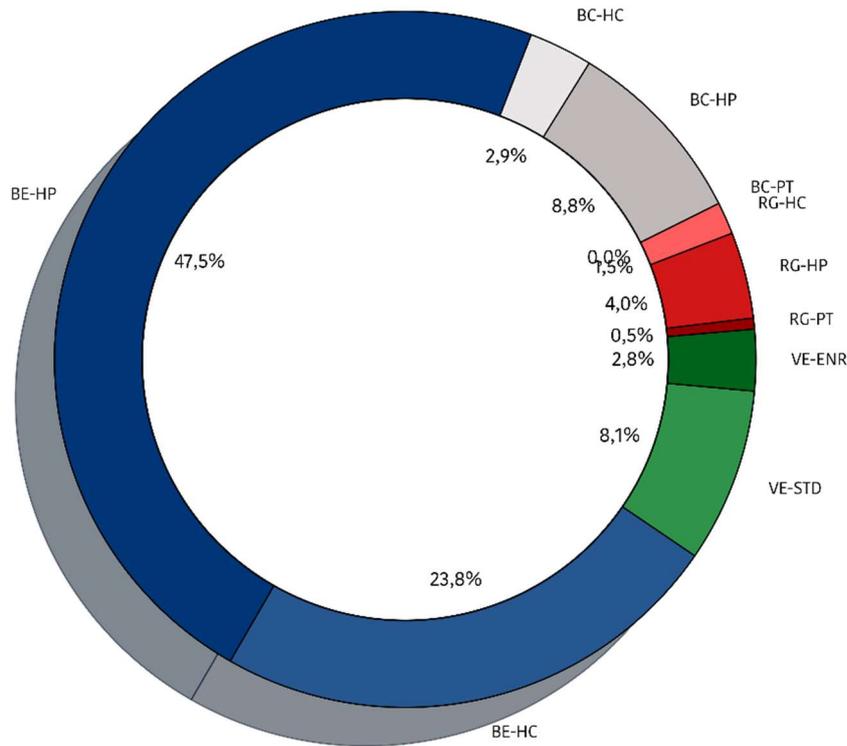
1. Heure « de pointe » (PT), 2 heures consécutives placés aux moments les plus critiques pour le réseau lors des jours « rouges » et « blancs » ;
2. Heure « pleine » (HP), heures de référence pour les jours « rouges », « blancs » et « bleus » ;
3. Heure « creuse » (HC), heures où la demande (i.e. consommation) est la plus faible pour les jours « rouges », « blancs » et « bleus » ;
4. Heure « standard » (STD), heures des jours « verts » sans production renouvelable notable ;
5. Heure « d'abondance en EnR » (ENR), heures des jours « verts » présentant un niveau important de production renouvelable.

Chaque heure de l'année est donc codifiée par un agencement du code « jour » (RG, BC, BE et VE) et du code « heure » (PT, HP, HC, STD et ENR). Les 10 agencements possibles (VE-ENR, VE-STD, BE-HC, BE-HP, BC-HC, BC-HP, BC-PT, RG-HC, RG-HP et RG-PT) sont présentés dans le Tableau 2-1.

Tableau 2-1 – Signaux tarifaires définis par l'entreprise RTE en fonction du type de jour et du type d'heure

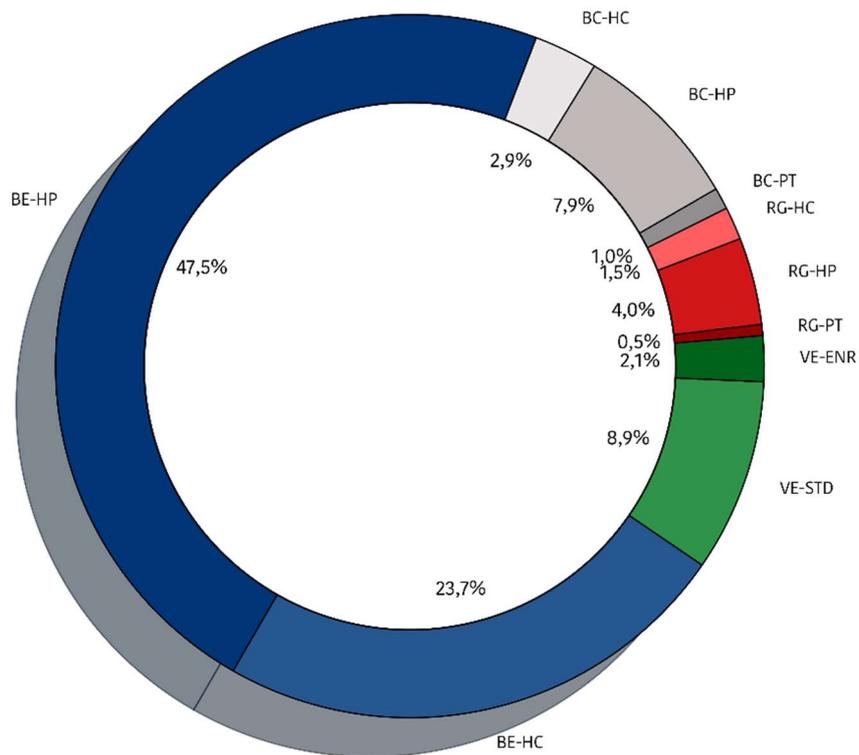
		Type d'heure				
		ENR	STD	HC	HP	PT
Type de jour	RG	X	X	RG-HC	RG-HP	RG-PT
	BC	X	X	BC-HC	BC-HP	BC-PT
	BE	X	X	BE-HC	BE-HP	X
	VE	VE-ENR	VE-STD	X	X	X

La Figure 2-1 illustre les proportions des signaux tarifaires fournis par l'entreprise RTE pour les années 2012 et 2017. La proportion des signaux par type de jour (RG, BC, BE et VE) sont similaires entre les deux années car par analogie avec le tarif Tempo¹, RTE a fixé par construction le nombre de jours associé à chaque type de jour dans l'année : 22 jours rouges, 43 jours blancs, 260 jours bleus et 40 jours verts.



(a) Proportions pour l'année 2012

¹ Le tarif Tempo dénombre 22 jours rouges, 43 jours blancs et 300 jours bleus.

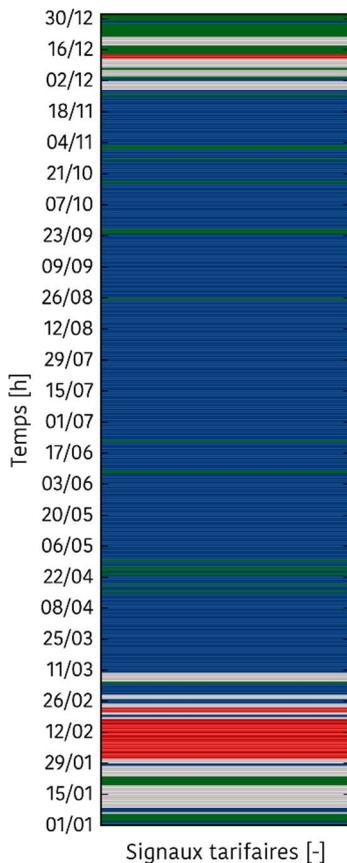


(b) Proportions pour l'année 2017

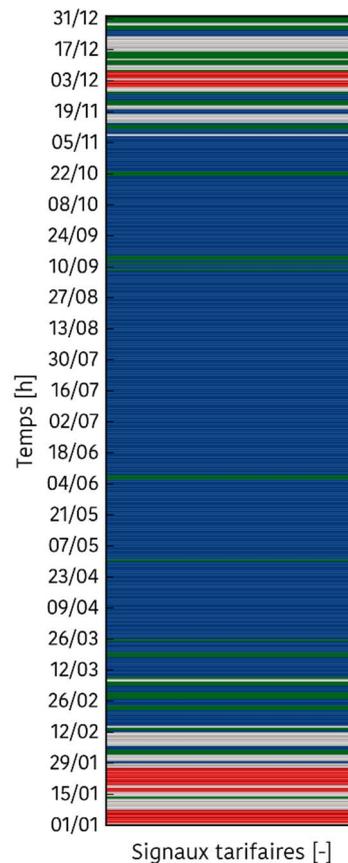
Figure 2-1 : Proportions des signaux tarifaires fournis par l'entreprise RTE pour les années 2012 et 2017

L'année 2012 contient un jour « bleu » supplémentaire – par rapport à 2017 –, car il s'agit d'une année bissextile comportant 366 jours.

La répartition calendaire du type de jour et du type d'heure peut cependant varier d'une année à l'autre, comme illustré à la Figure 2-2. Cette répartition permet de mettre en avant l'épisode hivernal inhabituellement long et froid de février 2012.



(a) Répartition pour l'année 2012



(a) Répartition pour l'année 2017

Figure 2-2 : Répartition des signaux tarifaires fournis par l'entreprise RTE pour les années 2012 et 2017

2.2 SCENARIOS DE FLEXIBILITE ET TYPES DE PILOTAGE

La consommation résiduelle électrique française (consommation totale – la production liée aux EnR) présente une pointe en matinée et en soirée – principalement en hiver – ainsi qu'un creux durant la nuit. La production électrique des panneaux photovoltaïques est caractérisée par une périodicité journalière (production uniquement en journée) et saisonnière (production trois fois plus importante en été qu'en hiver). L'augmentation du nombre de panneaux photovoltaïques avec autoconsommation de l'électricité produite pourraient donc conduire à une irrégularité encore plus importante des demandes électriques au cours d'une même journée. Un scénario de flexibilité, nommé « FLEX HP/HC », est donc mis en place pour décaler la consommation électrique des bâtiments des zones de surtension (pointes en début et fin de journée) vers des zones de sous-tension (milieu de journée ou nuit) au sein d'une même journée.

Contrairement à la production électrique des panneaux photovoltaïques, relativement régulière d'un jour à l'autre au sein d'une même semaine, la production électrique des éoliennes varie de manière significative au cours d'une même semaine. La pénétration des systèmes éoliens dans la production électrique française pourrait donc engendrer des variations journalières de tension sur le réseau électrique. Un scénario de flexibilité, appelé « FLEX HEBDO », est donc envisagé afin de piloter la demande électrique des bâtiments pour déplacer la consommation électrique des bâtiments entre plusieurs journées.

Les scénarios FLEX HP/HC et FLEX HEBDO prennent en compte les différentes temporalités de la tension sur le réseau électrique. Afin de prendre en considération le type de pilotage des équipements électriques pouvant fait l'objet de flexibilité, deux types de pilotages sont créés (BIN et MOD).

Le premier pilotage, nommée « BIN » est basé sur une « réponse binaire » (ON/OFF – « tout ou rien ») prenant en compte ainsi trois stratégies unitaires par rapport à la flexibilité :

1. Fonctionnement forcé de l'usage concerné (ON) ;
2. Aucun impact sur l'usage concerné par rapport à la situation sans flexibilité (NA) ;
3. Arrêt forcé de l'usage concerné (OFF).

Le second pilotage, appelée « MOD », utilise une « réponse modulée » (i.e. une augmentation ou une diminution graduée) de la consigne ou de la puissance utilisée par l'équipement. La modulation se fait sur des niveaux N de consigne C_N (e.g. une température de consigne de chauffage ou de climatisation) ou autrement sur des niveaux de puissance P_N (ascenseurs, restaurants inter-entreprises, etc.).

2.2.1 FLEX HP/HC

Le scénario « FLEX HP/HC » a pour objectif de déplacer des consommations d'une heure à l'autre au sein d'une même journée. À chaque début d'heure « h », le gestionnaire du bâtiment reçoit les ordres d'application implicite de la flexibilité – à savoir des tarifs préférentiels ou défavorables – sur les deux prochaines heures (« $h + 1$ » et « $h + 2$ ») afin de donner une consigne de pilotage des équipements électriques du bâtiment sur les heures à venir pour éviter de possibles tensions sur le réseau. Deux stratégies de pilotage (BIN ou MOD) peuvent être appliquées (au choix des équipes) au scénario FLEX HP/HC : (i) FLEX HP/HC BIN et (ii) FLEX HP/HC MOD.

2.2.1.1 FLEX HP/HC BIN : réponse binaire

La stratégie de pilotage BIN appliquée au scénario FLEX HP/HC, à savoir « FLEX HP/HC BIN », est basée sur une « réponse binaire » (ON/OFF) prenant en compte trois stratégies unitaires (ON, NA et OFF). L'algorithme mis en place par le gestionnaire du bâtiment (voir Figure 2-3) calcule pour chaque début d'heure « h » le type de pilotage à adopter en fonction des deux heures suivantes (« $h + 1$ » et « $h + 2$ ») – communiquées par le fournisseur d'électricité – et des deux heures passées (« $h - 1$ » et « $h - 2$ ») – conservées en mémoire par l'algorithme. Le type de pilotage horaire dépend aussi du jour « j », à savoir du type de jour (RG, BC, BE et VE) afin d'être en accord avec les 10 agencements présentés dans le Tableau 2-1.

Chacune des quatre heures entourant l'heure « h », à savoir (« $h - 2$ », « $h - 1$ », « $h + 1$ » et « $h + 2$ »), est analysée en utilisant le Tableau 2-2 afin de savoir la stratégie unitaire à choisir (ON, NA ou OFF) selon le type d'heure (HC, HP, PT, STD ou ENR) et le type de jour (RG, BC, BE ou VE). Par exemple, si l'heure « h » est une heure creuse d'un jour bleu (BE-HC) et que l'heure « $h + 2$ » est une heure pleine d'un jour rouge (RG-HP), la stratégie unitaire associée au couple (« h », « $h + 2$ ») sera ON, à savoir un fonctionnement forcé de l'usage concerné.

Tableau 2-2 – Stratégie unitaire en fonction du type d'heure du couple (« h », « h ± x ») pour FLEX HP/HC BIN

		Prix « h ± x »						
		RG / BC-HC	RG / BC-HP	RG / BC-PT	BE-HC	BE-HP	VE-ENR	VE-STD
Prix « h »	RG / BC-HC	NA	ON	ON	NA	NA	OFF	OFF
	RG / BC-HP	OFF	NA	ON	OFF	OFF	OFF	OFF
	RG / BC-PT	OFF	OFF	NA	OFF	OFF	OFF	OFF
	BE-HC	NA	ON	ON	NA	NA	OFF	NA
	BE-HP	NA	ON	ON	NA	NA	OFF	NA
	VE-ENR	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON
	VE-STD	ON	ON	ON	NA	NA	OFF	NA

L'algorithme cherche la stratégie unitaire associée à chaque couple (« h », « h ± x ») parmi les quatre heures entourant l'heure « h », à savoir (« h - 2 », « h - 1 », « h + 1 » et « h + 2 »). La stratégie unitaire retenue pour l'heure « h » est celle qui est majoritaire au sein des quatre couples. Dans le cas où aucune stratégie unitaire n'est majoritaire, l'algorithme utilise des règles définies à la Figure 2-3.

Procédure stratégie_unitaire (« h », « j ») :

Liste_des_strategies_unitaires = []

Pour $x \in \{-2, -1, 1, 2\}$:

 Trouver la stratégie unitaire du couple (« h », « h ± x ») dans le Tableau 2-2 en utilisant « j »

 Ajouter la stratégie unitaire trouvée à Liste_des_strategies_unitaires

Si une stratégie unitaire majoritaire dans Liste_des_strategies_unitaires :

Retourner stratégie unitaire majoritaire

Sinon :

Si 2 ON, 2 NA :

Retourner ON

Si 2 NA, 2 OFF :

Retourner OFF

Si 2 ON, 2 OFF :

Retourner NA

Figure 2-3 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie unitaire à adopter pour l'heure « h » pour FLEX HP/HC BIN

Le Tableau 2-3 présente un exemple de l'algorithme utilisé par le gestionnaire du bâtiment sur une portion² d'un jour « rouge » (RE) fictif. À l'heure « h = 6 », correspondant à un agencement RG-HC, l'algorithme détermine la stratégie unitaire de chaque couple (« h », « h ± x ») qui est ensuite stockée dans la liste définie en début de la procédure telle que Liste_des_strategies_unitaires = [NA, NA, ON, ON]. À titre d'illustration, le couple (« h », « h + 2 ») est équivalent à (6, 8) ou encore (RG-HC, RG-HP). En utilisant le Tableau 2-2 (première ligne, deuxième colonne), l'algorithme associe à ce couple – (6, 8) ou (RG-HC, RG-HP) – la stratégie unitaire ON.

² Étant donné qu'une portion seulement du jour « rouge » est présentée dans le Tableau 2-3, les prix avant 3 h et après 10 h ne sont pas disponibles et sont donc notés en gras pour les démarquer des autres.

Tableau 2-3 – Stratégie unitaire en fonction du type d'heure du couple (« h », « h ± x ») pour un jour RG dans le cadre de FLEX HP/HC BIN

	Jour « rouge » (RG)							
Heure « h »	3	4	5	6	7	8	9	10
Prix « h »	HC	HC	HC	HC	HP	HP	HP	HP
Agencement « j-h »	RG-HC	RG-HC	RG-HC	RG-HC	RG-HP	RG-HP	RG-HP	RG-HP
Prix des heures entourant l'heure « h »								
Prix « h - 2 »	HC	HC	HC	HC	HC	HC	HP	HP
Prix « h - 1 »	HC	HC	HC	HC	HC	HP	HP	HP
Prix « h + 1 »	HC	HC	HC	HP	HP	HP	HP	HP
Prix « h + 2 »	HC	HC	HP	HP	HP	HP	HP	HP
Construction de la Liste_des_strategies_unitaires								
Stratégie « h - 2 »	NA	NA	NA	NA	OFF	OFF	NA	NA
Stratégie « h - 1 »	NA	NA	NA	NA	OFF	NA	NA	NA
Stratégie « h + 1 »	NA	NA	NA	ON	NA	NA	NA	NA
Stratégie « h + 2 »	NA	NA	ON	ON	NA	NA	NA	NA
Stratégie unitaire majoritaire et retour de l'algorithme								
Stratégie majoritaire	NA	NA	NA	X	X	NA	NA	NA
Retour algorithme	NA	NA	NA	ON	OFF	NA	NA	NA

2.2.1.2 FLEX HP/HC MOD : réponse modulée

La stratégie de pilotage MOD appliquée au scénario FLEX HP/HC, à savoir « FLEX HP/HC MOD », est basée sur une « réponse modulée » par niveaux N de consigne C_N ou par niveaux N de puissance P_N . Comme pour la combinaison « FLEX HP/HC BIN », l'algorithme mis en place par le gestionnaire du bâtiment (voir Figure 2-4) calcule pour chaque début d'heure « h » le type de modulation à adopter en fonction des deux heures suivantes (« h + 1 » et « h + 2 ») et des deux heures passées (« h - 1 » et « h - 2 »). Le type de pilotage horaire dépend aussi du jour « j », à savoir du type de jour (RG, BC, BE et VE), afin d'être en accord avec les 10 agencements présentés dans le Tableau 2-1.

Chacune des quatre heures entourant l'heure « h » est analysée en utilisant le Tableau 2-4 afin de savoir la stratégie de variation à choisir (N-2, N-1, N0, N+1 ou N+2 ; dans le cas d'une consigne C_N correspondant à une température de chauffage ou de climatisation, N-2 = -2 °C sur la consigne de référence, i.e. dans le scénario sans flexibilité) selon le type d'heure (HC, HP, PT, STD ou ENR) et le type de jour (RG, BC, BE ou VE). Par exemple, si l'heure « h » est une heure creuse d'un jour bleu (BE-HC) et que l'heure « h + 2 » est une heure pleine d'un jour rouge (RG-HP), la stratégie unitaire associée au couple (« h », « h + 2 ») sera N+2, à savoir une augmentation de deux niveaux par rapport au fonctionnement prévu dans le cas de référence.

Tableau 2-4 – Stratégie de variation en fonction du type d'heure du couple (« h », « h ± x ») pour FLEX HP/HC MOD

		Prix « h ± x »						
		RG / BC-HC	RG / BC-HP	RG / BC-PT	BE-HC	BE-HP	VE-ENR	VE-STD
Prix « h »	RG / BC-HC	N0	N+1	N+2	N0	N0	N-2	N-2
	RG / BC-HP	N-1	N0	N+2	N-2	N-2	N-2	N-2
	RG / BC-PT	N-2	N-2	N0	N-2	N-2	N-2	N-2
	BE-HC	N0	N+2	N+2	N0	N0	N-2	N0
	BE-HP	N0	N+2	N+2	N0	N0	N-2	N0
	VE-ENR	N+2	N+2	N+2	N+2	N+2	N+2	N+1
	VE-STD	N+2	N+2	N+2	N0	N0	N-1	N0

L'algorithme cherche la stratégie de variation associée à chaque couple (« h », « h ± x ») parmi les quatre heures entourant l'heure « h ». La stratégie de variation retenue pour l'heure « h » est celle qui est majoritaire au sein des quatre couples. Dans le cas où aucune stratégie de variation n'est majoritaire, l'algorithme utilise des règles définies à la Figure 2-4.

Procédure stratégie_variation (« h », « j ») :

Liste_des_strategies_de_variation = []

Pour $x \in \{-2, -1, 1, 2\}$:

 Trouver la stratégie de variation du couple (« h », « h ± x ») dans le Tableau 2-4 en utilisant « j »

 Ajouter la stratégie de variation trouvée à Liste_des_strategies_de_variation

Si une stratégie de variation majoritaire dans Liste_des_strategies_de_variation :

Retourner stratégie de variation majoritaire

Sinon :

Si 2 N+2, 2 N0 :

Retourner N+2

Si 2 N+1, 2 N0 :

Retourner N+1

Si 2 N-1, 2 N0 :

Retourner N-1

Si 2 N-2, 2 N0 :

Retourner N-2

Si 2 N+2, 2 N+1 :

Retourner N+1.5

Si 2 N-2, 2 N-1 :

Retourner N-1.5

Autrement :

Retourner N0

Figure 2-4 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie de variation à adopter pour l'heure « h » pour FLEX HP/HC MOD

Le Tableau 2-5 présente un exemple de l’algorithme utilisé par le gestionnaire du bâtiment sur une portion³ d’un jour « rouge » (RE) fictif. À l’heure « $h = 6$ », correspondant à un agencement RG-HC, l’algorithme détermine la stratégie de variation de chaque couple (« h », « $h \pm x$ ») qui est ensuite stockée dans la liste définie en début de la procédure telle que Liste_des_strategies_de_variation = [No, No, N+1, N+1]. À titre d’illustration, le couple (« h », « $h + 2$ ») est équivalent à (6, 8) ou encore (RG-HC, RG-HP). En utilisant le Tableau 2-4 (première ligne, deuxième colonne), l’algorithme associe à ce couple – (6, 8) ou (RG-HC, RG-HP) – la stratégie de variation N+1.

Tableau 2-5 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « $h \pm x$ ») pour un jour RG dans le cadre de FLEX HP/HC MOD

	Jour « rouge » (RG)							
Heure « h »	3	4	5	6	7	8	9	10
Prix « h »	HC	HC	HC	HC	HP	HP	HP	HP
Agencement « $j-h$ »	RG-HC	RG-HC	RG-HC	RG-HC	RG-HP	RG-HP	RG-HP	RG-HP
Prix des heures entourant l’heure « h »								
Prix « $h - 2$ »	HC	HC	HC	HC	HC	HC	HP	HP
Prix « $h - 1$ »	HC	HC	HC	HC	HC	HP	HP	HP
Prix « $h + 1$ »	HC	HC	HC	HP	HP	HP	HP	HP
Prix « $h + 2$ »	HC	HC	HP	HP	HP	HP	HP	HP
Construction de la Liste_des_strategies_de_variation								
Stratégie « $h - 2$ »	NO	NO	NO	NO	N-1	N-1	NO	NO
Stratégie « $h - 1$ »	NO	NO	NO	NO	N-1	NO	NO	NO
Stratégie « $h + 1$ »	NO	NO	NO	N+1	NO	NO	NO	NO
Stratégie « $h + 2$ »	NO	NO	N+1	N+1	NO	NO	NO	NO
Stratégie de variation majoritaire et retour de l’algorithme								
Stratégie majoritaire	NO	NO	NO	X	X	NO	NO	NO
Retour algorithme	NO	NO	NO	N+1	N-1	NO	NO	NO

2.2.1.3 FLEX HP/HC-R MOD : réponse modulée avec optimisation des relances

Dans la stratégie de pilotage MOD appliquée au scénario FLEX HP/HC décrite ci-dessus, la réponse est la même suivant si ce sont les heures d’avant ou les heures d’après qui correspondent à des heures de plus fortes tensions engendrant ainsi lors d’un événement d’effacement, une surchauffe avant mais aussi après. Par exemple, dans le Tableau 2-5, l’heure « RG-HC » avant la 1ère heure « RG-HP » correspond à une consigne N+1. Dans le cadre de « FLEX HP/HC MOD », la 1ère heure « RG-HC » après la dernière heure « RG-HP » (non représentée sur le Tableau 2-5) va également correspondre à une consigne N+1 engendrant ainsi une relance marquée (i.e. une surchauffe) afin d’assurer notamment un rattrapage en confort lors d’un usage chauffage flexibilisé. Cette relance marquée après un événement d’effacement n’est pas toujours nécessaire en termes de confort, un rattrapage par l’application d’une consigne NO peut suffire. Par ailleurs, cette relance marquée peut engendrer des appels en puissance supplémentaire par rapport à la situation de référence (i.e. sans flexibilité) venant en énergie annuler une partie des économies d’énergie effectuées lors de l’effacement. Ainsi il a été proposé aux équipes après l’envoi du cahier des charges des études, si elles le pouvaient, d’étudier une stratégie complémentaire à « FLEX HP/HC MOD », « FLEX HP/HC-R MOD » avec une optimisation des relances. Cette stratégie différencie les réponses en fonction des heures suivantes (« $h+1$ » et « $h+2$ ») et des heures passées (« $h-1$ » et « $h-2$ ») (Tableau 2-6 et Tableau 2-7).

³ Étant donné qu’une portion seulement du jour « rouge » est présentée dans le Tableau 2-5, les prix avant 3 h et après 10 h ne sont pas disponibles et sont donc notés en gras pour les démarquer des autres.

Tableau 2-6 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « h + x ») pour FLEX HP/HC-R MOD

		Prix « h + x »						
		RG / BC-HC	RG / BC-HP	RG / BC-PT	BE-HC	BE-HP	VE-ENR	VE-STD
Prix « h »	RG / BC-HC	N0	N+1	N+2	N0	N0	N-2	N-2
	RG / BC-HP	N-1	N0	N+2	N-2	N-2	N-2	N-2
	RG / BC-PT	N-2	N-2	N0	N-2	N-2	N-2	N-2
	BE-HC	N0	N+2	N+2	N0	N0	N-2	N0
	BE-HP	N0	N+2	N+2	N0	N0	N-2	N0
	VE-ENR	N+2	N+2	N+2	N+2	N+2	N+2	N+1
	VE-STD	N+2	N+2	N+2	N0	N0	N-1	N0

Tableau 2-7 – Stratégie de variation en fonction du type d’heure du couple (« h », « h – x ») pour FLEX HP/HC-R MOD

		Prix « h – x »						
		RG / BC-HC	RG / BC-HP	RG / BC-PT	BE-HC	BE-HP	VE-ENR	VE-STD
Prix « h »	RG / BC-HC	N0	N0	N0	N0	N0	N-2	N-2
	RG / BC-HP	N-1	N0	N0	N-2	N-2	N-2	N-2
	RG / BC-PT	N-2	N-2	N0	N-2	N-2	N-2	N-2
	BE-HC	N0	N0	N0	N0	N0	N-2	N0
	BE-HP	N0	N0	N0	N0	N0	N-2	N0
	VE-ENR	N+2	N+2	N+2	N+2	N+2	N+2	N+1
	VE-STD	N+2	N+2	N+2	N0	N0	N-1	N0

2.2.2 FLEX HEBDO

Le scénario « FLEX HEBDO » a pour but de déplacer des consommations d’un jour à l’autre entre plusieurs journées. Au début de chaque jour « j », le fournisseur d’électricité communique au gestionnaire du bâtiment les ordres d’application implicite de la flexibilité – à savoir des tarifs préférentiels ou défavorables – sur les trois prochains jours (« j + 1 », « j + 2 » et « j + 3 ») afin de donner une consigne de pilotage des équipements électriques du bâtiment du bâtiment sur les jours à venir pour éviter de possibles tensions sur le réseau. Comme pour le scénario FLEX HP/HC, deux stratégies de pilotage (BIN ou MOD) peuvent être appliquées (au choix des équipes) au scénario FLEX HEBDO : (i) FLEX HEBDO BIN et (ii) FLEX HEBDO MOD.

2.2.2.1 FLEX HEBDO BIN : réponse binaire

La stratégie de pilotage BIN appliquée au scénario FLEX HEBDO, à savoir « FLEX HEBDO BIN », est basée sur une « réponse binaire » (ON/OFF) prenant en compte trois stratégies unitaires (ON, NA et OFF). L’algorithme mis en place par le gestionnaire du bâtiment (voir Figure 2-5) calcule pour chaque début de jour « j » le type de pilotage à adopter en fonction des trois jours suivants (« j + 1 », « j + 2 » et « j + 3 ») – communiquées par le fournisseur d’électricité – et des trois jours passés (« j – 1 », « j – 2 » et « j – 3 ») conservés en mémoire par l’algorithme.

Chacun de ces six jours entourant le jour « j », à savoir (« $j - 3$ », « $j - 2$ », « $j - 1$ », « $j + 1$ », « $j + 2$ » et « $j + 3$ »), est analysé en utilisant le Tableau 2-8 afin de savoir la stratégie unitaire à choisir (ON, NA ou OFF) selon le type de jour (RG, BC, BE ou VE). Par exemple, si le jour « j » est blanc (BC) et que le jour « $j - 2$ » est vert (VE), la stratégie unitaire associée au couple (« j », « $j - 2$ ») sera OFF, à savoir un arrêt forcé de l'usage concerné.

Tableau 2-8 – Stratégie unitaire en fonction du type de jour du couple (« j », « $j \pm x$ ») pour FLEX HEBDO BIN

		Prix « $j \pm x$ »			
		VE	BE	BC	RG
Prix « j »	VE	NA	NA	ON	ON
	BE	NA	NA	NA	ON
	BC	OFF	NA	NA	NA
	RG	OFF	OFF	NA	NA

L'algorithme cherche la stratégie unitaire associée à chaque couple (« j », « $j \pm x$ ») parmi les six jours entourant le jour « j ». La stratégie unitaire retenue pour le jour « j » est celle qui est majoritaire au sein des six couples. Dans le cas où aucune stratégie unitaire n'est majoritaire, l'algorithme utilise des règles définies à Figure 2-5.

Procédure stratégie_unitaire (« j ») :

Liste_des_strategies_unitaires = []

Pour $x \in \{-3, -2, -1, 1, 2, 3\}$:

Trouver la stratégie unitaire du couple (« j », « $j \pm x$ ») dans le Tableau 2-88

Ajouter la stratégie unitaire trouvée à Liste_des_strategies_unitaires

Si une stratégie unitaire majoritaire dans Liste_des_strategies_unitaires :

Retourner stratégie unitaire majoritaire

Sinon :

Si 3 ON, 3 NA :

Retourner ON

Si 3 NA, 3 OFF :

Retourner OFF

Autrement :

Retourner NA

Figure 2-5 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie unitaire à adopter pour le jour « j » pour FLEX HEBDO BIN

Le Tableau 2-9 présente un exemple de l'algorithme utilisé par le gestionnaire du bâtiment sur une semaine⁴ fictive. Au jour « $j = 5$ », correspondant à un jour VE, l'algorithme détermine la stratégie unitaire de chaque couple (« j », « $j \pm x$ ») qui est ensuite stockée dans la liste définie en début de la procédure telle que Liste_des_strategies_unitaires = [NA, ON, ON, NA, ON, ON]. À titre d'illustration, le couple (« j », « $j + 2$ ») est équivalent à (5, 7) ou encore (VE, RG). En utilisant le Tableau 2-8 (première ligne, quatrième colonne), l'algorithme associe à ce couple – (5, 7) ou (VE, RG) – la stratégie unitaire ON.

⁴ Étant donné qu'une portion seulement de la semaine est présentée dans le Tableau 2-39, les prix avant et après ne sont pas disponibles et sont donc notés en gras pour les démarquer des autres.

Tableau 2-9 – Stratégie unitaire en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour une semaine fictive pour FLEX HEBDO BIN

	Semaine fictive						
Jour « j »	3	4	5	6	7	8	9
Jour de la semaine	Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
Prix « j »	RG	BC	VE	BE	RG	BC	BE
Prix des jours entourant le jour « j »							
Prix « j - 3 »	RG	RG	BE	RG	BC	VE	BE
Prix « j - 2 »	RG	BE	RG	BC	VE	BE	RG
Prix « j - 1 »	BE	RG	BC	VE	BE	RG	BC
Prix « j + 1 »	BC	VE	BE	RG	BC	BE	RG
Prix « j + 2 »	VE	BE	RG	BC	BE	RG	RG
Prix « j + 3 »	BE	RG	BC	BE	RG	RG	RG
Construction de la Liste_des_strategies_unitaires							
Stratégie « j - 3 »	NA	NA	NA	ON	NA	OFF	NA
Stratégie « j - 2 »	NA	NA	ON	NA	OFF	NA	ON
Stratégie « j - 1 »	OFF	NA	ON	NA	OFF	NA	NA
Stratégie « j + 1 »	NA	OFF	NA	ON	NA	NA	ON
Stratégie « j + 2 »	OFF	NA	ON	NA	OFF	NA	ON
Stratégie « j + 3 »	OFF	NA	ON	NA	NA	NA	ON
Stratégie de variation majoritaire et retour de l'algorithme							
Stratégie majoritaire	X	NA	ON	NA	X	NA	ON
Retour algorithme	OFF	NA	ON	NA	OFF	NA	ON

2.2.2.2 FLEX HEBDO MOD : réponse modulée

La stratégie de pilotage MOD appliquée au scénario FLEX HEBDO, à savoir « FLEX HEBDO MOD », est basée sur une « réponse modulée » par niveaux N de consigne C_N ou par niveaux N de puissance P_N. Comme pour la combinaison « FLEX HEBDO BIN », l'algorithme mis en place par le gestionnaire du bâtiment (voir Figure 2-6) calcule pour chaque début de jour « j » le type de pilotage à adopter en fonction des trois jours suivants (« j+1 », « j+2 » et « j+3 ») – communiquées par le fournisseur d'électricité – et des trois jours passés (« j-1 », « j-2 » et « j-3 ») conservés en mémoire par l'algorithme.

Chacune de ces six jours entourant le jour « j », à savoir (« j-3 », « j-2 », « j-1 », « j+1 », « j+2 » et « j+3 »), est analysé en utilisant le Tableau 2-10 afin de savoir la stratégie de variation à choisir (N-2, N-1, N0, N+1 ou N+2 ; dans le cas d'une consigne C_N correspondant à une température de chauffage ou de climatisation, N-2 = -2 °C sur la consigne de référence, i.e. dans le scénario sans flexibilité) selon le type de jour (RG, BC, BE ou VE). Par exemple, si le jour « j » est blanc (BC) et que le jour « j - 2 » est vert (VE), la stratégie unitaire associée au couple (« j », « j - 2 ») sera N0, à savoir une non modification du fonctionnement prévu dans le cas de référence.

Tableau 2-10 – Stratégie de variation en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour FLEX HEBDO MOD

		Prix « j ± x »			
		VE	BE	BC	RG
Prix « j »	VE	N0	N0	N+2	N+2
	BE	N0	N0	N0	N+1
	BC	N-2	N0	N0	N0
	RG	N-2	N-1	N0	N0

L'algorithme cherche la stratégie unitaire associée à chaque couple (« j », « j ± x ») parmi les six jours entourant le jour « j ». La stratégie unitaire retenue pour le jour « j » est celle qui est majoritaire au sein des six couples. Dans le cas où aucune stratégie unitaire n'est majoritaire, l'algorithme utilise des règles définies à Figure2-6.

Procédure stratégie_variation (« j ») :

Liste_des_strategies_de_variation = []

Pour $x \in \{-3, -2, -1, 1, 2, 3\}$:

Trouver la stratégie de variation du couple (« j », « j ± x ») dans le Tableau 2-410 en utilisant « j »

Ajouter la stratégie de variation trouvée à Liste_des_strategies_de_variation

Si une stratégie de variation majoritaire dans Liste_des_strategies_de_variation :

Retourner stratégie de variation majoritaire

Sinon :

Si 3 N+2, 3 N0 :

Retourner N+2

Si 3 N+1, 3 N0 :

Retourner N+1

Si 3 N-1, 3 N0 :

Retourner N-1

Si 3 N-2, 3 N0 :

Retourner N-2

Si 3 N+2, 3 N+1 :

Retourner N+1.5

Si 3 N-2, 3 N-1 :

Retourner N-1.5

Autrement :

Retourner N0

Figure 2-6 : Pseudo-code de l'algorithme servant à définir la stratégie de variation à adopter pour le jour « j » pour FLEX HEBDO MOD

Le Tableau 2-11 présente un exemple de l'algorithme utilisé par le gestionnaire du bâtiment sur une semaine⁵ fictive. Au jour « j = 5 », correspondant à un jour VE, l'algorithme détermine la stratégie unitaire de chaque couple (« j », « j ± x ») qui est ensuite stockée dans la liste définie en début de la procédure telle que Liste_des_strategies_unitaires = [No, N+2, N+2, No, N+2, N+2]. À titre d'illustration, le couple (« j », « j + 2 ») est équivalent à (5, 7) ou encore (VE, RG). En utilisant le Tableau 2-10 (première ligne, quatrième colonne), l'algorithme associe à ce couple – (5, 7) ou (VE, RG) – la stratégie unitaire N+2.

Tableau 2-11 – Stratégie de variation en fonction du type de jour du couple (« j », « j ± x ») pour une semaine fictive pour FLEX HEBDO MOD

	Semaine fictive						
Jour « j »	3	4	5	6	7	8	9
Jour de la semaine	Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
Prix « j »	RG	BC	VE	BE	RG	BC	BE
Prix des jours entourant le jour « j »							
Prix « j - 3 »	RG	RG	BE	RG	BC	VE	BE
Prix « j - 2 »	RG	BE	RG	BC	VE	BE	RG

⁵ Étant donné qu'une portion seulement de la semaine est présentée dans le Tableau 2-9, les prix avant et après ne sont pas disponibles et sont donc notés en gras pour les démarquer des autres.

Prix « $j - 1$ »	BE	RG	BC	VE	BE	RG	BC
Prix « $j + 1$ »	BC	VE	BE	RG	BC	BE	RG
Prix « $j + 2$ »	VE	BE	RG	BC	BE	RG	RG
Prix « $j + 3$ »	BE	RG	BC	BE	RG	RG	RG
Construction de la Liste_des_strategies_de_variation							
Stratégie « $j - 3$ »	N0	N0	N0	N+1	N0	N-2	N0
Stratégie « $j - 2$ »	N0	N0	N+2	N0	N-2	N0	N+1
Stratégie « $j - 1$ »	N-1	N0	N+2	N0	N-1	N0	N0
Stratégie « $j + 1$ »	N0	N-2	N0	N+1	N0	N0	N+1
Stratégie « $j + 2$ »	N-2	N0	N+2	N0	N-1	N0	N+1
Stratégie « $j + 3$ »	N-1	N0	N+2	N0	N0	N0	N+1
Stratégie de variation majoritaire et retour de l'algorithme							
Stratégie majoritaire	N0	N0	N+2	N0	N0	N0	N+1
Retour algorithme	N0	N0	N+2	N0	N0	N0	N+1

2.3 ÉTUDES DE BASE ET VARIANTES

La Figure 2-7 ci-dessous présente les différentes études demandées de réaliser aux équipes. Sur leur bâtiment dans sa configuration de base, il leur est tout d'abord demandé de simuler pour les années 2012 et 2017, les flexibilités « Hebdo » et « HP/HC ». Ensuite, sur la stratégie de flexibilité jugée la plus intéressante par ses résultats, ils ont été sollicités pour étudier différentes variantes de la configuration de leur bâtiment notamment dans l'idée où parmi les usages flexibilisés, se retrouveraient du chauffage ou de la climatisation :

- 1- une variante sur le bâti et notamment sur l'inertie associé à celui-ci,
- 2- une variante sur l'usage du bâtiment notamment en modifiant l'intensité d'usage de celui-ci (variations des températures de consigne, de la densité d'occupation, des horaires de travail, de l'intensité d'équipements informatiques, etc.),
- 3- une variante avec mise en place d'un stockage thermique,
- 4- une variante avec mise en place d'une production locale d'électricité d'origine renouvelable (PV avec ou sans batterie électro-chimique).

La définition de ces variantes a été laissée à la main des équipes. Ainsi lors de la présentation des différents projets et des résultats seront précisées de manière détaillée les variantes étudiées par les différentes équipes.

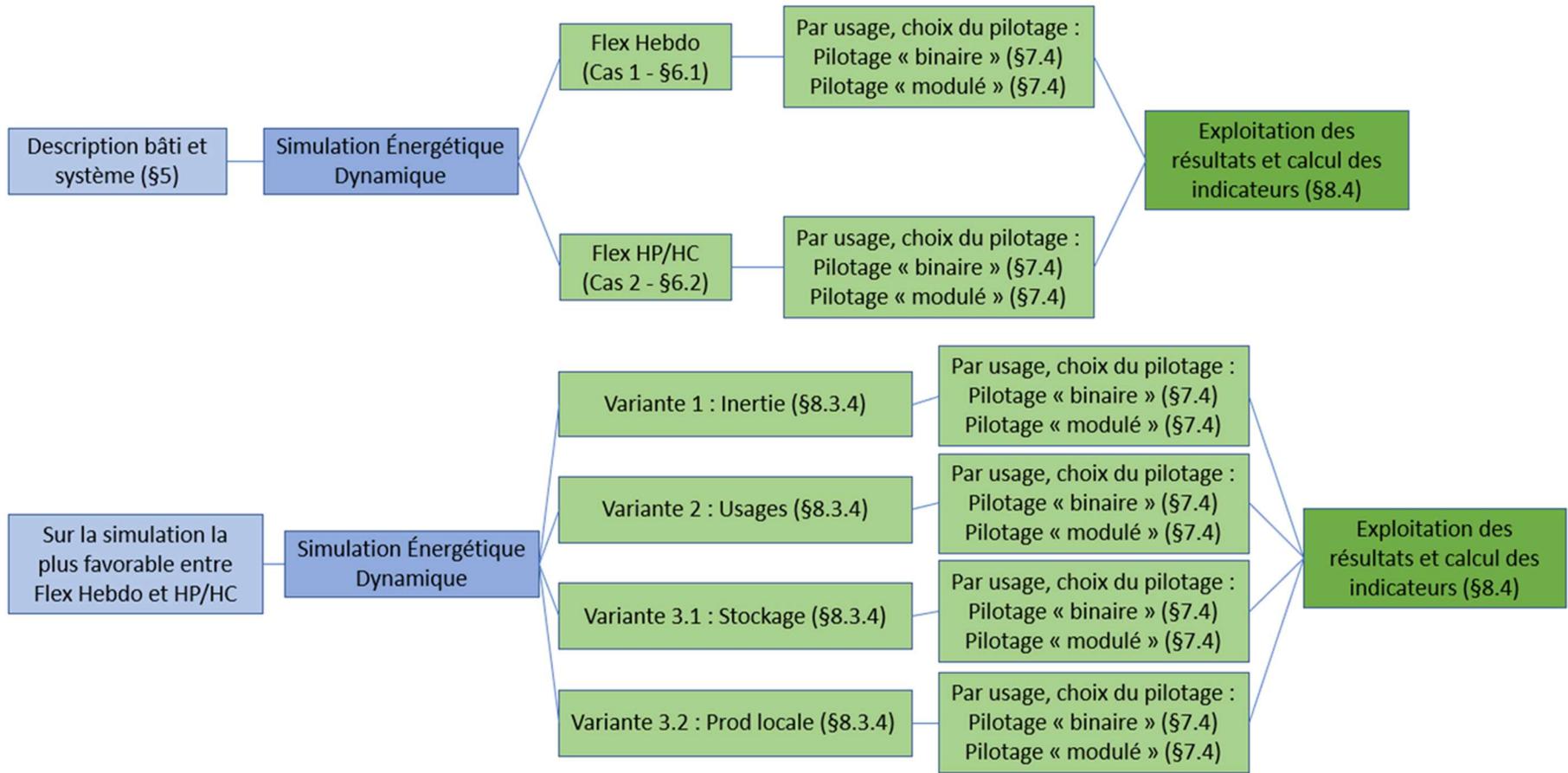


Figure 2-7 – Logigramme des études à réaliser (extraction du cahier des charges élaboré dans la Tâche 1 du projet)

2.4 INDICATEURS DE FLEXIBILITÉ

La flexibilité des bâtiments tertiaires performants est quantifiée à l'aide de trois indicateurs énergétiques (E_- , E_+ et EE), trois indicateurs de puissance (ΔP_{max}^- , ΔP_{max}^+ et δP_{pointe}) et trois indicateurs financiers (coût d'investissement induit, gains économiques sur la facture et gains économiques sur les marchés en énergie et en capacité). Chacun des indicateurs est calculé au pas de temps horaire ; les résultats des SED utilisant un pas de temps inférieure sont donc moyennés sur l'heure afin de calculer les indicateurs.

2.4.1 INDICATEURS ENERGETIQUES

Une consommation électrique évitée E_- représente la partie négative de la différence entre la consommation horaire moyenne dans le cas d'un scénario de flexibilité et dans le cas de référence (i.e. sans flexibilité). À l'inverse, la consommation électrique supplémentaire E_+ correspond à la partie positive de cette même différence. L'économie d'énergie EE est le bilan entre la consommation électrique évitée et la consommation électrique supplémentaire, une valeur négative indique une surconsommation.

2.4.1.1 Énergie déplacée

La consommation électrique évitée au cours d'une année, notée E_- et exprimée en wattheure [Wh], est calculée comme suit :

$$E_- = \frac{\Delta t}{2} \times \sum_i [\text{abs}(P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i]) - (P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i])] \quad (2-1)$$

où P_{FLEX} et P_{REF} sont les séries temporelles contenant les puissances horaires moyennes dans le cas d'un scénario de flexibilité et dans le cas de référence [W], respectivement ; Δt est le pas de temps (intervalle de temps) de la SED [h] ; i est l'indice associé au pas de temps [-] tel que le temps $t = i \times \Delta t$ [h].

La consommation électrique supplémentaire/additionnelle au cours d'une année, notée E_+ et exprimée en Wh, est définie comme suit :

$$E_+ = \frac{\Delta t}{2} \times \sum_i [\text{abs}(P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i]) + (P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i])] \quad (2-2)$$

2.4.1.2 Bilan énergétique

L'économie d'énergie, notée EE et exprimée en Wh, est calculé comme suit :

$$EE = E_- - E_+ = \sum_i (P_{REF}[i] - P_{FLEX}[i]) \quad (2-3)$$

L'économie d'énergie EE est le bilan des consommations électriques entre le cas de référence et le scénario de flexibilité étudié, une valeur négative indique une surconsommation.

2.4.1.3 Exemple

La Figure 2-8 est un exemple de séries temporelles contenant les puissances électriques horaires moyennes du cas de référence (REF) et d'un scénario de flexibilité étudié (FLEX). Hormis à 04 h 00 et à 06 h 00, les appels de puissance du scénario FLEX sont toujours inférieurs à ceux du scénario REF. La consommation électrique évitée au cours de cette période est de $E_- = 7$ kWh – puisque le scénario FLEX a quatre fois (quatre des sept heures) une puissance inférieure de 1 kW par rapport au cas REF et une fois de 3 kW. La consommation électrique supplémentaire au cours de cette période est de $E_+ = 3$ kWh – puisque le scénario FLEX a une fois une puissance supérieure de 1 kW et une autre fois de 2 kW par rapport au scénario REF. Enfin, le bilan énergétique est de $EE = 7 - 2 = 4$ kWh.

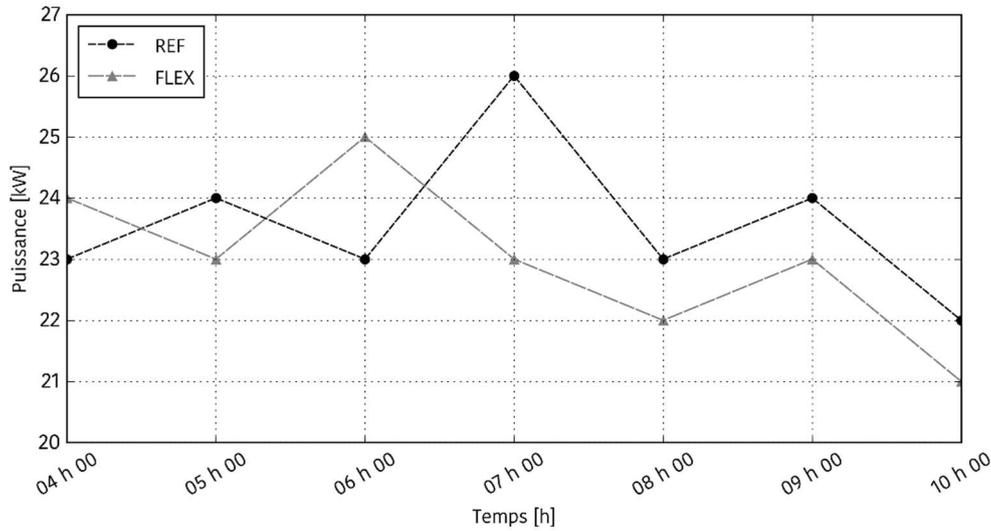


Figure 2-8 – Exemple de puissances électriques horaires moyennes entre REF et FLEX

2.4.2 INDICATEURS DE PUISSANCE

Les consommations électriques évitées ou supplémentaires correspondent respectivement à des puissances électriques évitées ou supplémentaires. ΔP_{max}^- est la puissance maximale évitée sur l'année alors que ΔP_{max}^+ est la puissance maximale supplémentaire sur l'année. δP_{pointe} est l'impact relatif sur la pointe de puissance électrique appelée dans l'année par le bâtiment, une valeur négative indique un abaissement de la puissance à la pointe et une valeur positive, une augmentation de cette puissance.

2.4.2.1 Puissances déplacées

La puissance électrique maximale évitée et la puissance électrique maximale supplémentaire au cours d'une année, respectivement notées ΔP_{max}^- et ΔP_{max}^+ et exprimées en watt [W], sont définies comme suit :

$$\Delta P_{max}^- = \frac{1}{2} \times \max_i \{ \text{abs}(P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i]) - (P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i]) \} \quad (2-4)$$

$$\Delta P_{max}^+ = \frac{1}{2} \times \max_i \{ \text{abs}(P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i]) + (P_{FLEX}[i] - P_{REF}[i]) \} \quad (2-5)$$

2.4.2.2 Écrêtage de la puissance maximale

$$\delta P_{pointe} = \frac{\max_i \{ P_{FLEX}[i] \} - \max_i \{ P_{REF}[i] \}}{\max_i \{ P_{REF}[i] \}} \quad (2-6)$$

2.4.2.3 Exemple

En reprenant l'exemple de la Figure 2-8, la puissance électrique maximale évitée $\Delta P_{max}^- = 3$ kW, qui a lieu à 07 h 00 alors que la puissance électrique maximale supplémentaire $\Delta P_{max}^+ = 2$ kW, qui a lieu à 06 h 00. En supposant que la puissance appelée à 07 h 00 en situation de référence est la P_{pointe} du bâtiment sur l'année, $\delta P_{pointe} = -0.115$ soit -11,5 %.

2.4.3 INDICATEURS FINANCIERS

En dehors de l'évaluation des indicateurs physiques d'énergie et de puissance, les flexibilités implicites étudiées sont analysées au regard des coûts d'investissement qu'ils induisent et des gains économiques potentielles générées en termes de facture d'électricité et de valorisation sur les marchés en énergie et en capacité.

2.4.3.1 Coût d'investissement induit

Il a été demandé aux équipes d'évaluer pour leur bâtiment le coût d'investissement qui serait induit par l'installation des équipements nécessaires à la mise en œuvre opérationnelle des flexibilités implicites étudiées. Aucune équipe n'a fourni de résultats pour cet indicateur.

2.4.3.2 Gains économiques sur la facture d'électricité

Les entreprises RTE et ENEDIS ont déterminé un tarif de l'électricité en association avec les signaux tarifaires produits par RTE (cf. la partie 2.1 et Excel « FLEXENR_Signaux tarifaires_calculs factures élec.xlsx ») afin d'évaluer les potentiels gains économiques sur la facture d'électricité que pourraient engendrer les flexibilités implicites étudiées par différence entre les factures d'électricité sans et avec flexibilité.

Le tarif d'électricité produit s'inspire du tarif Vert A5 base dédié aux sites dont la puissance souscrite est supérieure à 225 kVA (Engie, 2018). Les factures d'électricité estimées prennent en compte la facturation du fournisseur d'électricité (part variable et part fixe) ainsi que les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), auxquels s'ajoutent les différentes taxes.

Les flexibilités étudiées étant implicites (voir partie 1.1), i.e. que les ordres de flexibilité sont implicitement envoyés au travers des signaux tarifaires transmis par le fournisseur d'électricité au gestionnaire du bâtiment via le compteur électrique, leur principale valorisation financière est supposée se faire via la facture d'électricité du bâtiment au travers deux mécanismes :

1. Déplacement de la consommation électrique d'une plage tarifaire à une autre dont le prix est moindre (optimisation de la part variable de la facturation du fournisseur d'électricité) ;
2. Réduction de la puissance maximale appelée entraînant une réduction de la puissance souscrite (optimisation de la part fixe de la facturation du fournisseur d'électricité).

2.4.3.2.1 Part variable

Les échanges internationaux au sein du marché européen de l'électricité sont régis par les prix « spot », établis sur le marché de l'électricité par les bourses d'un jour à l'autre (RTE, 2020). Les prix « spot » reflètent en partie la tension sur le réseau électrique (plus la tension sur le réseau est élevée et plus les prix sont élevés tandis qu'à l'opposée, des prix négatifs peuvent apparaître lors des surabondances de production d'origine renouvelable). Le prix spot pour chaque heure au cours de la période 2014-2017 a été récupéré pour associer un prix de l'électricité à chacun des 10 signaux tarifaires produits par RTE (i.e. jour « rouge – heure de pointe », jour « rouge – heure pleine », etc., cf. partie 2.1).

Dans un premier temps, le prix « spot » moyen global du kilowattheure (kWh) d'électricité est calculé en utilisant l'ensemble des prix spot de 2014 à 2017. Ensuite, le prix « spot » moyen de kWh d'électricité pour chaque signal tarifaire est déterminé en récupérant tous les prix spot associés à des heures avec le signal tarifaire en question. L'écart entre le prix « spot » moyen global et le prix « spot » moyen de chaque signal tarifaire est présenté dans le Tableau 2-12. Un ajustement sur les écarts mesurés est réalisé afin d'obtenir un prix de la part variable en cohérence avec la philosophie du tarif Vert A5. Par exemple, écart mesuré entre le prix « spot » moyen global et le prix « spot » moyen pour le tarif VE-STD est de -16%, ajusté à -25%. Cette valeur ajustée est ensuite appliquée au prix moyen du kWh sur la base du tarif Vert A5, soit 5,35 c€ HT/kWh, pour déterminer le prix associé au signal tarifaire en question. Dans l'exemple du tarif VE-STD, $5,35 * (1-0,25)$, soit 4,03 c€ HT/kWh.

Tableau 2-12 – Construction du prix de l'électricité pour chaque signal tarifaire

Signal tarifaire	Écart entre le prix « spot » moyen global et le prix « spot » moyen du signal tarifaire [%]	Écart retenu entre le prix moyen global et le prix moyen du signal tarifaire après ajustement [%]	Prix de l'électricité [c€/HT/kWh]
RG-PT	93%	121%	11,84
RG-HP	67%	77%	9,47
BC-PT	54%	61%	8,60
BC-HP	30%	42%	7,57
RG-HC	17%	17%	6,28
BE-HP	1%	1%	5,40
BC-HC	-11%	-11%	4,77
BE-HC	-23%	-23%	4,09
VE-STD	-16%	-25%	4,03
VE-ENR	-13%	-50%	2,69

L'augmentation du prix de l'électricité en fonction de la tension sur le réseau électrique ainsi créé permet d'inciter financièrement à la flexibilité – flexibilité implicite. Le gestionnaire du bâtiment pourra valoriser la flexibilité de son bâtiment en déplacement de la consommation électrique d'un signal tarifaire onéreux (par exemple, RG-PT) vers un signal tarifaire plus avantageux (par exemple, BE-HC).

2.4.3.2.2 Part fixe

En s'inspirant là-aussi du tarif vert A5, le montant de la part fixe (ou part capacitaire) de la facturation du fournisseur d'électricité est calculé comme le produit d'une prime fixe, notée PF et exprimée en euro hors taxes (HT) par kilowatt [€ HT/kW] prise égale à 64,66 € HT/kW, et d'une puissance réduite, notée P_r et exprimée en kilowatt [kW] :

$$\text{part fixe} = \text{PF} \times P_r \quad (2-7)$$

avec :

$$P_r = c_r[1] \times P_s[1] + \sum_{j>1} c_r[j] \times (P_s[j] - P_s[j - 1]) \quad (2-8)$$

où P_s est un vecteur contenant les puissances souscrites pour chacun des 10 signaux tarifaires [kW] ; c_r est un vecteur contenant les coefficients de puissance réduite pour chacun des 10 signaux tarifaires [-] ; j est l'indice associé aux signaux tarifaires [-].

Les coefficients de puissance réduite définis par RTE pour chacun des 10 signaux tarifaires sont présentés dans le Tableau 2-13 par ordre décroissant de tension sur le réseau électrique. Les coefficients de puissances servent à pénaliser (coefficients les plus élevés) ou favoriser (coefficients les plus faibles) des valeurs élevées de puissance souscrite pour chacun des signaux tarifaires.

Tableau 2-13 – Coefficient de puissance réduite associé à chaque signal tarifaire

Signal tarifaire	Indice du signal tarifaire j [-]	Coefficient de puissance réduite $c_r[j]$ [-]
RG-PT	1	1,00
RG-HP	2	0,81
BC-PT	3	0,67
BC-HP	4	0,54
RG-HC	5	0,46
BC-HC	6	0,40
BE-HP	7	0,35
BE-HC	8	0,31
VE-STD	9	0,28
VE-ENR	10	0,20

La puissance souscrite $P_s[j]$ pour le j -ième signal tarifaire doit respecter $P_s[j] < P_s[j + 1]$, où $P_s[10]$ est la valeur la plus élevée. Ainsi, le gestionnaire du bâtiment pourra valoriser la flexibilité de son bâtiment en réduisant la puissance maximale appelée d'un signal tarifaire onéreux (par exemple, RG-HP) grâce à des effacements.

2.4.3.2.3 TURPE

La part TURPE de la facture d'électricité comprend, à l'instar de la part facturée par le fournisseur d'électricité, une part variable (en €/kWh) et une part fixe (en €/kW). RTE et ENEDIS ont construit ces coûts associés sur la base du tarif HTA longue utilisation à pointe mobile du TURPE. Ce tarif considère 5 plages (HPF, HPSH, HCSH, HPSB, HCSB). A chacune des heures des deux années étudiées, 2012 et 2017, RTE a associé une de ces 5 plages.

2.4.3.2.4 Répartition part variable / part fixe

La construction tarifaire actuelle de la part fournisseur et de la part TURPE d'une facture d'électricité est établie sur une répartition de la rémunération totale entre la part variable et la part fixe d'environ 80/20. Demain avec une autoconsommation de production locale d'électricité d'origine renouvelable qui devrait augmenter, de moins en moins de kWh vont être appelés sur le réseau et de plus en plus, celui-ci va être sollicité sur quelques moments de pics de consommation en puissance. Ces changements devraient amener les acteurs du système électrique à revoir leur tarification via l'augmentation de leur rémunération sur la part fixe. Ici, il est ainsi étudié les variantes suivantes en termes de répartition part variable/part fixe :

- 1- répartition actuelle,
- 2- 80 % part variable, 20 % part fixe,
- 3- 50 % part variable, 50 % part fixe,
- 4- 20 % part variable, 80 % part fixe.

Les conséquences de ces modifications entre la part variable et la part fixe sur les différents tarifs (prix du kWh facturé par le fournisseur, prix du kW facturé par le fournisseur, prix du kWh pour le TURPE et prix du kW pour le TURPE) ont été calculés par RTE et ENEDIS. Il est à noter que les coefficients de puissance réduite utilisés dans la détermination de la part fixe facturée par le fournisseur demeurent identiques dans les quatre scénarios.

2.4.3.2.5 Taxes

Les taxes suivantes sont considérées dans le cadre des calculs réalisés de facture d'électricité :

- 1- CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) avec un coût de 2.25 c€ HT/kWh,
- 2- CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) avec un taux de 27,04% sur la part fixe hors taxe du TURPE,
- 3- TVA avec un taux de 5 % sur l'abonnement (part fixe facturée par le fournisseur) et la CTA, et un taux de 20 % sur l'énergie (part variable facturée par le fournisseur) et la CSPE. La part TURPE n'est pas soumise à la TVA.

2.4.3.3 Gains économiques sur les marchés en énergie et en capacité

RTE, à but purement pédagogique, a développé un outil Excel permettant d'estimer pour l'année 2017 la valorisation financière potentielle des flexibilités étudiées sur les marchés en énergie (NEBEF et mécanisme d'ajustement) et de capacité.

Le mécanisme de Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement (NEBEF) permet de valoriser des effacements de consommation sur le marché de l'électricité de la veille pour le lendemain jusqu'à de l'infra-journalière (minimum 1h avant).

Le mécanisme d'ajustement est fondé lui sur un processus d'appel d'offres permanent fonctionnant à une échelle de temps de 30 min et moins.

Enfin, le mécanisme de capacité permet la valorisation de capacités d'effacement sur la base d'un engagement à être disponible les jours PP2 (Période de Pointe 2 selon la tension sur le réseau électrique ; jours publiés par RTE la veille des jours concernés ; en 2017, il y a 16 jours au total dans l'année) sur les plages [7h-15h[et [18h-20h[via le mécanisme d'ajustement ou le NEBEF. En 2017, la valeur de référence de la capacité (prix de l'enchère appliquée au 01/01/2017) était de 10 kW/MW.

3 PROJETS ETUDIÉS

Cette partie présente les cinq projets étudiés avec une description du bâtiment et des systèmes ainsi que leur modélisation afin de mettre en avant les similarités et différences utiles à la comparaison des résultats.

3.1 PROJET NO. 1 : EDF R&D

Le projet no. 1 (P1) est un bâtiment tertiaire de bureaux d'une SHON_{RT} de 3 345 m², livré en 2013 à Vannes, Morbihan et appartenant à Morbihan Energies, partie prenante du projet. Le bâtiment, modélisé par EDF R&D (EDF R&D, 2020), de construction mixte béton-bois, est conforme au label BBC RT 2005 et est labélisé PassivHaus 2012. Avec une occupation entre 07h et 19h (i.e. [7h ; 19h]), P1 accueille 80 personnes. P1 a un Cep de 29 kWh_{EP}/(m².an) pour un $U_{bât}$ de 0,304 W/(m².K). En exploitation, sur 2017, le bâtiment a consommé au total sur l'ensemble des usages 71 kWh_{ef}/(m².an) (soit 235 MWh) engendrant des émissions de 4.3 kgeq.CO₂/(m².an).

Équipements et auxiliaires

P1 est équipé pour le chauffage de deux pompes à chaleur (PAC) eau/eau sur sondes géothermiques d'une puissance totale de 160 kW_{th} pour un COP mesuré sur 2017 de 4,1. Le bâtiment est rafraîchi grâce à un système de géocooling – qui « bypass » les PAC – avec un rendement de 80%. Les deux PAC servent à alimenter des radiateurs – coupés en géocooling – et des plafonds rayonnants à eau. Le renouvellement d'air – de 25 m³/(h·personne) modulé sur le débit en fonction de la présence – est assuré par une centrale de traitement d'air (CTA) double flux, avec échangeur rotatif d'un rendement de 80 %. L'eau chaude sanitaire (ECS) est assurée par des ballons électriques. L'éclairage est de 7 W/m² pour l'ensemble du bâtiment à l'exception de la partie stockage, sans éclairage artificiel. L'éclairage est modulé en fonction de la présence et de la luminosité. Les équipements électriques (ordinateurs + divers) sont en moyenne d'environ 2 W/m² (4.7 pour les bureaux 1 à 0.5 pour l'accueil). Les apports liés aux occupants sont pris de 90 W par occupant.

Avec 850 m² de panneaux photovoltaïques en toiture, arrivant à une puissance maximale de 125 kilowatts crête [kW_c], P1 a produit 110 MWh d'électricité sur 2017 dont 63% sont autoconsommés. P1 est aussi équipé d'un système éolien d'une puissance maximale de 4,1 kW. Un stockage électrique est possible grâce à des batteries (56 kWh) et un onduleur (100 kW). P1 possède une station de distribution d'hydrogène 35 MPa équipé d'un électrolyseur et une station de recharge de véhicules électriques (2 points de charge de 22 kVa, 1 points de charge V2G de 9 kVa et 13 points de charge de 7 kVa) assurant la recharge des 12 véhicules sur site ainsi que les véhicules électriques des employés et visiteurs.

Modélisation

P1 est modélisé avec un pas de temps de 10 mins sous DYMOLA (DYMOLA, 2020) par six zones thermiques, quatre au rez-de-chaussée (RDC) et deux au premier étage (R+1), en fonction de la typologie et de l'orientation. Certaines hypothèses de modélisation ont été prises :

- Une PAC associée à chaque zone thermique (au lieu des deux PAC pour l'ensemble du bâtiment) ;
- Seuls des radiateurs à eau sont modélisés ;
- Double-vitrage au lieu du triple vitrage ;
- Brise-soleils rassemblés au lieu de répartis.
- Le bâtiment est étudié dans une configuration de base sans le PV, sans l'éolienne, sans le stockage électrique et sans les stations de recharge. Le PV et le stockage électrique sont rajoutés uniquement dans l'étude d'une variante du bâtiment.

Les températures de consigne de chaque zone thermique sont présentées dans le Tableau 3-1.

Tableau 3-1 – Température de consigne des zones thermiques du projet P1

Zone thermique	Chauffage		Refroidissement	
	Occupation	Hors occupation (semaine et week-end)	Occupation	Hors occupation (semaine et week-end)
Bureaux 1	21°C	18°C	26°C	-
Bureaux 2	21°C	18°C	26°C	-
Bureaux 3	21°C	18°C	26°C	-
Bureaux 4	21°C	18°C	26°C	-
Stockage	16°C	16°C	26°C	-
Accueil	21°C	18°C	26°C	-

La relance du chauffage à 21 °C est effectuée à 3h le lundi et à 5h les autres jours de la semaine.

Usage(s) faisant l'objet de la flexibilité

P1 a étudié la flexibilité de l'usage chauffage.

3.2 PROJET NO. 2 : LA ROCHELLE UNIVERSITÉ

Le projet no. 2 (P2) est un bâtiment tertiaire de bureaux avec de l'enseignement d'une SHON_{RT} de 3 740 m² (1796 m² pour la partie bureaux et 1954 m² pour la partie enseignement), livré en 2017 à Lagord, Charente-Maritime (zone climatique H2b). Le bâtiment, modélisé par l'Université La Rochelle (LaSIE, 2020) est conforme à la RT 2012. Avec une occupation de 8 h à 18 h (i.e. [8 h ; 18 h]), P2 peut accueillir en moyenne 325 personnes dont 210 employés. P2 a un Cep de 32,5 kWh_{EP}/(m².an) pour un $U_{bât}$ de 0,34 W/(m².K).

Équipements et auxiliaires

P2 est chauffé par deux PAC air/eau en cascade – afin d'optimiser le rendement en charge partielle – ayant un COP de 2.53 et une puissance totale de 110 kWth. L'émission est supposée assurée via des radiateurs dans la modélisation. Dans la réalité, l'émission est assurée par des plafonds rayonnants. Le renouvellement d'air – de 25 m³/(h·personne) pour la partie bureau et 18 m³/(h·personne) pour la partie enseignement modulé sur sonde CO2 jusqu'à 10 % du débit max – est assuré par une CTA double flux, avec échangeur d'un rendement de 80 %. L'ECS est assurée par un ballon électrique. L'éclairage est de 2,3 W/m² avec une gestion fractionnée et une graduation automatique assurant un éclairage constant. Les équipements électriques sont de 7 W/m² et les apports liés aux occupations sont pris égaux à 95,2 W par occupant.

Modélisation

P2 est modélisé par une seule zone thermique (en termes de caractéristiques d'occupation, etc. égale à la moyenne de la zone bureau et de la zone enseignement) d'un seul radiateur équivalent sous DIMOSIM (DIMOSIM, 2020), avec un pas de temps d'une minute. La température de consigne de chauffage est fixée à 21°C en occupation, 18 °C en inoccupation la semaine et 12 °C en inoccupation le week-end (à partir de 0 h le samedi). Une relance du chauffage à 18 °C est effectuée à 3 h le lundi et une relance à 21 °C est effectuée tous les jours de la semaine à 5 h.

Usage(s) faisant l'objet de la flexibilité

P2 a étudié la flexibilité de l'usage chauffage et uniquement des PAC.

3.3 PROJET NO. 3 : AI ENVIRONNEMENT

Le projet no. 3 (P3) est un bâtiment tertiaire de bureaux avec un restaurant inter-entreprise (RIE) d'une SHON_{RT} de 31 900 m² (surface plancher totale : 26895 m² de bureaux et 3242 m² pour le RIE), livré en 2020 à Saint-Mandé, Val-de-Marne (zone climatique H1a). Le bâtiment, modélisé par AI Environnement (AI Environnement, 2020), est conforme à la RT2012 et certifié BREEAM et HQE et labellisé EFFINERGIE +, WELL, WIRESCORE ET ACCESSIBILITE. Avec une occupation de 08h à 17h (i.e. [8h ; 17h]), définie en phase étude de projet, P3 peut accueillir un maximum de 720 personnes. P3 a un Cep de 58 kWh_{EP}/(m²-an) pour un Bbio de 74.20 points.

Équipements et auxiliaires

P3 est chauffé par une chaufferie équipée de chaudière gaz à condensation d'une puissance totale de 665 kW et climatisée par deux groupes froids – PAC adiabatiques – d'une puissance totale de 474 kW avec un EER de 4.55. Les systèmes de chauffage et de refroidissement alimentent des plafonds chauffants/refroidissants Barcol-air. Des radiateurs électriques sont utilisés pour le chauffage des circulations. Le renouvellement d'air – de 25 m³/(h.personne) – est assuré par une CTA double flux, avec échangeur de chaleur rotatif d'un rendement de 80 %, équipée d'une batterie chaude et d'une batterie froide alimentées par une PAC réversible. Cette PAC assure un préchauffage et un pré-refroidissement. L'ECS est assurée par 43 ballons électriques de 15 L pour les bureaux et par un ballon de 1000 L relié à la chaufferie gaz pour le RIE. L'éclairage est de 3.3 W/m² pour les bureaux, circulations et sanitaires et de 2.2 W/m² pour les halls d'accueil. Les équipements électriques dissipent une puissance de 16 W/m². Les apports liés aux occupations sont pris égaux à 80 W par occupant.

Modélisation

P3 est modélisé par 21 zones thermiques avec un pas de temps de ½ heure sous PLEIADE (PLEIADE, 2020). Les températures de consigne utilisées pour chaque zone thermique sont présentées dans le Tableau 3-2. Les températures de consigne utilisées pour chaque zone thermique sont présentées dans le Tableau 3-2.

Tableau 3-2 – Température de consigne des zones thermiques du projet P3

Zone thermique	Chauffage		Refroidissement	
	Occupation	Hors occupation (semaine / week-end)	Occupation	Hors occupation (semaine / week-end)
Compart. C2	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Compart. C3	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Compart. B2	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Non chauffé RDC et étages	-	-	-	-
Escaliers et circulations RDC et étages	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
RDC – PCS	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Locaux techniques toit	-	-	-	-
Locaux non chauffé – SS	-	-	-	-
Locaux chauffés sous-sol	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Laverie cuisine SS1	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Salle à manger SS	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Ilot N5 SO	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Locaux non chauffés	-	-	-	-
Compart. B1	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Compart. C1	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Compart. A1	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
All Compart. Sanitaires	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
RDC – Hall A	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
RDC – Hall B1	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
RDC – Hall C2	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-
Compart. A2	19 °C	16 °C / 13 °C	26 °C	-

La relance du chauffage à 19°C est effectuée à 4h le lundi et à 6h les autres jours de la semaine.

La relance de la climatisation à 26°C est effectuée à 6h le lundi et à 7h les autres jours de la semaine.

Usage(s) faisant l'objet de la flexibilité

P3 a étudié la flexibilité :

- d'une part, de l'usage chauffage et plus particulièrement de la chaufferie gaz (pour flexibiliser, les consommations électriques des auxiliaires de distribution) et des radiateurs électriques présents dans les circulations,
- et d'autre part, de l'usage climatisation et spécifiquement des PAC adiabatiques.

3.4 PROJET NO. 4 : DALKIA IDF

Le projet no. 4 (P4) est un bâtiment tertiaire de bureaux – incluant aussi des commerces et restaurants – d'une SHON_{RT} de 23 817 m² au total (surface de plancher totale : Bureaux & salles de réunion de 23155 m², RIE et Cafétaria de 1473 m², Patio/Terrasses de 500 m² et Commerce de 297 m²), livré en 2018 à Issy-les-Moulineaux, Hauts-de-Seine (zone climatique H1a). Le bâtiment, modélisé par Greenaffair (Greenaffair, 2020) et analysé par Dalkia (Dalkia, 2020), est conforme à la RT2012 et labélisé BEPOS Effinergie 2013, Biodiversity, WELL, NF Bâtiments Tertiaire - Démarche HQE® millésime 2011 et BREEAM® International 2013. Avec une occupation entre 08h et 19h (i.e. [8h ;19h]), P4 peut accueillir un maximum de 1 877 personnes. P4 a un Cep de 23,4 kWh_{EP}/(m²·an) pour un Bbio de 82.2 points et un $U_{bât}$ de 0,32 W/(m².K).

Équipements et auxiliaires

P4 est équipé de deux thermo-frigo-pompes (TFP) eau/eau sur nappes ayant pour la partie chaud, un COP moyen de 4,6 et une puissance totale de 2559 kWth et pour la partie froid, un EER de 5,1 et une puissance totale de 2762 kWth. Lorsque les TFP eau/eau ne peuvent subvenir à tous les besoins, deux PAC air/eau réversibles prennent en charge les besoins de chaud ou de froid des ailes de bureaux avec pour la partie chaud, un COP de 3,0 et une puissance totale de 1380 kWth et pour la partie froide, un EER de 3,46 et une puissance totale de 2114 kWth. Le renouvellement d'air – de 25 m³/(h·personne) modulé en fonction de la présence et de sondes CO₂ jusqu'à 20 % du débit – est assuré par six CTA double flux, avec échangeur à roue ou à plaque d'un rendement d'environ 80%, équipées d'une batterie chaude et d'une batterie froide (pour certaine à détente directe, EER de 3.9 en moyenne). L'émission de chaleur ou de froid est assurée dans les bureaux par des plafonds rayonnants réversibles et dans le hall, par un plancher réversible. L'ECS est assurée par des ballons électriques de 50 L dans les sanitaires. L'éclairage est de 12 W/m² pour le hall et de 4 W/m² pour le reste du bâtiment. L'éclairage est associé à une gradation en fonction de l'éclairage naturel et à une programmation horaire. P4 est également muni d'une gestion des stores motorisés assurée par une programmation horaire sur la GTB. Les équipements électriques représentent 10 W/m² dans les bureaux, 5400 W pour le PCS et 0 pour les autres zones. Les apports liés aux occupations sont pris égaux à 120 W par occupant.

Avec 672 panneaux photovoltaïques en toiture, arrivant à une puissance maximale de 220 kWc, P4 produit 215 MWh d'électricité par an en exploitation.

Modélisation

P4 est modélisé avec un pas de temps de 15 minutes sous Virtual Environment (IES, 2020) par six zones thermiques. Les zones restaurants, commerce et autres ne sont pas modélisées. Le bâtiment est étudié dans une configuration de base sans le PV.

Les températures de consigne de chaque zone thermique sont présentées dans le Tableau 3.3.

Tableau 3-3 – Température de consigne des zones thermiques du projet P4

Zone thermique	Chauffage		Refroidissement	
	Occupation	Hors occupation (semaine et week-end)	Occupation	Hors occupation (semaine et week-end)
Bureaux	21°C	16°C	24°C	-
Circulations	-	-	-	-
Escaliers	-	-	-	-
Hall	21°C	16°C	24°C	-
Sanitaires	-	-	-	-
PCS	23°C	16°C	23°C	-

La relance du chauffage à 21°C ou à 23 °C suivant la zone est effectuée à 6h tous les jours de la semaine.

La relance de la climatisation à 24 °C ou à 23 °C suivant la zone est effectuée à 6h tous les jours de la semaine.

Usage(s) faisant l'objet de la flexibilité

P4 a étudié la flexibilité de l'usage chauffage et donc des TFP et des PAC en chaud.

3.5 PROJET NO. 5 : AVELTYS

Le projet no. 5 (P5) est un bâtiment tertiaire de bureaux avec un RIE d'une SHON_{RT} totale de 31 097 m² pour sa tranche 1, qui sera livrée en 2022 à Saint-Denis, Seine-Saint-Denis (zone climatique H1a). Cette tranche 1 se compose de deux bâtiments : bâtiment 1 de 18 691 m² de surface de plancher et bâtiment 2 de 17 177 m² de surface de plancher. Seul le bâtiment 1 est étudié dans le cadre de FLEXENR. Le bâtiment, modélisé par Aveltys (Aveltys, 2020), est conforme à l'instar de l'ensemble de la tranche 1 à la RT2012, certifié HQE BD 2016 et BREEAM 2016 ainsi que labelisé E+C-, niveau E2C1. Avec une occupation de 08h à 18h, définie en phase étude de projet, P5 peut accueillir un maximum de 1060 personnes. La tranche 1 dans son ensemble a un Cep de 95,9 kWh_{EP}/(m²·an) pour un Bbio de 110.1 points et pour un $U_{bât}$ de 0,549 W/(m²·K) dans sa configuration réelle avec un réseau de chaleur urbain pour le chauffage et un réseau de froid urbain pour la climatisation.

Équipements et auxiliaires

Dans la configuration étudiée dans FLEXENR, les réseaux de chaleur urbain et de froid urbain sont remplacés par des PAC ayant pour la partie chaud, un COP de 3.21 et une puissance totale de 383 kWth et pour la partie froide, un EER de 2.90 et une puissance totale de 352 kWth. Les systèmes de chauffage et de refroidissement alimentent des ventilo-convecteurs. Le renouvellement d'air – de 25,2 m³/(h·personne) – est assuré par une CTA double flux, avec échangeur de récupération d'un rendement supérieur à 75%. L'ECS est assurée par des ballons électriques de 50 L pour les sanitaires et une semi-accumulation alimentée par un réseau de chaleur pour la cuisine du RIE. L'éclairage est entre 12 W/m² pour le hall et 6 W/m² pour les bureaux. L'éclairage est associé à une gradation en fonction de l'éclairage naturel et à une programmation horaire. P5 est également muni d'une gestion des stores motorisés assurée par une programmation horaire sur la GTB. Les équipements électriques représentent 10 W/m² dans les bureaux, la salle à manger et la salle de réunion et 0 pour les autres zones. Les apports liés aux occupations sont pris égaux à 120 W par occupant.

Modélisation

P5 est modélisé avec un pas de temps d'une heure sous Virtual Environment (IES, 2020) par huit zones thermiques principales. Les températures de consigne de chaque zone thermique sont présentées dans le Tableau 3.4.

Tableau 3-4 – Température de consigne des zones thermiques du projet P5

Zone thermique	Chauffage		Refroidissement	
	Occupation	Hors occupation (semaine et week-end)	Occupation	Hors occupation (semaine et week-end)
Bureaux	22°C	16°C	26°C	-
Salle à manger	22°C	16°C	26°C	-
Palier d'étage	22°C	16°C	26°C	-
Palier d'ascenseur	22°C	16°C	26°C	-
Cuisine RIE	22°C	16°C	-	-
Hall	22°C	16°C	26°C	-
Salle de réunion	22°C	16°C	26°C	-
Sanitaires	18°C	16°C	-	-

La relance du chauffage à 22°C est effectuée à 06h00 tous les jours de de la semaine.

La relance de la climatisation à 26°C est effectuée à 06h00 tous les jours de la semaine.

Usage(s) faisant l'objet de la flexibilité

P5 a étudié la flexibilité de l'usage chauffage et donc des PAC en chaud.

3.6 PROJET NO. 6 : ENGIE LAB GRIGEN

Faute de résultats rendus, ce projet n'a pas pu être intégré à notre analyse.

3.7 RÉSUMÉ DES PROJETS

Un récapitulatif des caractéristiques principales de chaque projet est présenté dans le Tableau 3-5.

Tableau 3-5 – Récapitulatif des caractéristiques principales des différents projets étudiés

Projet	P1	P2	P3	P4	P5
Équipe	EDF R&D	La Rochelle Université	AI Environnement	Dalkia IDF	Avelty
SHON _{RT} [m ²]	3 345	3 740	31 900	23155 (surface de plancher partie bureaux & salle de réunion modélisée)	18 691 (surface de plancher du bâtiment 1 modélisé)
Hauteur sous plafond [m]	2,7	2,8	3,5	2,7	2,5
Nombre d'étages ⁶	2	1	8	11	8
Département	56	17	94	92	93
Zone climatique	H2a	H2b	H1a	H1a	H1a
Outil de SED	DYMOLA	DIMOSIM	PLEAIDE	Virtual Environment	Virtual Environment
Nombre d'occupants	80	325	720	1 877	1060 (bâtiment 1 modélisé)
Usages	Bureau	Bureau et enseignement	Bureau et RIE	Bureau	Bureau et RIE
U_{bat} [W/(m ² .an)]	0,304	0,34	Non disponible	0,32	0,549
Bbio [points]	Non disponible	Non disponible	74.2	82.2	110.1
Cep [kWh _{EP} /(m ² .an)]	29	32,5	58	23,4	95,9 (avec réseaux de chaleur et de froid)
Gain sur Cep [%]	72%	54%	43%	78%	35,51 (avec réseaux de chaleur et de froid)
Consommations en exploitation [kWh _{EP} /(m ² .an)]	183	Non disponible	Non disponible	Non disponible	Non disponible
Chauffage	PAC eau/eau géothermique	PAC air/eau	Chaudière gaz + radiateurs électriques dans les circulations des bureaux	Thermo-frigo-pompe + en appoint, PAC air/eau	PAC air/eau
Climatisation	Aucune	Aucune	PAC adiabatique	Thermo-frigo-pompe + en appoint, PAC air/eau	PAC air/eau
Rafraîchissement	Géocooling	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun
Ventilation	CTA double flux	CTA double flux	CTA double flux	CTA double flux	CTA double flux
Eau chaude sanitaire	Accumulation électrique	Accumulation électrique	Accumulation électrique + ballon relié à la chaudière pour RIE	Accumulation électrique	Accumulation électrique + ballon relié à réseau de chaleur pour RIE

⁶ Parking et rez-de-chaussée inclus.

Émetteurs	Radiateurs à eau	Radiateurs à eau	Plafonds rayonnants et radiateurs électriques	Plafonds rayonnants pour les bureaux et plancher dans le hall	Ventilo-convecteurs
EnR supplémentaire	PV et batteries uniquement pour une variante	Non	Non	Pas pris en compte dans le modèle	Non

3.8 RETOUR ET REFLEXIONS SUR L'AVANCEMENT DES PROJETS

Un récapitulatif des résultats obtenus de chaque projet et validés est présenté dans le Tableau 3-6. La définition des variantes présentant des différences suivant les projets, celle-ci est détaillée dans la partie présentation des résultats des projets.

Tableau 3-6 – Récapitulatif des résultats obtenus et validés pour les différents projets étudiés

			Projet1	Projet2	Projet3	Projet4	Projet5
Usage flexibilisé			Chauffage	Chauffage	Chauffage et Climatisation	Chauffage et Climatisation	Chauffage
Base	2012	HEBDO	✓	✓	✗	✗	✗
		HP/HC	✓	✗	✗	✗	✓
		HP/HC-R	✗	✓	✗	✓	✓
	2017	HEBDO	✓	✓	✓	✗	✗
		HP/HC	✓	✗	✗	✗	✗
		HP/HC-R	✓	✓	✗	✓	✗
Variantes	2012/2017	V1 : BAT Inertie	✗	✓	✗	✗	✗
	2012/2017	V2 : OCC Intensité d'usage	✓	✓	✗	✗	✗
	2012/2017	V3 : EQP Stockage	✗	✗	✗	✗	✗
	2012/2017	V4 : EQP Production	✓	✗	✗	✗	✗
	2012/2017	V5 : Autres	✗	✓	✗	✗	✗
Périmètre des résultats rendus			Tous usages et chauffage	Tous usages et chauffage	Tous usages et chauffage/climatisation	Tous usages et chauffage/climatisation	Chauffage
Validation des résultats			✓	✓	✗	✗	✗

Pour les équipes qui n'ont pas pu fournir de résultats validés (3 sur les 5) malgré nos nombreux échanges avec elles, les situations sont les suivantes :

- Pour le projet P3, ils ont tout d'abord rencontré des problèmes principalement liés à des non-adaptations des consignes de référence à leur cas (i.e. qu'ils avaient conservé les 19 °C tout le temps mis par défaut dans l'outil Excel fourni) et à des scénarios des apports internes non en accord avec les scénarios

d'occupation. Ces premiers problèmes ont pu être en partie corrigés. Ensuite, ce sont des problèmes liés calendriers de jours simulés non en accord avec le calendrier réel des années 2012 et 2017 qu'ils ont rencontrés (leurs calendriers commençaient un lundi au lieu d'un dimanche) ainsi que des décalages temporels entre les scénarios appliqués (consignes, occupation, apports). Une partie de ces problèmes a pu être résolue toutefois leur outil de SED (Pléiades) n'acceptant que de simuler des semaines entières commençant un lundi, il leur a fallu faire commencer leur simulation que le lundi 02 janvier. Par ailleurs, ils se sont rendu compte que leur outil SED intégré une période de mise en température du bâtiment avant le premier pas de temps de calcul n'étant pas la même lors de chaque simulation amenant ainsi des écarts, sans justification, entre les situations sans et avec flexibilité. Les différents problèmes n'ont au final pas pu être solutionnés.

- Pour le projet P4, ils ont tout d'abord eu des difficultés pour intégrer dans leur outil SED (Virtual Environnement) les données météo fournies. Avec un travail d'accompagnement de notre part, cette difficulté a pu être dépassée. Ensuite, ils ont également rencontré des problèmes liés aux calendriers de jours simulés non en accord avec le calendrier réel des années 2012 et 2017 qu'ils ont rencontrés (leurs calendriers commençaient un vendredi au lieu d'un dimanche) et des décalages temporels entre les scénarios appliqués (consignes, occupation, apports). S'ils ont au final réussi à résoudre le problème rencontré sur les calendriers de jours, ils n'ont pas réussi à corriger les décalages temporels entre les différents scénarios.
- Pour le projet P5, utilisant également Virtual Environnement, ils ont eu dans un premier temps des difficultés pour intégrer dans leur outil SED (Virtual Environnement) les données météo fournies. Là aussi avec un accompagnement de notre part, ce problème a pu être résolu. Ensuite, leurs calendriers de jours simulés ont été également non en accord avec le calendrier réel des années 2012 et 2017 (leurs calendriers commençaient un vendredi au lieu d'un dimanche) mais cette difficulté a pu être dépassée. Enfin avec un calcul à un pas de temps d'1 heure, ils n'ont observé aucune différence entre les scénarios sans et avec flex ce qui les a amenés à faire des tests de calcul sur une seule journée avec un pas de temps de 30 min. Ces tests n'ont finalement pas permis de débloquer la situation. Il semble que les variations de consigne demandées d'étudier soient trop rapides notamment pour leur modèle de ventilo-convecteur.

Pour les deux équipes qui ont pu fournir des résultats validés, il est important de noter qu'elles ont également rencontré des difficultés :

- Pour le projet P1, les résultats ont tout d'abord été fournis pour les 10 min (les simulations étant effectuées à ce pas de temps) comprenant les heures entières et non à l'échelle de ces différentes heures (i.e. pour la consommation d'énergie, comme la somme des consommations sur les 6 pas de temps de 10 min constituant une heure). Par ailleurs, le projet P1 a rencontré des difficultés dans l'élaboration d'autres profils d'apports liés aux équipements qu'ils souhaitaient étudier en variante ce qui les a amenés à ne pas pouvoir nous fournir les résultats sur ces variantes.
- Pour le projet P2, ils ont tout d'abord rencontré des difficultés avec le modèle de PAC employé dans leurs simulations. Avec l'appui du CSTB (Dimosim étant un outil développé par le CSTB), celui-ci a pu être levé. Ensuite ils ont également eu un certain nombre de difficultés dans le décalage temporel des différents scénarios rentrés dans la SED.

Le fait que les projets P1 et P2 aient réussi finalement à fournir des résultats valides démontre que l'évaluation par SED de la flexibilité d'un bâtiment de bureaux est réalisable toutefois aujourd'hui, celle-ci semble plus être à la portée d'équipes de recherche (EDF R&D pour le projet P1 et le LACIE de La Rochelle Université pour le projet P2) que de bureaux d'études (AI Environnement pour le projet P3, Dalkia et Greenaffair pour le projet P4 et Avelty pour le projet P5).

Une partie des problèmes rencontrés est liée aux logiciels de SED eux-mêmes, plus faits pour faire des calculs en énergie qu'en puissance et plus développés pour intégrer des entrées définies sur une semaine type reproduite tout au long de l'année que des entrées pouvant varier d'une heure sur l'heure tout au long de l'année. Une autre partie des problèmes est associée à la non-familiarité d'une partie des équipes et notamment des bureaux d'étude à la réalisation d'études autres que celles qu'ils effectuent habituellement. Par exemple, les problèmes rencontrés sur le

calage des calendriers de jours en est une illustration. Habituellement, les SED sont réalisées sur une année fictive commençant un lundi. Le fait que le 01/01 soit un dimanche pour les années 2012 et 2017 a présenté une vraie complexité pour une partie des équipes. De plus, les études de flexibilité demandées exigent que les différentes entrées de la SED (consigne de chauffage, occupation, apports internes, météo, etc.) soient calées exactement sur la même heure, au risque d'avoir des résultats biaisés (arrivée par exemple de l'événement de flexibilité à 17h au lieu 19h alors qu'à 17h, le bâtiment est supposé encore occupé et à 19h, il ne l'est plus). Si pour la simulation d'une année fictive, ce point est plus ou moins simple à gérer, il semble avoir été rendu particulièrement difficile aux équipes par le fait que nous leur avons imposé l'heure à suivre via les calendriers tarifaires de RTE basés sur les années réelles 2012 et 2017 sur lesquels s'appuient toutes les stratégies de flexibilité étudiées dans le projet.

Ainsi pour aller plus loin d'un point de vue recherche en continuant à employer des SED pour évaluer le gisement de flexibilité de bâtiments, il nous semble qu'il serait nécessaire de faire faire les simulations à un nombre restreint d'acteurs (1 à 2) choisis pour leur expertise sur l'outil de SED qu'ils emploient. Il nous semble également très intéressant d'un point de vue recherche d'aller réaliser des tests in situ sur un certain nombre de bâtiments pour se confronter à la réalité de la mise en œuvre de flexibilités dans un bâtiment et évaluer la réalité des gisements de flexibilité évalués.

Dans une visée de sensibilisation du plus grand nombre d'acteurs du bâtiment à la question de la flexibilité dans le cadre de leur propre projet, il nous semble qu'il faut aller vers des outils évaluant assez simplement le potentiel de flexibilité d'un bâtiment (type GOFLEX) et non espérer diffuser des études de SED du type de celles menées dans FLEXENR (beaucoup trop complexes). La robustesse des évaluations effectuées par des outils plus simples restant à analyser.

Enfin nous pouvons observer que l'ensemble des équipes engagées dans FLEXENR ont étudié les différentes stratégies de flexibilité uniquement sur les usages chauffage ou climatisation. En effet, le monde de l'énergétique du bâtiment, auquel nous appartenons, maîtrise entre autres mieux cet usage notamment en termes de modélisation que les autres usages. Ce n'est que dans le cas des bâtiments assez récents que grâce entre autres aux isolations importantes mises, l'usage chauffage n'est plus parmi les tous premiers postes de consommation. Par conséquent, des efforts restent à réaliser pour élargir les études de flexibilités aux autres usages, pouvant présenter des gisements significatifs notamment dans les bâtiments récents.

4 RESULTATS

La partie résultats présente les résultats et leurs analyses sur les projets no. 1 et no°2, seuls projets avec des résultats validés. Les différents résultats sont exprimés en mètre carré afin de permettre des comparaisons entre ces deux projets. Les consommations sont données pour rappel uniquement en énergie finale.

4.1 RESULTATS DU PROJET NO. 1

Cette partie présente les résultats obtenus sur le projet no. 1 (bâtiment de bureaux de 3345 m² SHON_{RT} situé à Vannes, zone climatique H2a) aux périmètres tous usages et chauffage uniquement, ce dernier étant le seul usage faisant l'objet de flexibilités dans les simulations réalisées. Les résultats sont présentés au travers trois parties : (i) impacts en énergie et puissance pour les cas de base, (ii) impacts financiers pour les cas de base et (iii) résultats sur les variantes étudiées. Les consommations et puissances indiquées dans les différentes parties sont uniquement des consommations d'électricité et des puissances électriques, ce bâtiment ne consommant que de l'électricité, cela ne sera pas réindiqué à chaque fois.

4.1.1 IMPACTS EN ENERGIE ET PUISSANCE POUR LES CAS DE BASE

La Figure 4-1 illustre l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur les deux années climatiques 2012 et 2017, des trois stratégies de flexibilité, HEBDO, HP/HC et HP/HC-R (cf. la Partie 2.2 pour la définition de ces stratégies), avec un type de pilotage modulé (MOD, cf. la Partie 2.2). La première observation qui peut être faite est que pour **chacune des stratégies étudiées des quantités d'énergie ont bien été déplacées par rapport à la situation de référence sans flexibilité toutefois celles-ci restent très faibles** notamment en relatif à ce périmètre tous usages (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité ; maximum de 1.4 % de consommation tous usages évitée en 2017 pour la stratégie « HP/HC MOD » soit 861 Wh/m² représentant 2.9 MWh). Pour toutes les stratégies et sur les deux années, **les bilans annuels des quantités d'énergie déplacée amènent à des économies d'énergie, là-aussi très faibles** notamment en relatif à ce périmètre tous usages. **Les stratégies « HP/HC MOD » et « HP/HC-R MOD » en engendrant des déplacements de consommation d'une heure sur l'autre permettent, sur 2012 comme sur 2017, de déplacer un peu plus d'énergie que la stratégie « HEBDO »** qui vise un déplacement de consommation d'un jour sur l'autre, les événements de flexibilité étant beaucoup moins nombreux sur une année en « HEBDO » qu'en « HP/HC » (e.g. en 2017, sur la saison de chauffage du 01/10 au 19/05 pour ce projet, 384 heures avec un événement de flexibilité dans la stratégie « HEBDO » vs 596 heures avec un événement de flexibilité dans la stratégie « HP/HC »). Enfin, nous pouvons noter que la stratégie « HP/HC-R MOD » en ayant des relances moins marquées après les événements d'effacement (i.e. sans surchauffe par rapport à la consigne de référence sans flexibilité) que la stratégie « HP/HC MOD » permet une diminution significative des consommations électriques supplémentaires. Mais ces relances moins marquées engendrent également sur les heures d'après moins de consommations évitées par rapport à la situation de référence (en surchauffant, lorsque la consigne retourne à son niveau sans flexibilité, il est engendré une moindre consommation). Toutefois, en bilan annuel, les économies d'énergie sont légèrement à la hausse dans la stratégie « HP/HC-R MOD » (209 Wh/m² représentant 699 kWh) par rapport à la stratégie « HP/HC MOD » (192 Wh/m² représentant 644 kWh).

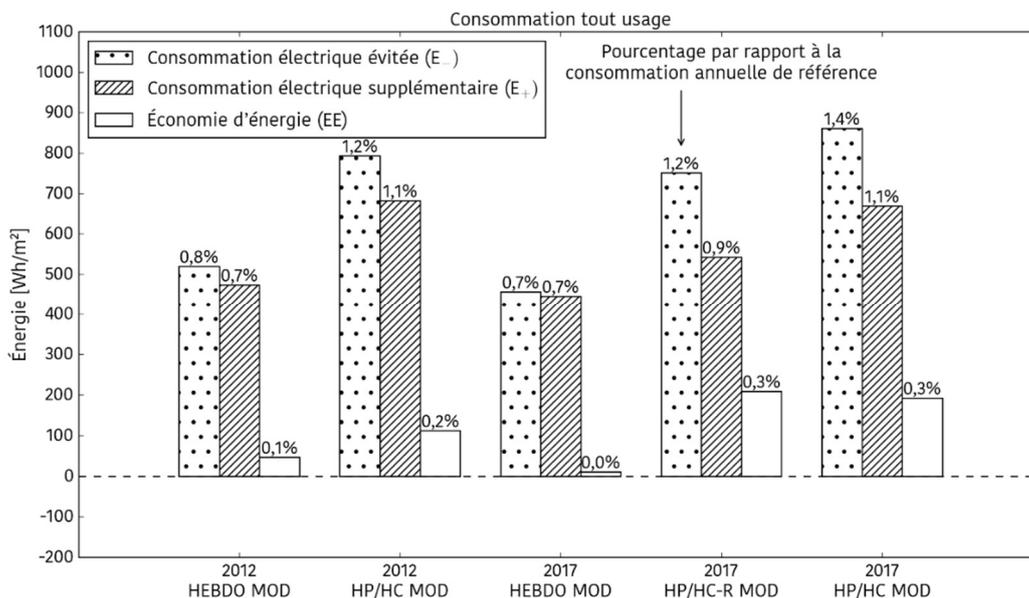


Figure 4-1 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle tous usages⁷

⁷ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2012, 213.4 MWh soit 63803 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017, 212.0 MWh soit 63380 Wh/m².

Figure 4-2 présente les mêmes indicateurs énergétiques que pour la figure précédente mais à l'échelle du chauffage uniquement. Étant donné que le projet no. 1 utilise uniquement les équipements de chauffage pour la flexibilité, les résultats sont identiques en absolu ; cependant, une différence peut être observée en relatif (i.e. ramenée à la consommation annuelle de chauffage de référence sans flexibilité). Pour la stratégie « HP/HC MOD » engendrant les quantités d'énergie déplacée les plus importantes, ces dernières ne dépassent toutefois pas 7 % de la consommation annuelle de chauffage de référence et les économies d'énergie obtenues sont de moins de 2 %.

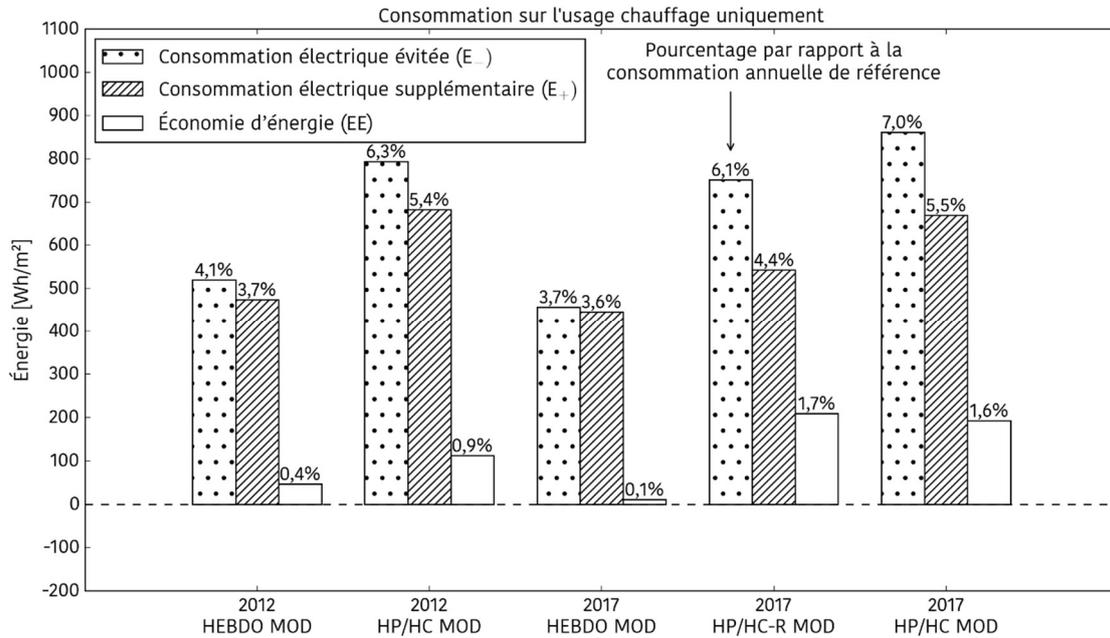


Figure 4-2 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle du chauffage uniquement⁸

⁸ Consommation annuelle chauffage de référence pour 2012, 42.4 MWh soit 12662 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence pour 2017, 40.9 MWh soit 12239 Wh/m².

La Figure 4-3 montre l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « HP/HC MOD » pour l'année 2017 – stratégie et année sélectionnées par l'équipe d'EDF R&D comme base à l'étude des variantes étant donné que les quantités d'énergie déplacées avec cette stratégie pour cette année-là sont les plus élevées parmi les résultats présentés ci-dessus – en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires. **La stratégie « HP/HC MOD » permet de réduire significativement l'énergie consommée lors des plages de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT) et d'augmenter l'énergie consommée lors des plages de forte abondance d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (VE-ENR).** Quelques variations, moins significatives en termes de résultante globale sur l'année, sont observées sur les autres plages en raison notamment de compensation entre quantités d'énergies évitées et supplémentaires.

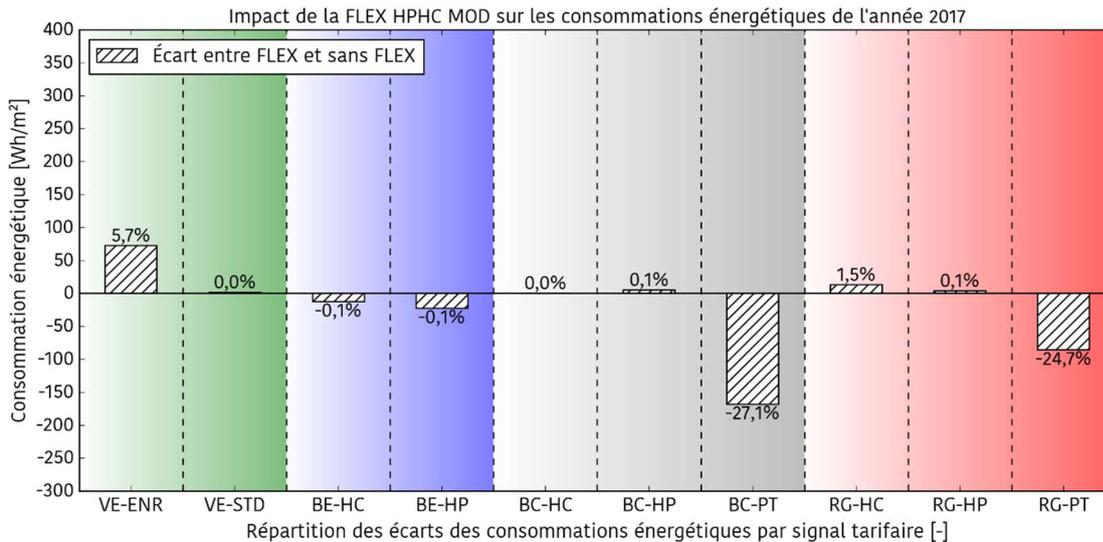


Figure 4-3 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages⁹

⁹ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 4.3 MWh soit 1282 Wh/m² ; VE-STD, 21.5 MWh soit 6418 Wh/m² ; BE-HC, 41.8 MWh soit 12480 Wh/m² ; BE-HP, 101.1 MWh soit 30222 Wh/m² ; BC-HC, 5.8 MWh soit 1743 Wh/m² ; BC-HP, 20.6 MWh soit 6160 Wh/m² ; BC-PT, 2.1 MWh soit 621 Wh/m² ; RG-HC, 2.9 MWh soit 879 Wh/m² ; RG-HP, 10.8 MWh soit 3227 Wh/m² ; RG-PT, 1.1 MWh soit 346 Wh/m².

La Figure 4-4 montre l'impact de la stratégie « HP/HC MOD » en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires pour l'année 2017 à l'échelle du chauffage uniquement. Les résultats sont toujours identiques en absolu. Néanmoins, **l'impact relatif de la flexibilité sur les plages RG-PT, BC-PT et VE-ENR est plus marqué avec environ 50 % d'énergie de chauffage consommée en moins sur l'année dans les plages de pointe et 290 % d'énergie de chauffage consommée en plus sur l'année dans les plages ENR.**

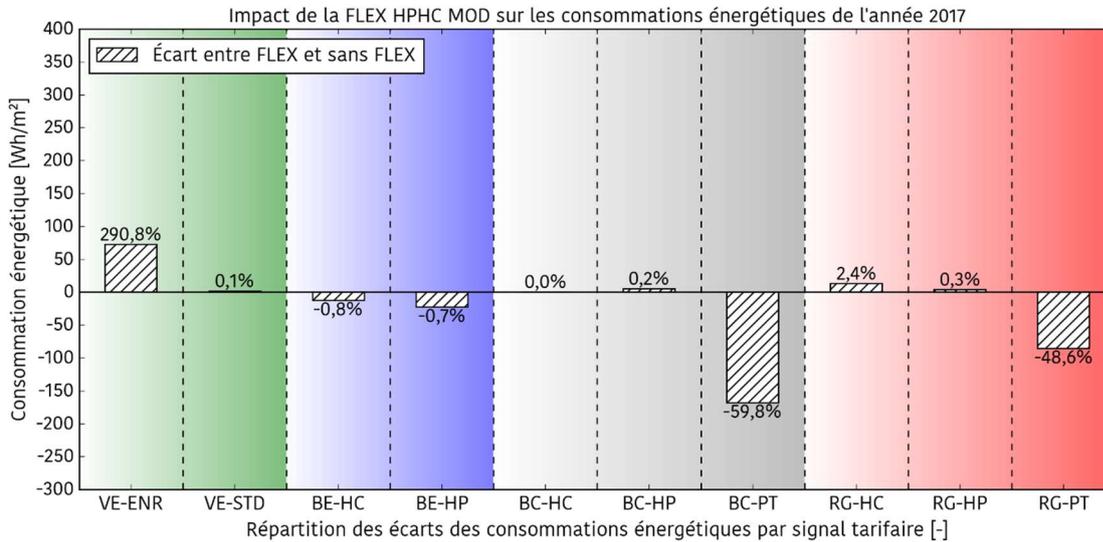


Figure 4-4 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement¹⁰

¹⁰ Consommation annuelle chauffage de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 0.1 MWh soit 25 Wh/m² ; VE-STD, 5.8 MWh soit 1715 Wh/m² ; BE-HC, 5.3 MWh soit 1586 Wh/m² ; BE-HP, 11.1 MWh soit 3328 Wh/m² ; BC-HC, 2.9 MWh soit 879 Wh/m² ; BC-HP, 7.7 MWh soit 2288 Wh/m² ; BC-PT, 0.9 MWh soit 281 Wh/m² ; RG-HC, 1.8 MWh soit 553 Wh/m² ; RG-HP, 4.7 MWh soit 1409 Wh/m² ; RG-PT, 0.6 MWh soit 176 Wh/m².

La Figure 4-5 illustre l'impact au travers des indicateurs de puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur les deux années climatiques 2012 et 2017, des trois stratégies de flexibilité, HEBDO, HP/HC et HP/HC-R (cf. la Partie 2.2 pour la définition de ces stratégies), avec un type de pilotage modulé (MOD, cf. la Partie 2.2). **Les diverses flexibilités n'engendrent pas de grande différence en termes de puissances maximales évitée et supplémentaire et ne présentent pas non plus de modifications significatives de la pointe électrique annuelle du bâtiment** (l'écrêtage de la puissance tous usages maximale annuelle, la pointe, est d'environ 2 %).

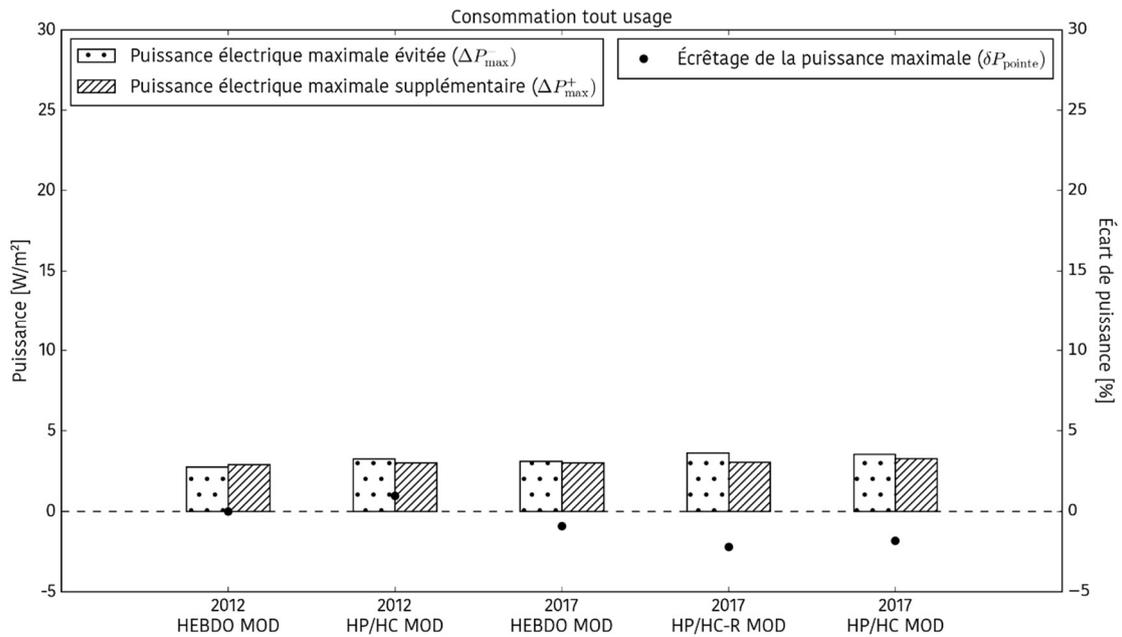


Figure 4-5 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages¹¹

¹¹ Puissance tous usages maximale annuelle en 2012, dans la situation de référence sans flexibilité, 20.0 W/m² soit 66.8 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, 20.6 W/m² soit 68.9 kW.

Les Figures 4-6 et 4-7 représentent les distributions sur l'année 2017 des puissances de chauffage évitées et supplémentaires dans le cadre de la stratégie « HP/HC MOD » - stratégie et année sélectionnées par l'équipe d'EDF R&D comme base à l'étude des variantes étant donné que les quantités d'énergie déplacés avec cette stratégie pour cette année-là sont les plus élevées parmi les résultats présentés ci-dessus. La Figure 4-8 représente la distribution sur l'année 2017 des puissances de chauffage appelées dans le cadre de la situation de référence sans flexibilité. **Les puissances de chauffage déplacées au cours de l'année sont assez faibles par rapport aux puissances de chauffage appelées.**

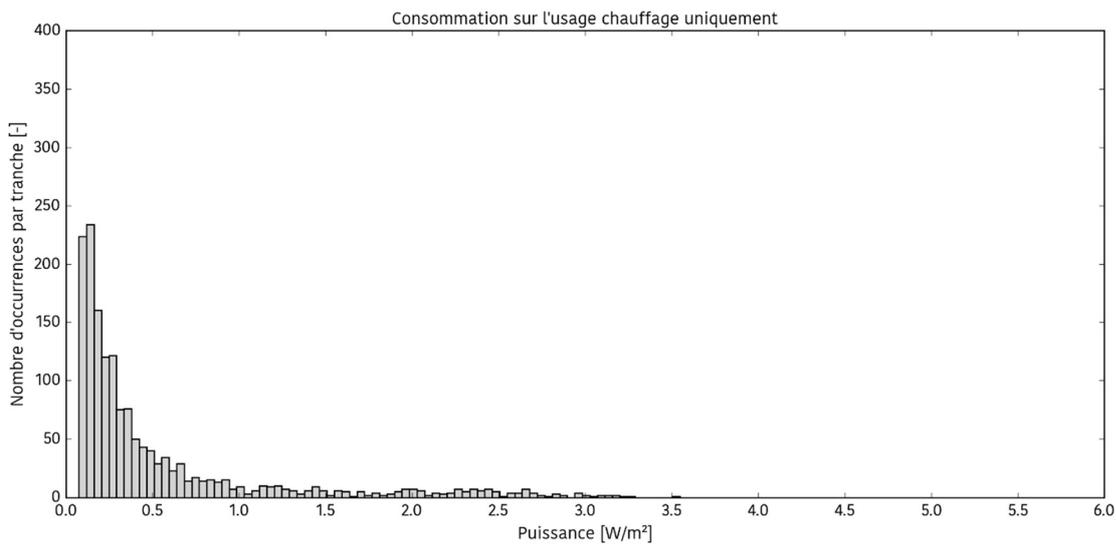


Figure 4-6 – Projet no. 1 – configuration de base : distribution des puissances évitées pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement

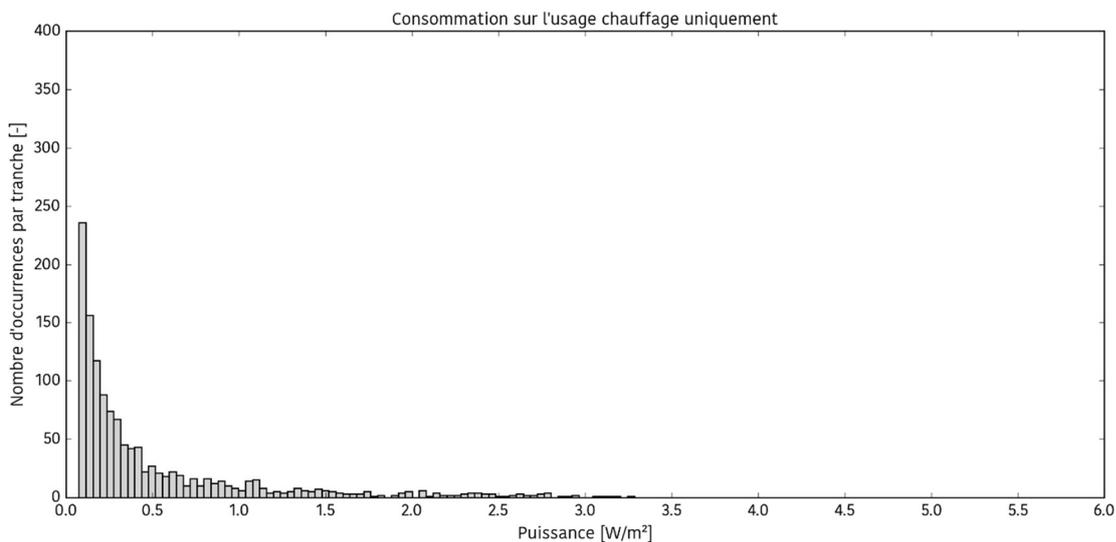


Figure 4-7 – Projet no. 1 – configuration de base : distribution des puissances supplémentaires pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement

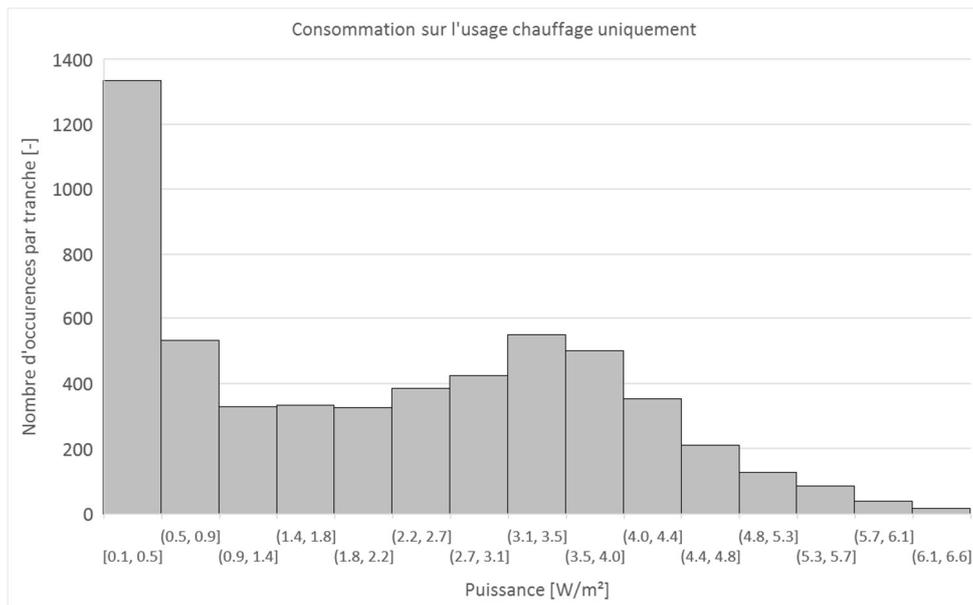


Figure 4-8 – Projet no. 1 – configuration de base : distribution des puissances appelées pour l'année 2017 dans la situation de référence sans flexibilité à l'échelle du chauffage uniquement¹²

¹² Puissance max de chauffage pour l'année 2017 pour la situation de référence : 6.6 W/m² soit 22.0 kW.

La Figure 4-9 présente les puissances horaires moyennes et médianes de chauffage appelées sur une journée, durant l'année 2017, pour la situation de référence sans flexibilité et pour la stratégie « HP/HC MOD ». Les signes « + » symbolisent une augmentation de la puissance moyenne et de la puissance médiane du scénario « HP/HC MOD » par rapport aux puissances du scénario de référence alors que les signes « - » représentent une diminution. Une absence de signe signifie qu'il n'y a pas de tendance claire ou identique entre la moyenne et la médiane. **Les puissances de chauffage les plus importantes se retrouvent principalement entre 5 h et 9 h**, soit les premières heures de chauffage à la consigne de confort des journées en semaine (cf. Partie 3.1, les relances du chauffage à la consigne de confort, 21 °C, sont supposées avoir lieu tous les jours de la semaine à 5 h du matin).

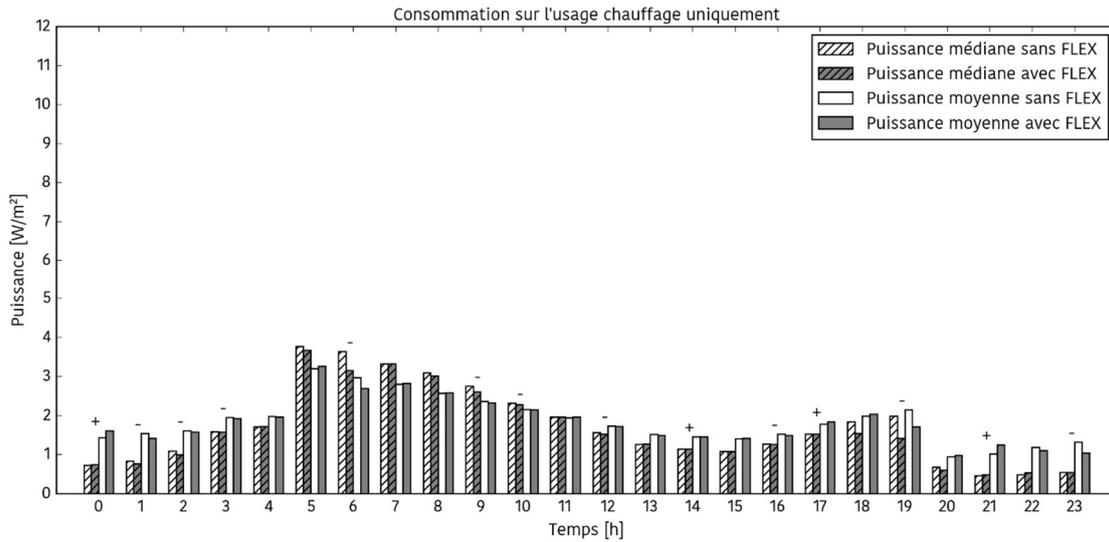


Figure 4-9 – Projet no. 1 – configuration de base : puissances horaires moyennes et médianes sur 24 h en 2017 dans la situation de référence et pour la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle du chauffage uniquement

La répartition pour l'année 2017 des signaux tarifaires sur 24 h, illustrée par la Figure 4-10, permet d'expliquer pour une bonne partie la relative faiblesse des puissances de chauffage déplacées. Comme montré, juste avant, **les puissances de chauffage appelées les plus élevées apparaissent entre 5 h et 9 h, sur des heures où les signaux tarifaires ne traduisent pas une tension particulière sur le réseau électrique (très peu d'heures de pointe, RG-PT et BC-PT) et n'amenant donc que peu d'événements de flexibilité ou des flexibilités modérées** (notamment modulation de ± 1 °C par rapport à la consigne de référence sur les jours BC et RG liée au passage d'heure creuse à heure pleine entre 5 h et 6 h). **Les signaux tarifaires traduisant une tension importante sur le réseau électrique sont le plus fréquemment entre 18 h et 20 h** (un nombre significatif d'heures de pointe, RG-PT et BC-PT, sur ces heures). Cependant, cette plage horaire ne correspond pas aux puissances de chauffage appelées les plus élevées pour le projet no. 1. A noter notamment qu'à 20 h, le chauffage est supposé dans la situation de référence sans flexibilité réglée sur la consigne de réduit (18 °C), 19h étant la dernière heure d'occupation du bâtiment les jours de semaine.

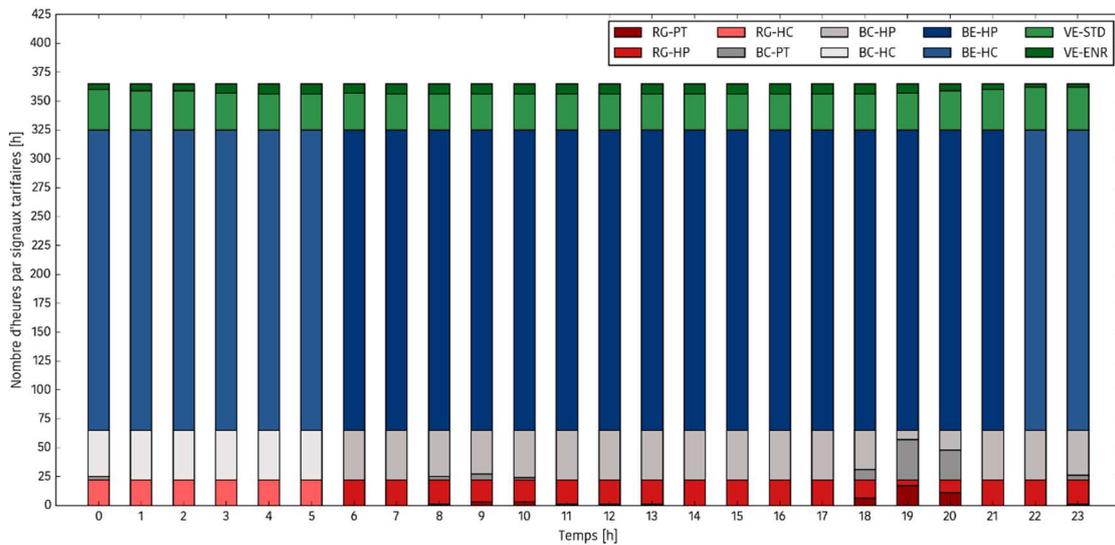


Figure 4-10 – Projet no. 1 : répartition des signaux tarifaires sur 24 h pour l'année 2017

La Figure 4-11 présente les jours de l'année 2017 lors desquels interviennent les ΔP_{max}^- , ΔP_{max}^+ , δP_{pointe} au périmètre tous usages pour la stratégie « HP/HC MOD ». Les parties hachurées mettent en avant l'heure exacte associée à l'indicateur.

La puissance évitée maximale est de 3.5 W/m² ce qui représente 11.9 kW et des baisses d'environ 35 % et 70 % respectivement de la puissance tous usages appelée et de la puissance chauffage appelée. Cet événement a lieu à 18 h, un vendredi, durant un signal tarifaire BC-PT. Il correspond via l'abaissement de consigne de 2 °C mis en œuvre sur l'heure en question à un effacement provoqué et souhaitable étant à un moment de tension sur le réseau.

La puissance supplémentaire maximale est de 3.3 W/m² ce qui représente 11 kW et une multiplication par 2.3 et 3.7 respectivement de la puissance tous usages appelée et de la puissance chauffage appelée. Cet événement a lieu à 20 h, un jeudi, durant un signal tarifaire RG-HP. Il correspond, via la hausse de consigne de 2 °C mis en œuvre sur l'heure en question pour effectuer un rattrapage de confort après l'événement d'effacement sur les deux heures d'avant, à une relance trop marquée du chauffage (ce que cherche à éviter la stratégie « HP/HC-R »). Par ailleurs, le bâtiment étant inoccupée à 20h, cette relance marquée ne présente en plus aucun bénéfice en termes de confort des occupants.

L'écrtage de la puissance tous usages de pointe est lui de -1,8 %, soit un abaissement extrêmement faible de 0.4 W/m² ce qui représente environ 1 kW. Cet événement a lieu à 07 h, un mercredi, durant un signal tarifaire BC-HP lors d'aucun événement de flexibilité mais juste après 2 h d'événements de flexibilité (soit sur 5 h et 6 h). Cette très faible baisse de la pointe semble ainsi en partie découler de ces 2 h d'événements de flexibilité juste avant. Toutefois cette pointe annuelle apparaissant lors d'aucun horaire de tension spécifique sur le réseau, il est ici une nouvelle fois souligné la non-synchronisation temporelle des plus fortes puissances appelées par le bâtiment avec les moments de plus fortes tensions sur le réseau (horaires RG-PT et BC-PT).

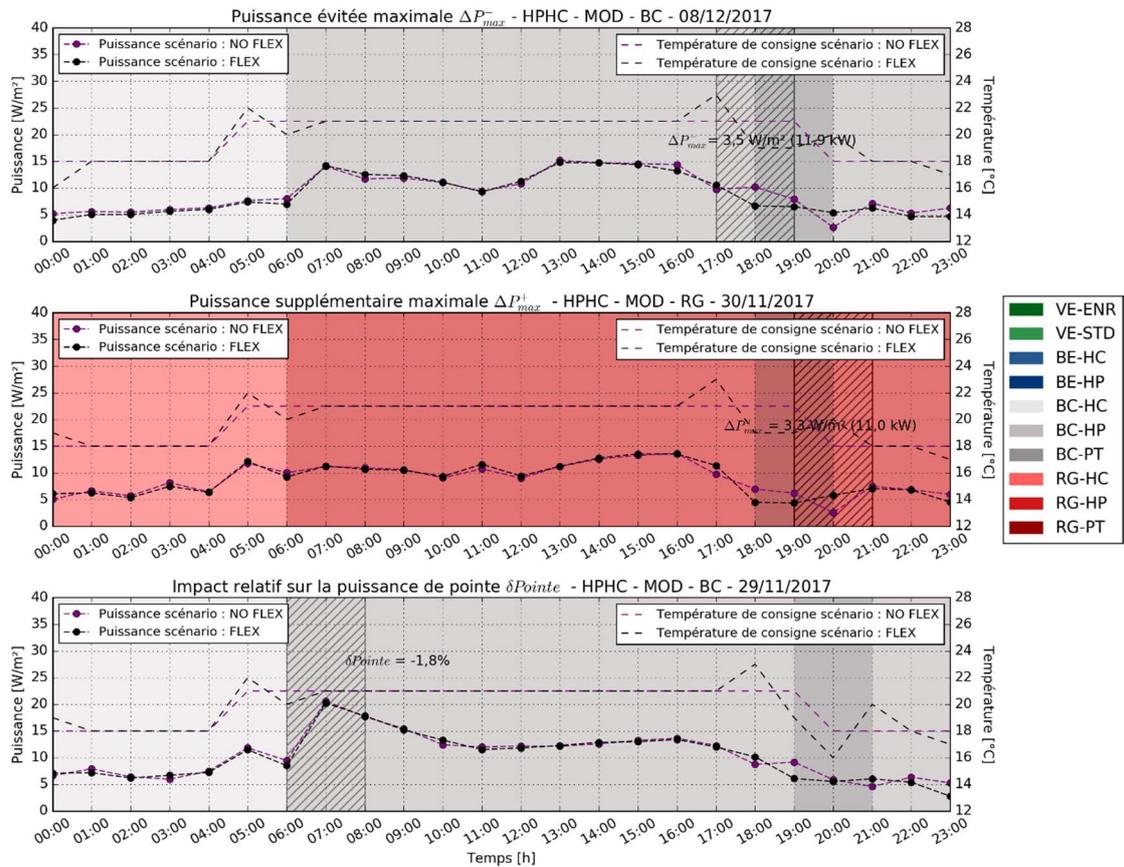


Figure 4-11 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance pour la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages

En complément d'étude, la Figure 4-12 présente le profil des puissances tous usages appelées par la stratégie « HP/HC MOD » lors du jour de puissance maximale appelée sur le réseau électrique français pour l'année 2017. L'évènement a eu lieu le vendredi 20 janvier 2017 à 08 h et correspond à un signal tarifaire RG-PT. Le scénario « HP/HC MOD » permet sur cet horaire de réduire la puissance appelée de 1.7 W/m², ce qui représente 5.7 kW et une diminution de 12 % de la puissance tous usages appelée (environ 30 % de la puissance de chauffage appelée) et donc une certaine contribution pour passer ce moment de pointe annuelle sur le réseau.

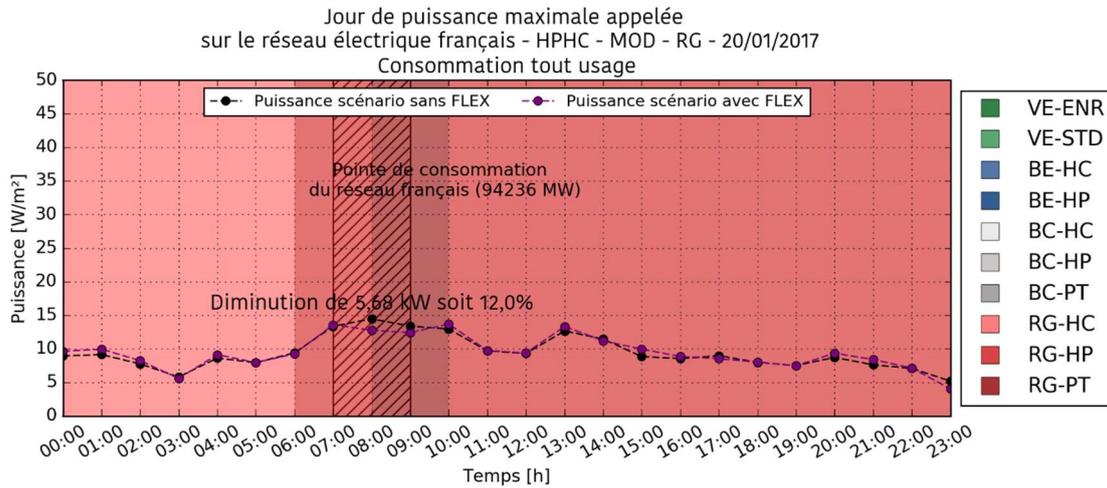


Figure 4-12 – Projet no. 1 – configuration de base : visualisation du jour de 2017 de puissance maximale appelée sur le réseau électrique pour la stratégie « HP/HC MOD » à l'échelle tous usages

4.1.2 IMPACTS FINANCIERS

La Figure 4-13 illustre l'impact en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs), sur les deux années climatiques 2012 et 2017, des trois stratégies de flexibilité, HEBDO, HP/HC et HP/HC-R (cf. la Partie 2.2 pour la définition de ces stratégies), avec un type de pilotage modulé (MOD, cf. la Partie 2.2). Ainsi à l'instar de ce qu'il a pu être observé sur les indicateurs énergétiques sur la Figure 4-1, **s'il existe des gains financiers pour l'ensemble des stratégies étudiées, ceux-ci restent faibles (moins de 1 %). Les stratégies « HP/HC MOD » et « HP/HC-R MOD » en engendrant les quantités d'énergie déplacées et les économies d'énergie les plus conséquentes présentent les gains les plus importants** (respectivement 0.053 €/m² soit 179 € et 0.063 €/m² soit 212 €).

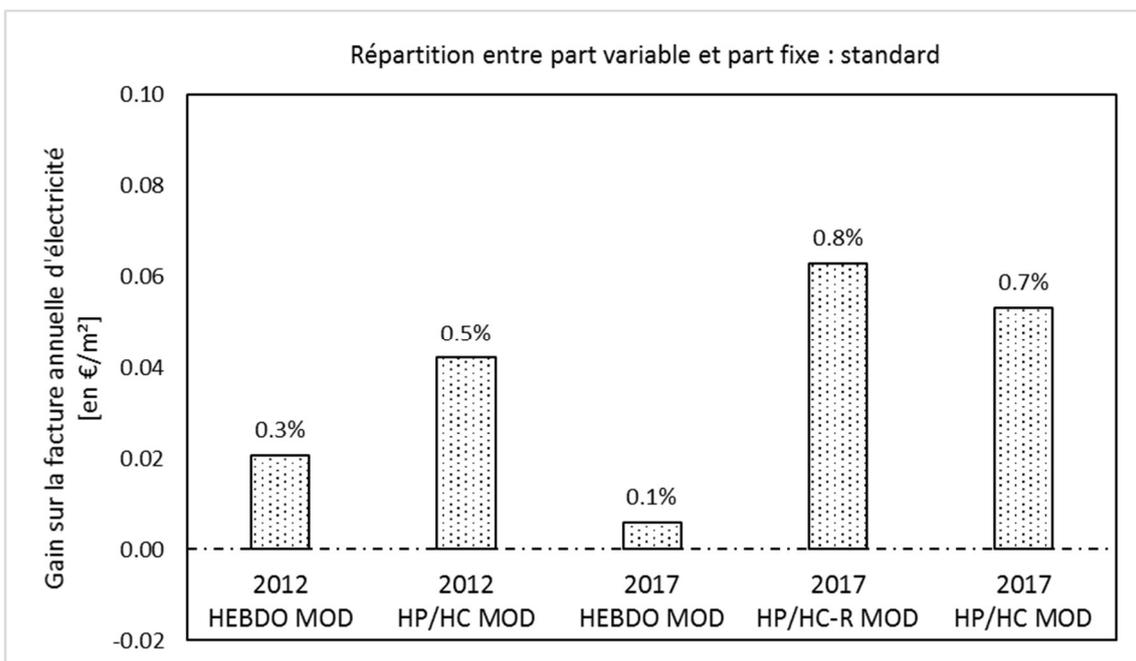


Figure 4-13 – Projet no. 1 – configuration de base : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité¹³

¹³ Facture annuelle de référence pour 2012, 27475 €ttc soit 8.2 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, 26892 €ttc soit 8.0 €/m².

La Figure 4-14 montre l'impact de la modification de la répartition de la rémunération entre part variable et part fixe (cf. la Partie 2.4.3) sur les gains financiers sur la facture d'électricité 2017 de la stratégie « HP/HC MOD » – stratégie et année sélectionnées par l'équipe d'EDF R&D comme base à l'étude des variantes. **Dans le cadre de cette stratégie, plus la rémunération de la part fixe devient importante** (à 20/80, la rémunération se fait à 20 % sur la part variable et à 80 % sur la part fixe, ce qui est l'inverse de la répartition standard proche de 80/20), **plus les gains financiers sur la facture augmentent, tout en restant relativement faibles** (toujours en-dessous de 1 %). En effet, si les gains sur la part variable de la facture baissent avec la diminution de la part variable dans la rémunération, ceux sur la part fixe connaissent une augmentation plus conséquente. Ces gains sur la part fixe sont directement liés au fait que la stratégie « HP/HC MOD » permet de diminuer une partie des puissances retenues notamment sur la plage tarifaire RG-PT où le coût du kW est le plus élevé (cf. Tableau 4-1).

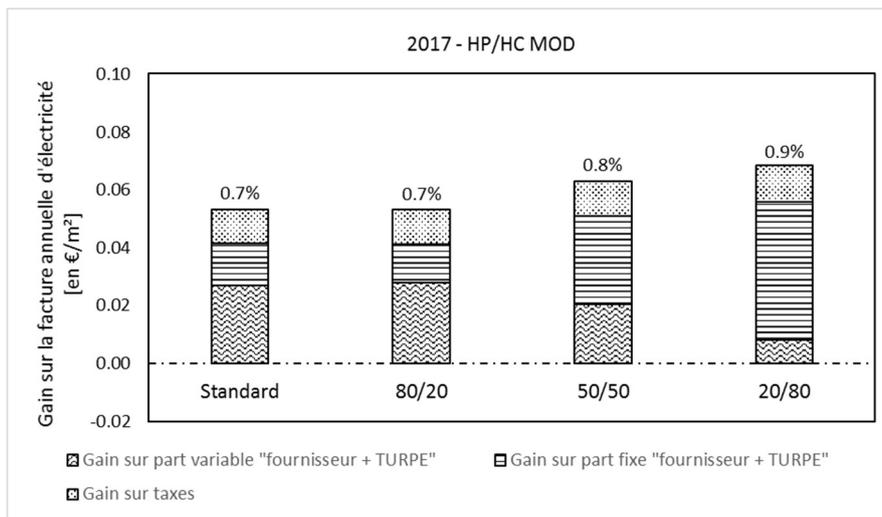


Figure 4-14 – Projet no. 1 – configuration de base : évolution en fonction de la répartition entre part variable et part fixe des gains sur la facture annuelle d'électricité 2017 pour la stratégie « HP/HC MOD »¹⁴

Tableau 4-1 – Projet no. 1 – configuration de base : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour les stratégies de référence et « HP/HC MOD »

2017	Puissance retenue en kW - Scénario référence no flex	Puissance retenue en kW - Scénario "HP/HC MOD"
RG-PT	43	40
RG-HP	45	45
RG-HC	45	45
BC-PT	45	45
BC-HP	46	46
BC-HC	46	46
BE-HP	46	46
BE-HC	46	46
VE-STD	47	46
VE-ENR	47	46

¹⁴ Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition standard, 26892 €ttc soit 8.0 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 80/20, 27076 €ttc soit 8.1 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 50/50, 26229 €ttc soit 7.8 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 20/80, 24894 €ttc soit 7.4 €/m².

Le Tableau 4-2 montre les valorisations financières sur les marchés en énergie (NEBEF et marché d'ajustement) et en capacité (mécanisme de capacité) de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 – stratégie et année sélectionnées par l'équipe d'EDF R&D comme base à l'étude des variantes. Pour rappel, ces valorisations sont données à titre purement indicatif puisqu'une réelle participation à ces différents mécanismes aurait amené des demandes de flexibilité différentes de celles étudiées. Par ailleurs, il est important de noter que le propriétaire du bâtiment de bureaux étudié devrait a priori nécessairement contractualiser avec un agrégateur d'effacement pour participer à ces différents marchés (puissance électrique du bâtiment trop faible pour participer seul) et qu'ainsi les rémunérations offertes par les marchés seraient à partager entre les deux.

Sur les marchés en énergie, **le mécanisme d'ajustement permet une rémunération environ 3.5 fois plus importante (0.081 €/m² soit 272 €) que celle sur le NEBEF (0.022 €/m² soit 72 €). Le mécanisme de capacité présente lui un niveau de rémunération assez faible (0.023 €/m² soit 78 €)** en étant plus proche de celui du NEBEF que du mécanisme d'ajustement alors que le calcul a été effectué sur la médiane des puissances effacées obtenues, sur les jours PP2 de l'année 2017, lors des abaissements de consigne dans le cadre du scénario de flexibilité étudié (2.3 W/m² soit 7,8 kW). La rémunération sur le mécanisme de capacité s'additionnant à celles sur les marchés en énergie, la rétribution totale maximale possible (mécanisme de capacité + mécanisme d'ajustement = 0.105 €/m² soit 350 €) pourrait être supérieure aux gains financiers obtenus sur le tarif dynamique étudié (0.053 €/m² soit 179 € en répartition part variable/part fixe standard). Cependant dans le cadre de la contractualisation entre l'agrégateur d'effacement et le propriétaire du bâtiment, en imaginant un hypothétique partage à 50/50 de la rémunération, la part revenant au propriétaire du bâtiment (0.052 €/m² soit 175 €) serait quasiment identique aux gains obtenables via le tarif dynamique.

Tableau 4-2 – Projet no. 1 – configuration de base : valorisations financières sur les marchés en énergie et en capacité pour la stratégie « HP/HC MOD » en 2017

scénario "HP/HC MOD" en 2017	
Mécanisme	Valorisation annuelle (en €/m ²)
NEBEF	0.02
Mécanisme d'ajustement	0.08
Mécanisme de capacité (sur la base d'un effacement garanti à hauteur de la valeur médiane des ΔP lors des abaissements de consigne les jours PP2)	0.02

4.1.3 VARIANTES

4.1.3.1 Variantes sur l'intensité d'usage du bâtiment

Dans le cadre du projet n°1, les variantes étudiées sur l'intensité d'usage du bâtiment ont consisté à supposer que celui-ci était respectivement occupé par seulement 50 % et 10 % des occupants prévus dans la configuration de base. Les consommations liées aux autres usages de l'électricité (informatique, etc.) et à l'éclairage ont également été réduits dans les mêmes proportions.

La Figure 4-15 illustre, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC MOD ». Avec la diminution du nombre d'occupants, des consommations d'éclairage et d'électricité spécifique et donc des apports internes, les consommations de chauffage augmentant (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité), les quantités d'énergie déplacée connaissent une très légère hausse, tout en restant très faibles notamment en relatif à ce périmètre tous usages.

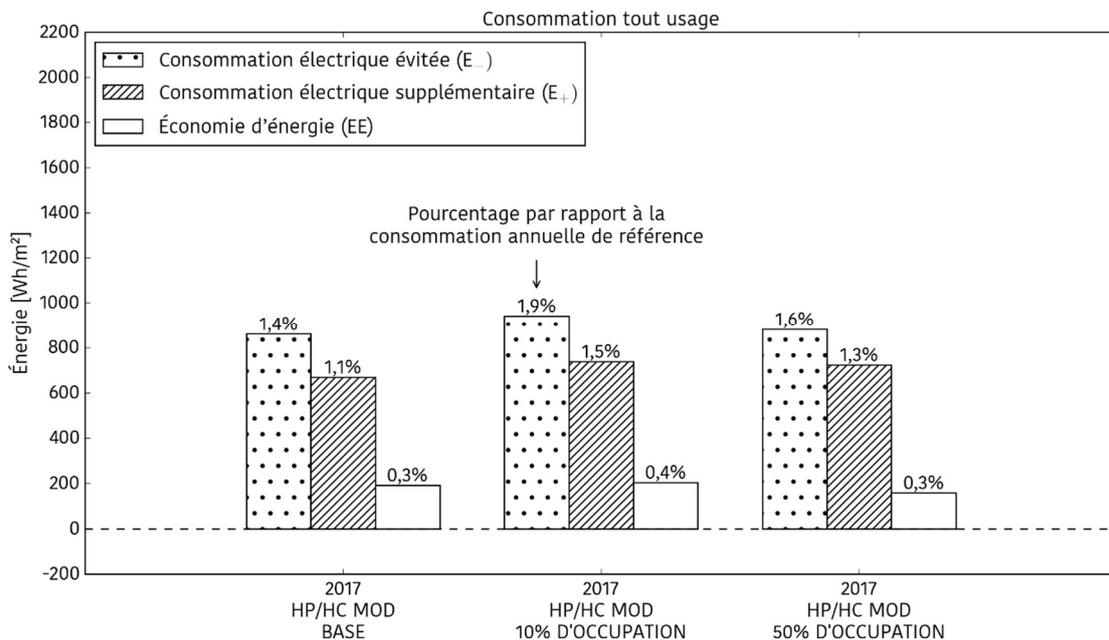


Figure 4-15 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 à l'échelle tous usages¹⁵

¹⁵ Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la configuration de base, 212.0 MWh soit 63380 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante avec 10 % des occupants, 168.4 MWh soit 50339 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante avec 50 % des occupants, 187.9 MWh soit 56166 Wh/m².

La Figure 4-16, présente, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact énergétique mais à l'échelle du chauffage uniquement, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC MOD ». Étant donné que le projet no. 1 utilise uniquement les équipements de chauffage pour la flexibilité, les résultats sont identiques en absolu à ceux de la figure précédente cependant, une différence peut être observée en relatif (i.e. ramenée à la consommation annuelle de chauffage de référence sans flexibilité). Les consommations annuelles de chauffage dans la situation de référence augmentant¹⁶ avec la diminution des apports internes liée à la baisse du nombre d'occupants, des consommations d'éclairage et d'électricité spécifique, les chiffres au seul périmètre chauffage sont en relatif en très légère baisse alors que les quantités d'énergie déplacée en absolu sont en très légère hausse.

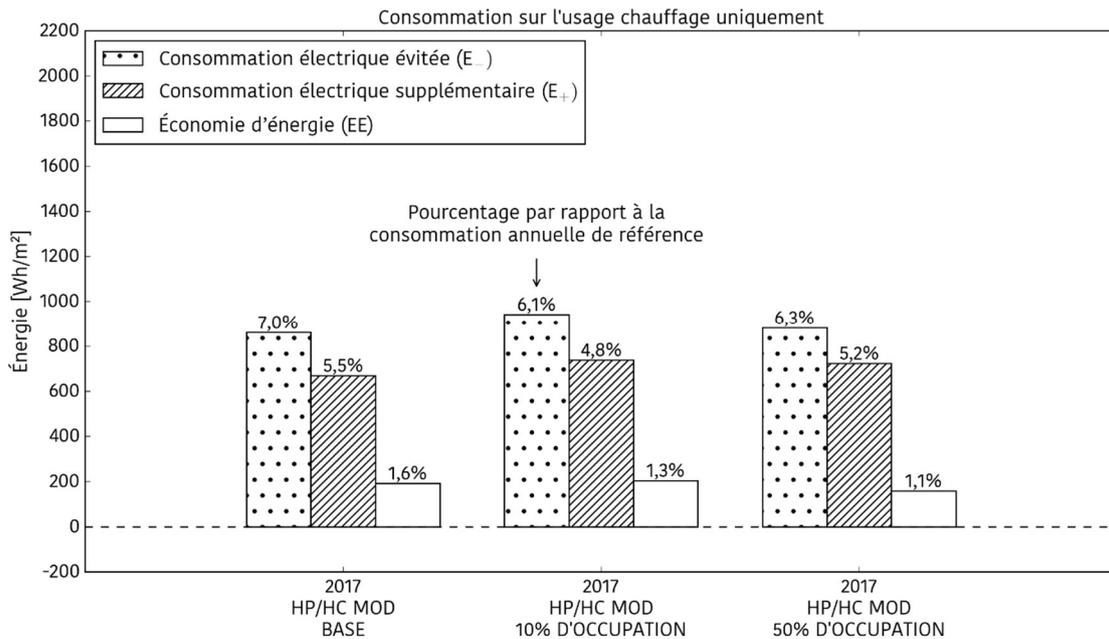


Figure 4-16 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 à l'échelle du chauffage uniquement

¹⁶ Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la configuration de base, 40.9 MWh soit 12239 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante avec 10 % des occupants, 51.2 MWh soit 15319 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante avec 50 % des occupants, 46.8 MWh soit 13982 Wh/m².

La Figure 4-17 illustre, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact en puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC MOD ». **La diminution du nombre d'occupants, des consommations d'éclairage et d'électricité spécifique n'amène que très peu de différence en termes de puissances maximales évitée et supplémentaire**¹⁷. Cependant, les écrêtages de la pointe électrique annuelle du bâtiment¹⁸ présentent eux des résultats un petit peu différents suivant les variantes, tout en restant dans des pourcentages assez faibles (en configuration de base, -1.8 % soit -0.4 W/m² représentant -1.3 kW ; variante avec 10 % des occupants, +0.3 % soit +0.05 W/m² représentant +0.1 kW ; variante avec 50 % des occupants, +7.0 % soit +1.3 W/m² représentant +4.2 kW). Les trois pointes ayant lieu le même jour à la même heure (le mercredi 29/11/2017 à 7h), lors d'aucun événement de flexibilité, ces différences semblent être l'impact de la variation des apports internes sur les puissances appelées les heures d'avant.

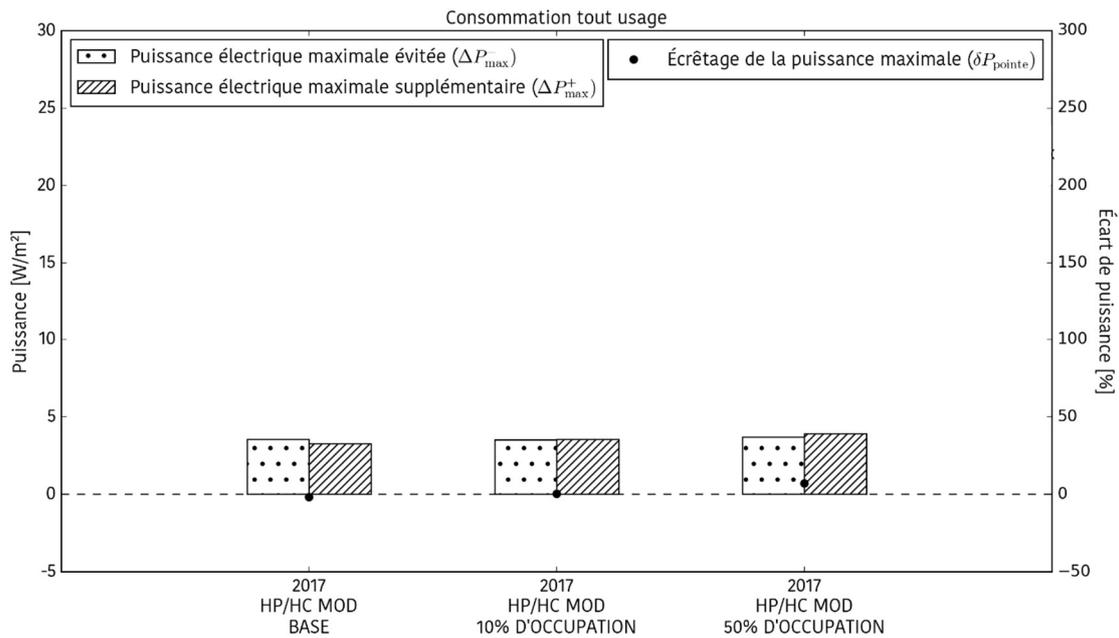


Figure 4-17 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs de puissance de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017 à l'échelle tous usages

¹⁷ Pour la configuration de base, $\Delta P_{max}^- = 3.5 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 3.3 \text{ W/m}^2$. Pour la variante avec 10 % des occupants, $\Delta P_{max}^- = 3.5 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 3.5 \text{ W/m}^2$. Pour la variante avec 50 % des occupants, $\Delta P_{max}^- = 3.7 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 3.9 \text{ W/m}^2$.

¹⁸ Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la configuration de base, 20.6 W/m² soit 68.9 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la variante avec 10 % des occupants, 16.9 W/m² soit 56.6 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la variante avec 50 % des occupants, 18.0 W/m² soit 60.0 kW.

La Figure 4-18 montre, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs), sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC MOD ». **Les gains financiers en absolu sur la facture annuelle d'électricité sont en baisse avec la diminution du nombre d'occupants.** Si à l'instar des économies d'énergie annuelles sensiblement identiques dans les trois variantes (cf. Figure 4-15), les gains sur la part variable de la facture restent du même ordre de grandeur en absolu quelle que soit la variation sur l'occupation, **ce sont les gains sur la part fixe et sur les taxes (notamment celles en lien avec la part fixe) qui diminuent.** En effet, les puissances tous usages maximales appelées déterminant les puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sont, entre le scénario « HP/HC MOD » et la situation de référence, en légère augmentation pour la variante avec 50 % d'occupation et en très faible baisse pour la variante avec 10 % d'occupation.

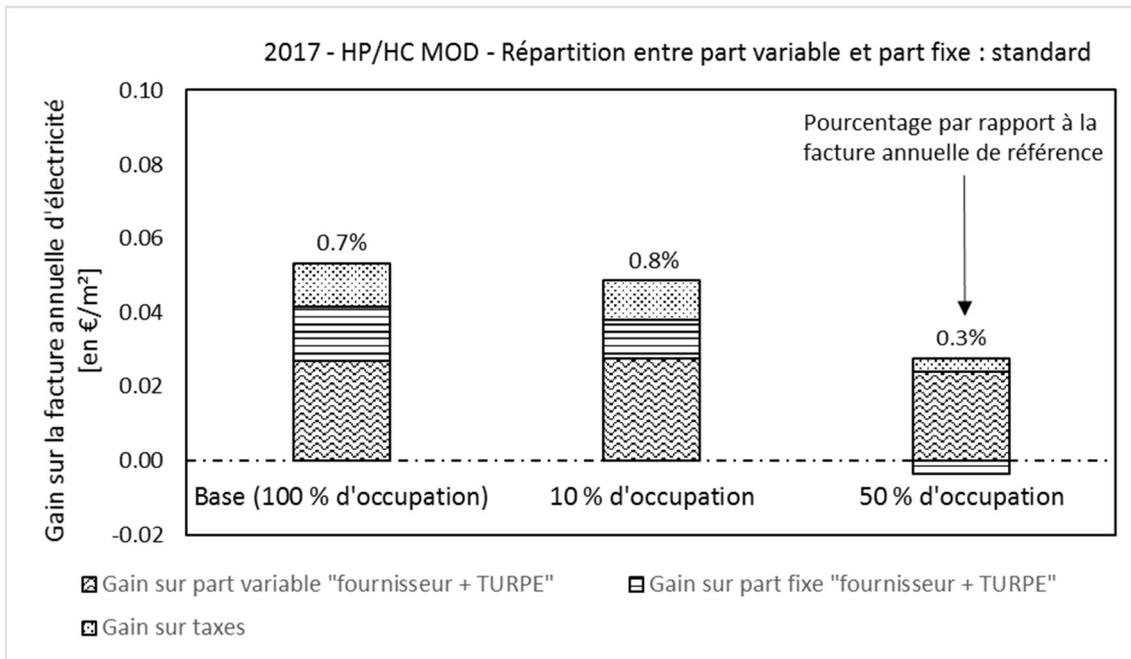


Figure 4-18 – Projet no. 1 – variantes sur l'occupation : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité de la stratégie « HP/HC MOD » en 2017¹⁹

¹⁹ Facture annuelle de référence en 2017 pour la configuration de base, 26892 €ttc soit 8.0 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante avec 10 % des occupants, 21271 €ttc soit 6.4 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante avec 50 % des occupants, 23741 €ttc soit 7.1 €/m².

4.1.3.2 Variantes avec du PV sans et avec stockage

Dans le cadre de ces variantes, il est intégré au projet n°1 une production locale d'électricité via du PV (850 m² de panneaux, 125 kWc), sans et avec stockage par batterie (56 kWh), avec possibilité d'autoconsommation. Il n'est regardé en termes de résultats dans ces variantes que les puissances, appelées par le bâtiment sur le réseau, résultantes de l'autoconsommation de la production PV. Ces variantes sont étudiées uniquement en situation de référence, i.e. sans stratégie de flexibilité.

La Figure 4-19 confronte au périmètre tous usages, pour l'année 2017, l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) de la stratégie « HP/HC MOD » avec ceux des variantes intégrant du PV sans et avec stockage. **Le rajout d'une production PV avec autoconsommation permet des niveaux d'économies d'énergie annuelles beaucoup plus élevés** (environ 130 fois supérieurs) que par la stratégie de flexibilité « HP/HC MOD ». De plus, nous pouvons noter que **la variante avec stockage engendre des économies d'énergies légèrement plus importantes que celle sans stockage.**

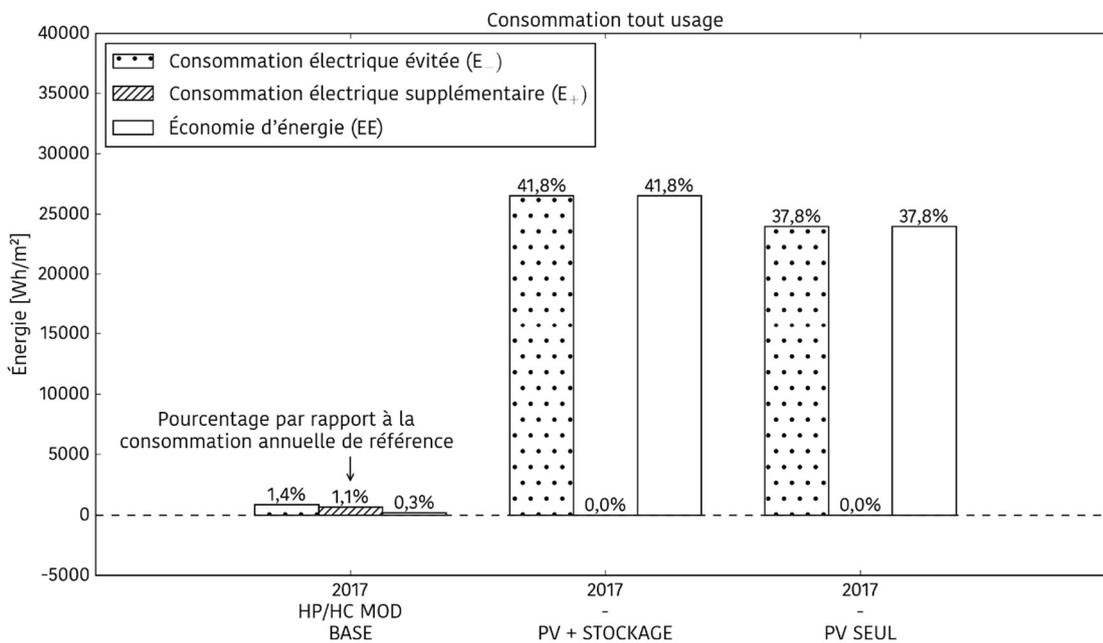


Figure 4-19 – Projet no. 1 – variantes avec du PV sans et avec stockage : impact au travers des indicateurs énergétiques en 2017 à l'échelle tous usages²⁰

²⁰ Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la configuration de base et pour les variantes PV sans et avec stockage, 212.0 MWh soit 63380 Wh/m².

La Figure 4-20 montre l'impact, au périmètre tous usages, pour l'année 2017, de la variante PV + stockage – la variante PV sans stockage fournit des résultats similaires – en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires. **Si des quantités importantes de consommations d'énergie sont évitées, celles-ci ne le sont pas lors des plages de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT), voire elles le sont en partie dans des plages de forte abondance d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (VE-ENR) où ce dernier aurait besoin au contraire que le bâtiment consomme plus d'énergie.** Ainsi la variante PV + stockage apporte une contribution moindre que la stratégie de flexibilité « HP/HC MOD » (cf. Figure 4-3) à la facilitation de l'équilibre entre la production et la consommation lors des moments de tension à la hausse ou à la baisse sur le réseau (l'objectif des stratégies de flexibilité).

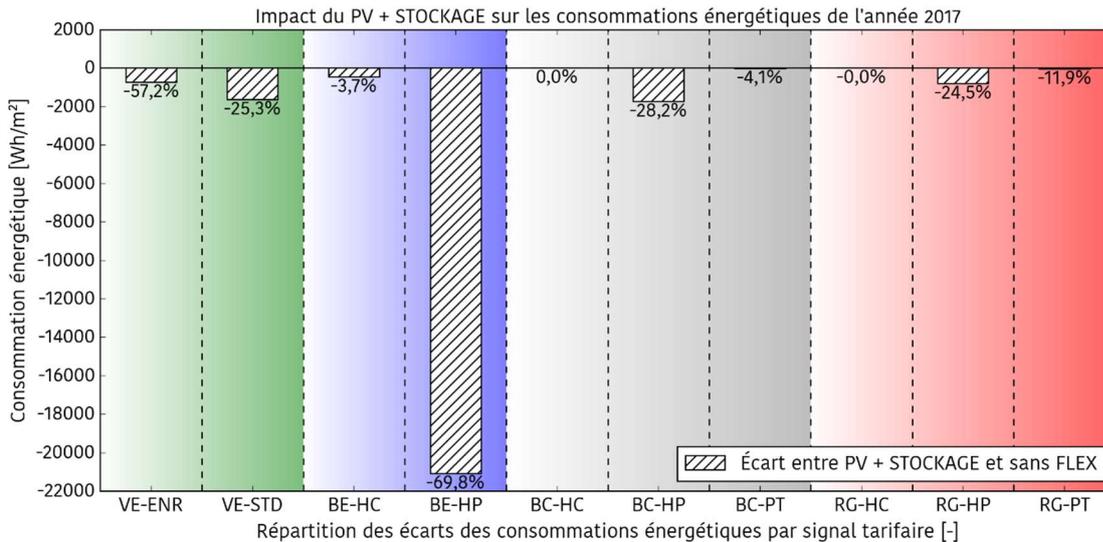


Figure 4-20 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017²¹

²¹ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 4.3 MWh soit 1282 Wh/m² ; VE-STD, 21.5 MWh soit 6418 Wh/m² ; BE-HC, 41.8 MWh soit 12480 Wh/m² ; BE-HP, 101.1 MWh soit 30222 Wh/m² ; BC-HC, 5.8 MWh soit 1743 Wh/m² ; BC-HP, 20.6 MWh soit 6160 Wh/m² ; BC-PT, 2.1 MWh soit 621 Wh/m² ; RG-HC, 2.9 MWh soit 879 Wh/m² ; RG-HP, 10.8 MWh soit 3227 Wh/m² ; RG-PT, 1.1 MWh soit 346 Wh/m².

La Figure 4-21 confronte au périmètre tous usages, pour l'année 2017, l'impact en puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) de la stratégie « HP/HC MOD » avec ceux des variantes intégrant du PV sans et avec stockage. **Ces variantes avec du PV en autoconsommation permettent l'atteinte de niveaux de puissance évitée maximale beaucoup plus importants (environ 4.5 fois supérieurs) que la stratégie de flexibilité « HP/HC MOD », et ceci sans engendrer aucune puissance supplémentaire.** Par contre, **l'intégration d'une production PV avec autoconsommation ne modifie pas la puissance maximale appelée par le bâtiment dans l'année.**

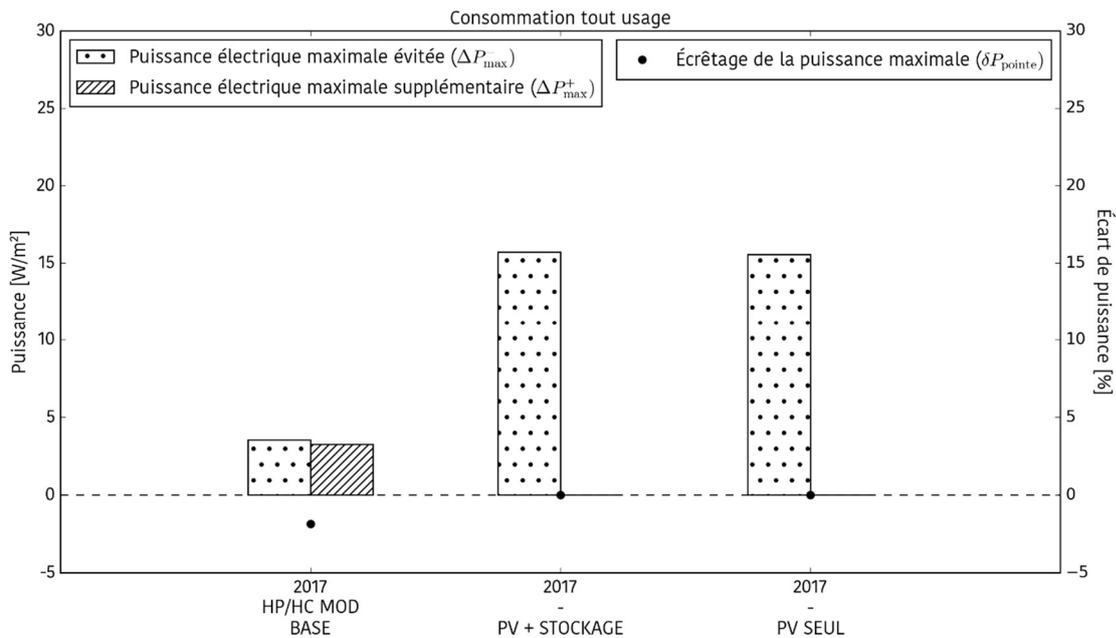


Figure 4-21 – Projet no. 1 – variantes avec du PV sans et avec stockage : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages

La Figure 4-22 présente les puissances horaires moyennes et médianes tous usages appelées sur une journée, durant l'année 2017 en situation sans flexibilité, pour la configuration de base et pour la variante PV + stockage – les résultats sont sensiblement identiques dans la variante PV sans stockage. Les signes « + » symbolisent une augmentation de la puissance moyenne et de la puissance médiane dans la variante PV + stockage par rapport aux puissances de la configuration de base alors que les signes « - » représentent une diminution. Une absence de signe signifie qu'il n'y a pas de tendance claire. Comme illustré dans la figure juste d'avant, l'intégration d'une production PV avec autoconsommation permet de fortement diminuer les puissances tous usages appelées notamment lors des heures où elles sont les plus importantes, i.e. lors des horaires d'occupation du bâtiment entre 07h et 19h dans le cadre du projet n°1.

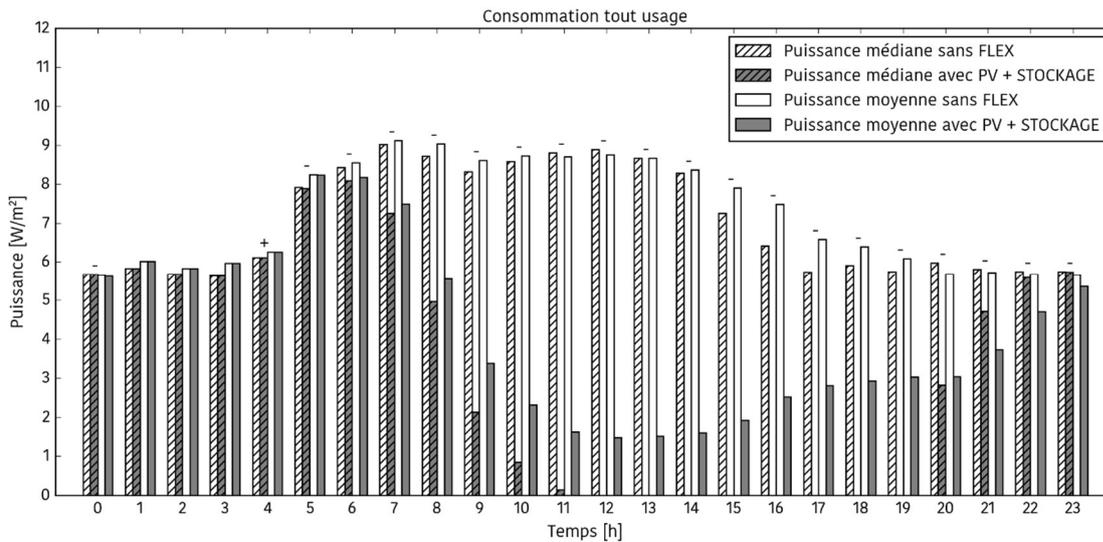


Figure 4-22 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : puissances horaires moyennes et médianes sur 24 h en 2017 à l'échelle tous usages

La Figure 4-23 présente les jours de l'année 2017 lors desquels interviennent les ΔP_{max}^- et δP_{pointe} au périmètre tous usages dans la variante PV + stockage – les résultats sont sensiblement identiques dans la variante PV sans stockage. Les parties hachurées mettent en avant l'heure exacte associée à l'indicateur.

La puissance évitée maximale est de 15.7 W/m² ce qui représente 52,5 kW et une baisse de 100 % de la puissance tous usages appelée. Cet événement d'effacement totalement de la consommation a lieu à 12 h, un jour de semaine correspondant à un jour bleu ne représentant donc aucune tension particulière du point du réseau. Il n'a ainsi aucune utilité particulière en termes d'aide au maintien de l'équilibre entre la production et la consommation sur le réseau. L'écrêtage de la puissance tous usages de pointe est lui de 0 % indiquant autoconsommation nulle lors de cet événement ayant lieu à 07 h, le mercredi 29/11 (aucune production PV encore disponible et a priori aucune quantité d'énergie disponible dans les batteries).

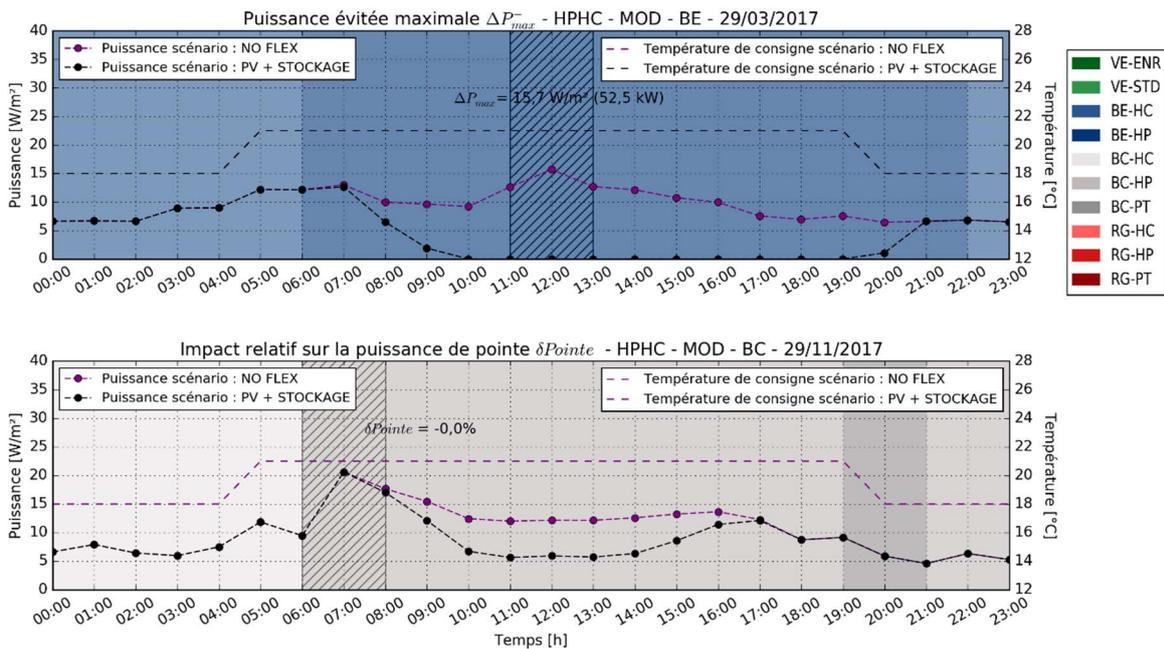


Figure 4-23 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance à l'échelle tous usages

La Figure 4-24 présente le profil des puissances tous usages appelées dans la variante PV + stockage - les résultats sont sensiblement identiques dans la variante PV sans stockage - lors du jour de puissance maximale appelée sur le réseau électrique français pour l'année 2017. L'évènement a eu lieu le vendredi 20 janvier 2017 à 08 h et correspond à un signal tarifaire RG-PT. La variante PV + stockage permet sur cet horaire de réduire la puissance appelée d'environ 1 W/m², ce qui représente 3,2 kW et une diminution de 7 % de la puissance tous usages appelée et donc là-aussi une contribution moindre pour passer ce moment de pointe annuelle sur le réseau que la stratégie de flexibilité « HP/HC MOD » (12 % de puissance tous usages effacée, cf. Figure 4-12)

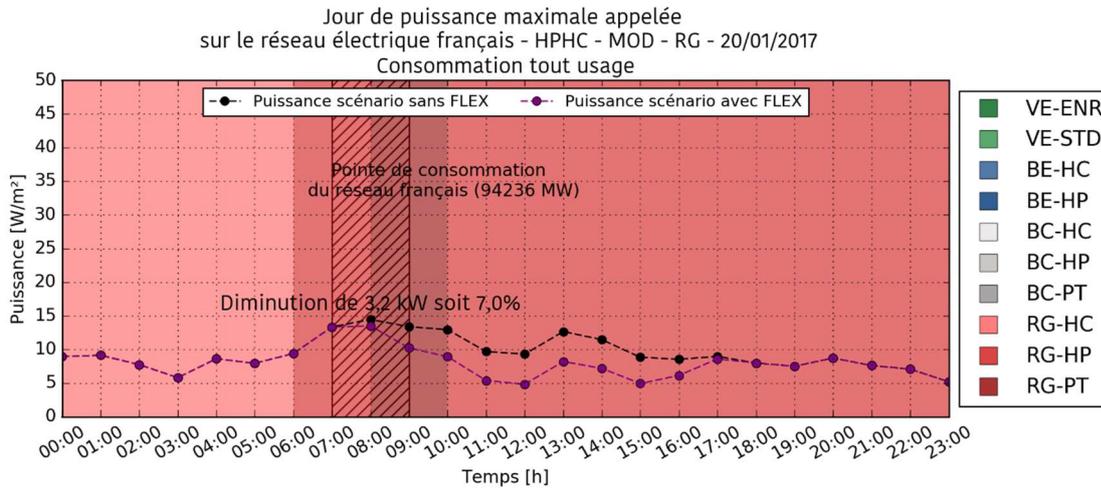


Figure 4-24 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : visualisation du jour de 2017 de puissance maximale appelée sur le réseau électrique à l'échelle tous usages (ici FLEX = PV + stockage)

La Figure 4-25 confronte l'impact, sur l'année 2017, en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs) de la stratégie « HP/HC MOD » avec ceux des variantes intégrant du PV sans et avec stockage. A l'instar des économies d'énergie annuelles (cf. Figure 4-19), **les gains financiers sur la facture annuelle d'électricité sont beaucoup plus importants (environ 50 fois supérieurs) dans les variantes intégrant du PV sans et avec stockage que dans la stratégie de flexibilité.** Toutefois, nous pouvons noter que là où les économies d'énergies des variantes PV étaient environ 130 fois supérieures à celles de la stratégie de flexibilité, les gains sur la facture ne sont plus qu'environ 50 fois supérieurs, en raison notamment du fait que l'énergie autoconsommée l'est principalement dans des plages horaires aux coûts du kWh non les plus élevés (e.g. BE-HP, cf. Figure 4-20).

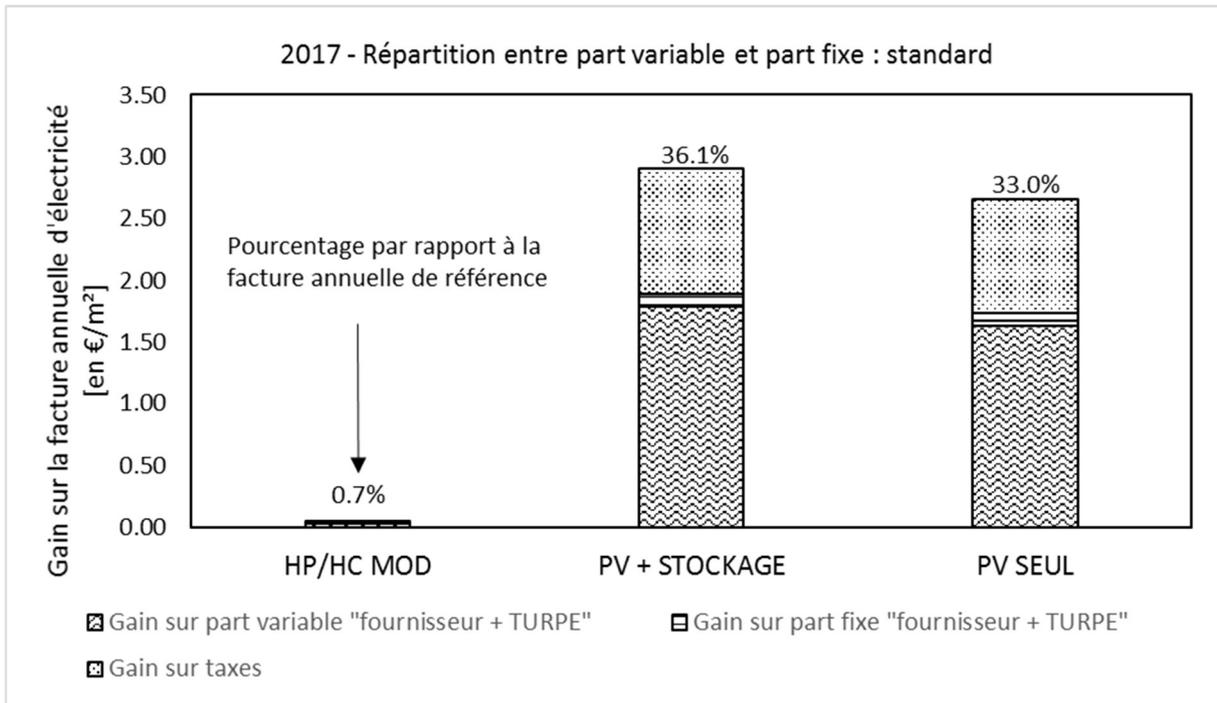


Figure 4-25 – Projet no. 1 – variantes avec du PV sans et avec stockage : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité en 2017²²

²² Facture annuelle de référence en 2017 pour la configuration de base et pour les variantes PV sans et avec stockage, 26892 €ttc soit 8.0 €/m².

La Figure 4-26 montre l'impact de la modification de la répartition de la rémunération entre part variable et part fixe (cf. la Partie 2.4.3) sur les gains financiers sur la facture d'électricité 2017 pour la variante PV+ stockage – les résultats sont sensiblement identiques dans la variante PV sans stockage. **Dans le cadre de cette variante, plus la rémunération de la part fixe devient importante** (à 20/80, la rémunération se fait à 20 % sur la part variable et à 80 % sur la part fixe, ce qui est l'inverse de la répartition standard proche de 80/20), **plus les gains financiers sur la facture diminuent, tout en restant relativement élevés (toujours au-dessus de 20 %)**. En effet, si les gains sur la part fixe de la facture augmentent avec la hausse de la part fixe dans la rémunération, ceux sur la part variable connaissent une baisse plus conséquente.

Pour rappel, ces changements de tarification avec augmentation de la rémunération sur la part fixe pourraient être amenés principalement par l'augmentation de l'autoconsommation de production locale d'électricité d'origine renouvelable. Dans le cadre de l'étude de sensibilité effectuée ici sur la répartition de la rémunération entre part fixe et part variable, dans les répartitions 50/50 et 20/80, la facture d'électricité de la variante PV sans stockage serait en augmentation de respectivement 9 % et 14 % par rapport à la facture avec la répartition standard.

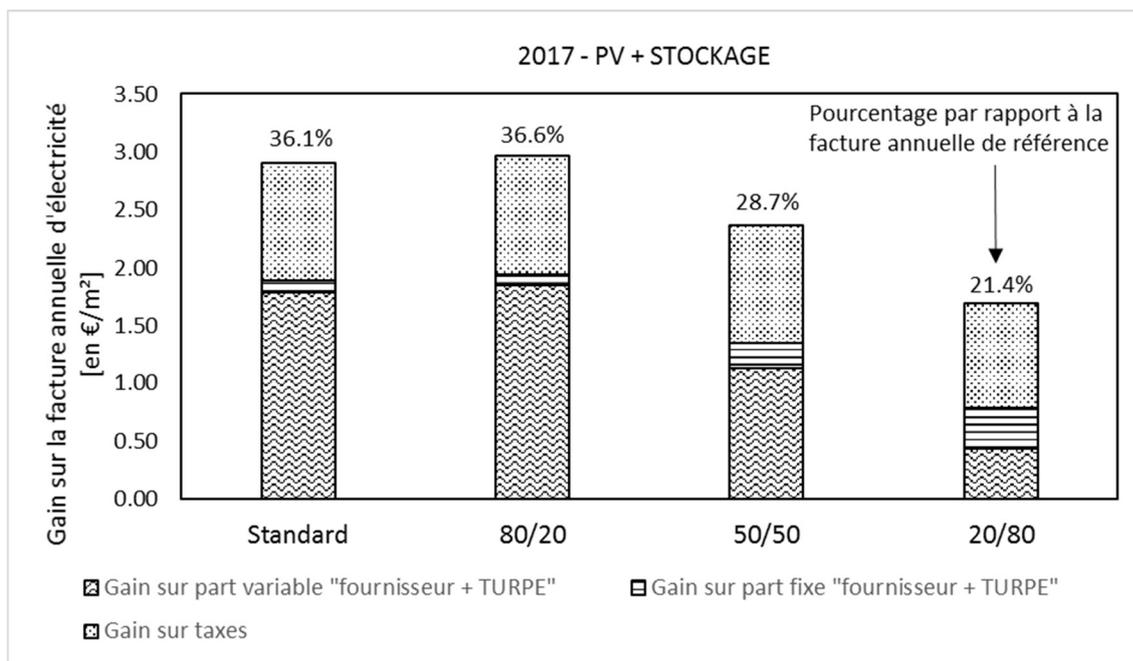


Figure 4-26 – Projet no. 1 – variante avec PV + stockage : évolution en fonction de la répartition entre part variable et part fixe des gains sur la facture annuelle d'électricité 2017²³

²³ Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition standard, 26892 €ttc soit 8.0 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 80/20, 27076 €ttc soit 8.1 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 50/50, 26229 €ttc soit 7.8 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 20/80, 24894 €ttc soit 7.4 €/m².

4.2 RESULTATS DU PROJET NO. 2

Cette partie présente les résultats obtenus sur le projet no. 2 (bâtiment de bureaux et d'enseignement de 3740 m² SHON_{RT} situé à La Rochelle, zone climatique H2b) aux périmètres tous usages et chauffage uniquement, ce dernier étant le seul usage faisant l'objet de flexibilités dans les simulations réalisées. Les résultats sont présentés au travers trois parties : (i) impacts en énergie et puissance pour les cas de base, (ii) impacts financiers pour les cas de base et (iii) résultats sur les variantes étudiées. Les consommations et puissances indiquées dans les différentes parties sont uniquement des consommations d'électricité et des puissances électriques, ce bâtiment ne consommant que de l'électricité, cela ne sera pas réindiqué à chaque fois.

4.2.1 IMPACTS EN ENERGIE ET PUISSANCE POUR LES CAS DE BASE

La Figure 4-27 illustre l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur les deux années climatiques 2012 et 2017, des deux stratégies de flexibilité, HEBDO et HP/HC-R (cf. la Partie 2.2 pour la définition de ces stratégies), avec un type de pilotage modulé (MOD, cf. la Partie 2.2). La première observation qui peut être faite est que **pour chacune des stratégies étudiées des quantités d'énergie ont bien été déplacées par rapport à la situation de référence sans flexibilité toutefois celles-ci restant très faibles** notamment en relatif à ce périmètre tous usages (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité ; maximum de 2.3 % de consommation tous usages évitée en 2017 pour la stratégie « HP/HC-R MOD » soit 449 Wh/m² représentant 1.7 MWh). Pour toutes les stratégies et sur les deux années, **les bilans annuels des quantités d'énergie déplacée amènent à des économies d'énergie ou des surconsommations extrêmement faibles** notamment en relatif à ce périmètre tous usages (maximum de 0.4 % de surconsommation annuelle en 2017 pour la stratégie « HEBDO MOD » soit 78 Wh/m² représentant 292 kWh). Notons que la surconsommation annuelle amenée par la stratégie « HEBDO MOD » en 2017 s'explique par le fait que cette stratégie de flexibilité se traduit en 2017 par 240 h de consigne de chauffage à la hausse, lors de jours verts où la surconsommation est recherchée, contre 96 h de consigne de chauffage à la baisse. Enfin nous pouvons observer que **la stratégie « HP/HC-R MOD » permet en engendrant des déplacements de consommation d'une heure sur l'autre permettent, sur 2012 comme sur 2017, de déplacer un peu plus d'énergie que la stratégie « HEBDO »** qui vise un déplacement de consommation d'un jour sur l'autre, les événements de flexibilité étant beaucoup moins nombreux sur une année en « HEBDO » qu'en « HP/HC-R » (e.g. en 2017, sur la saison de chauffage du 01/10 au 30/04 pour ce projet, 384 heures avec un événement de flexibilité dans la stratégie « HEBDO » vs 475 heures avec un événement de flexibilité dans la stratégie « HP/HC-R »).

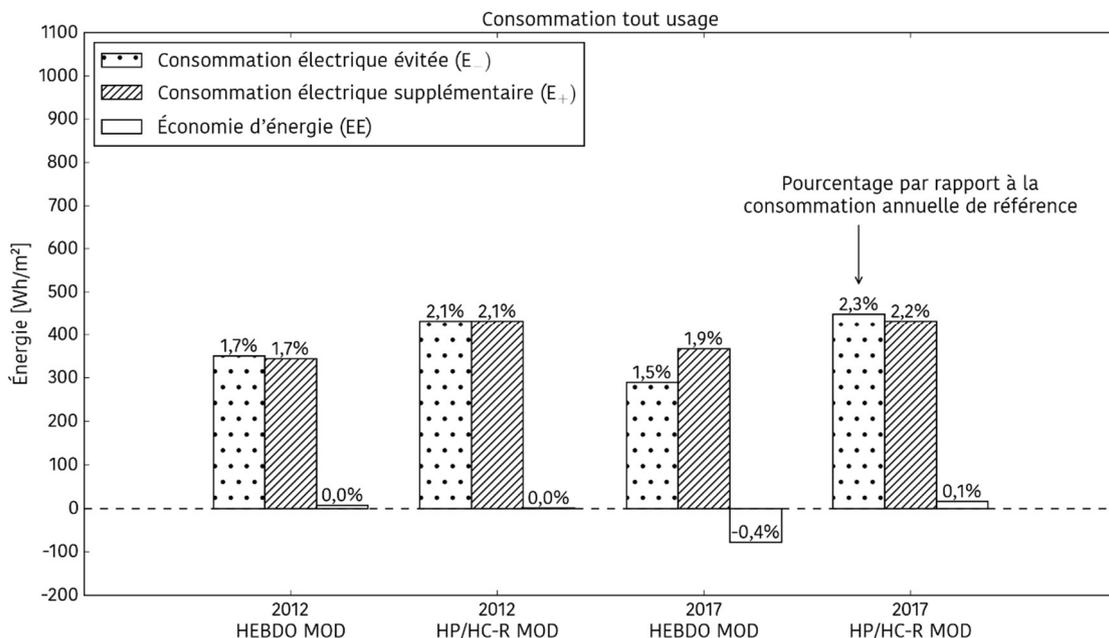


Figure 4-27 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle tous usages²⁴

²⁴ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2012, 75.9 MWh soit 20305 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017, 73.3 MWh soit 19603 Wh/m².

Figure 4-28 présente les mêmes indicateurs énergétiques que pour la figure précédente mais à l'échelle du chauffage uniquement. Étant donné que le projet no. 2 utilise uniquement les équipements de chauffage pour la flexibilité, les résultats sont identiques en absolu ; cependant, une différence peut être observée en relatif (i.e. ramenée à la consommation annuelle de chauffage de référence sans flexibilité). Pour la stratégie « HP/HC-R MOD » engendrant les quantités d'énergie déplacée les plus importantes, ces dernières dépassent à peine 5 % de la consommation annuelle de chauffage de référence et les économies d'énergie obtenues sont de moins de 1 %.

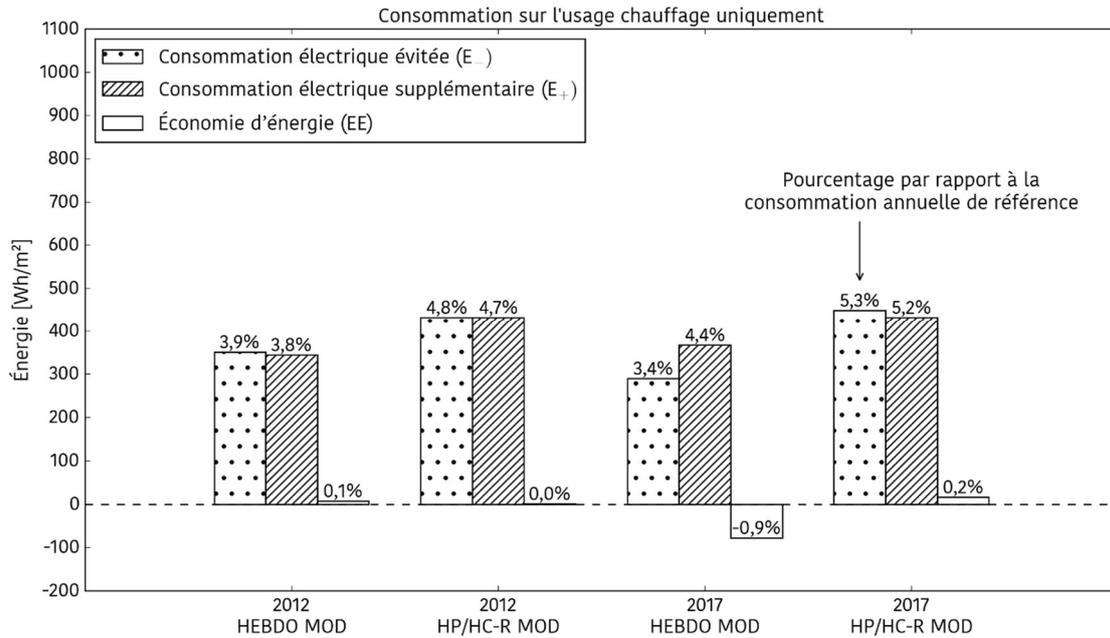


Figure 4-28 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des indicateurs énergétiques à l'échelle du chauffage uniquement²⁵

²⁵ Consommation annuelle chauffage de référence pour 2012, 34.0 MWh soit 9105 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence pour 2017, 31.4 MWh soit 8403 Wh/m².

La Figure 4-29 montre l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « HP/HC-R MOD » pour l'année 2017 – stratégie et année sélectionnées comme base à l'étude des variantes étant donné que les quantités d'énergie déplacées avec cette stratégie pour cette année-là sont les plus élevées parmi les résultats présentés ci-dessus – en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires. **La stratégie « HP/HC-R MOD » permet de réduire significativement l'énergie consommée lors des plages de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT) et par contre, elle ne permet pas, dans ce projet, d'augmenter l'énergie consommée lors des plages de forte abondance d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (VE-ENR).** En effet, sur les 9 jours présentant des plages horaires VE-ENR, seulement trois sont sur la saison de chauffage (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité ; saison de chauffage dans le cadre du projet du 01/10 au 30/04) mais ce sont tous des jours de week-end plutôt en début et fin de saison de chauffage (21/10, 22/10 et 30/04) où le réduit de la consigne (consigne à 12 °C durant les week-ends en référence) n'amène aucune consommation de chauffage.

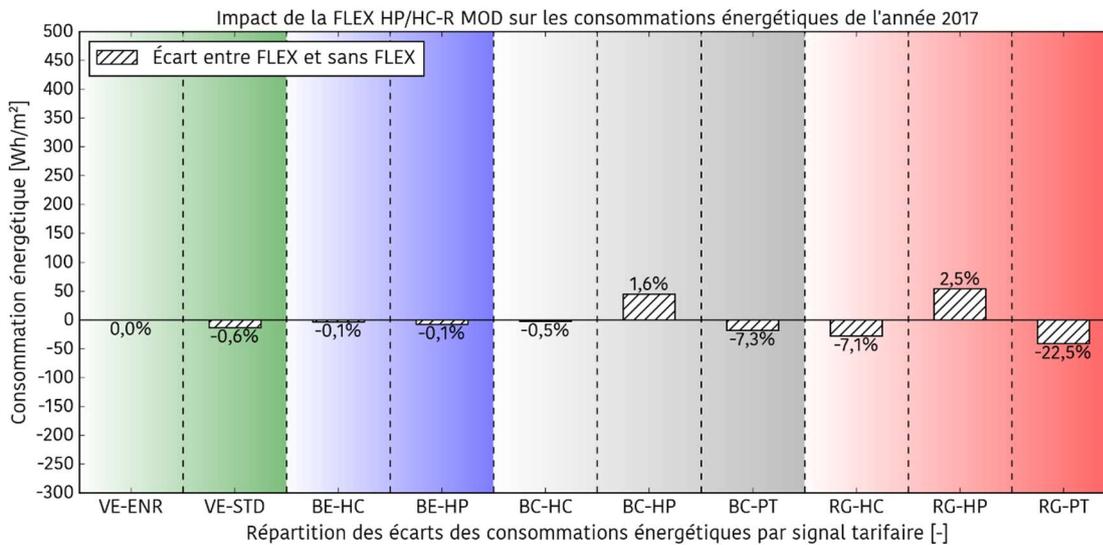


Figure 4-29 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages²⁶

²⁶ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 1.0 MWh soit 276 Wh/m² ; VE-STD, 8.5 MWh soit 2279 Wh/m² ; BE-HC, 8.2 MWh soit 2198 Wh/m² ; BE-HP, 31.6 MWh soit 8453 Wh/m² ; BC-HC, 2.1 MWh soit 574 Wh/m² ; BC-HP, 10.7 MWh soit 2869 Wh/m² ; BC-PT, 0.9 MWh soit 250 Wh/m² ; RG-HC, 1.5 MWh soit 398 Wh/m² ; RG-HP, 7.9 MWh soit 2124 Wh/m² ; RG-PT, 0.7 MWh soit 183 Wh/m².

La Figure 4-30 montre l'impact de la stratégie « HP/HC-R MOD » en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires pour l'année 2017 à l'échelle du chauffage uniquement. Les résultats sont toujours identiques en absolu. Néanmoins, l'impact relatif de la flexibilité sur les plages RG-PT, BC-PT est plus marqué avec jusqu'à 40 % d'énergie de chauffage consommée en moins sur l'année dans la plage de pointe les jours rouges.

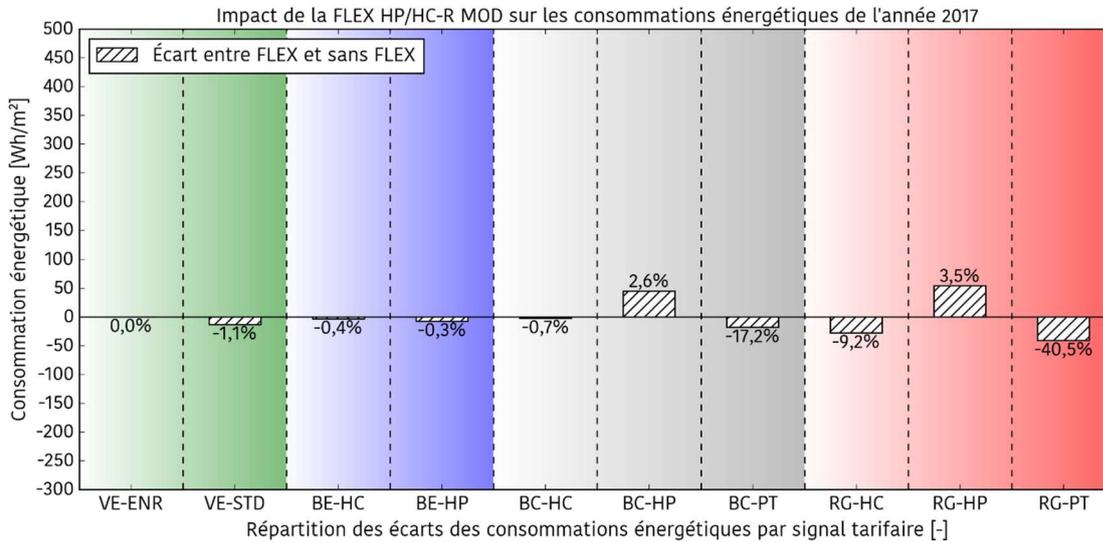


Figure 4-30 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement²⁷

²⁷ Consommation annuelle chauffage de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 0.1 MWh soit 34 Wh/m² ; VE-STD, 4.7 MWh soit 1264 Wh/m² ; BE-HC, 2.9 MWh soit 784 Wh/m² ; BE-HP, 7.9 MWh soit 2122 Wh/m² ; BC-HC, 1.5 MWh soit 404 Wh/m² ; BC-HP, 6.5 MWh soit 1742 Wh/m² ; BC-PT, 0.4 MWh soit 105 Wh/m² ; RG-HC, 1.2 MWh soit 310 Wh/m² ; RG-HP, 5.7 MWh soit 1537 Wh/m² ; RG-PT, 0.4 MWh soit 102 Wh/m².

La Figure 4-31 illustre l'impact au travers des indicateurs de puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur les deux années climatiques 2012 et 2017, des deux stratégies de flexibilité, HEBDO et HP/HC-R (cf. la Partie 2.2 pour la définition de ces stratégies), avec un type de pilotage modulé (MOD, cf. la Partie 2.2). La stratégie « HEBDO MOD » en 2012 et la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 n'engendrent pas de grande différence en termes de puissances maximales évitée et supplémentaire, là où la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2012 et la « HEBDO MOD » en 2017 présentent une puissance maximale évitée significativement supérieure à la puissance maximale supplémentaire. En revanche, les deux stratégies sur les deux années n'apportent quasiment aucune modification de la pointe électrique annuelle du bâtiment.

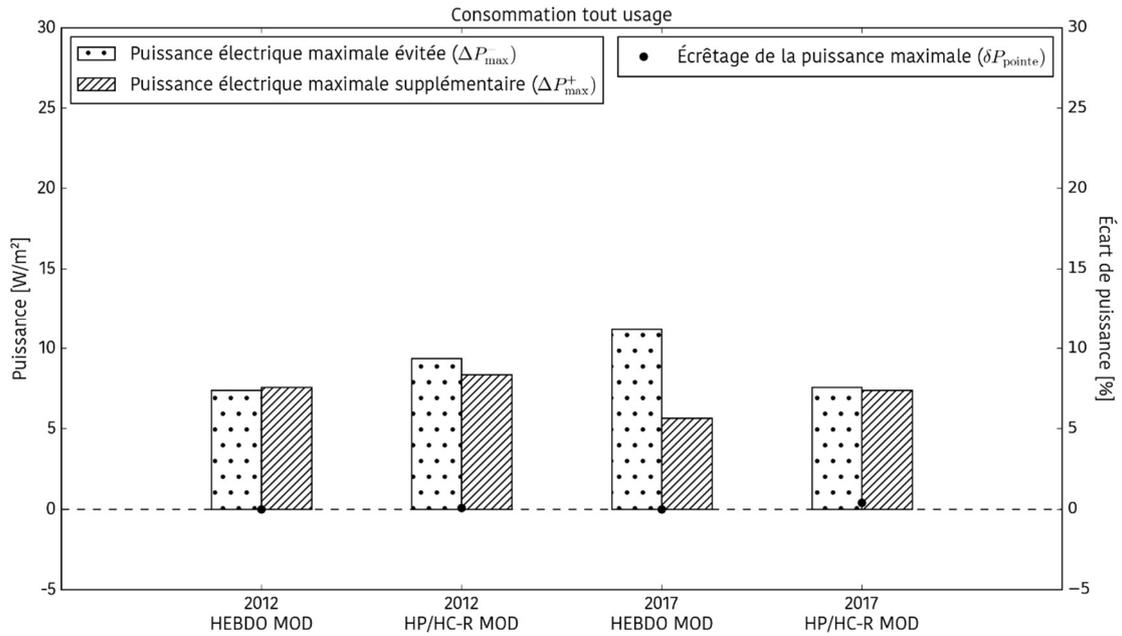


Figure 4-31 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages²⁸

²⁸ Puissance tous usages maximale annuelle en 2012, dans la situation de référence sans flexibilité, 17.7 W/m² soit 66.1 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, 16.1 W/m² soit 60.3 kW.

Les Figures 4-32 et 4-33 représentent les distributions sur l'année 2017 des puissances de chauffage évitées et supplémentaires dans le cadre de la stratégie « HP/HC-R MOD » - stratégie et année sélectionnées comme base à l'étude des variantes étant donné que les quantités d'énergie déplacés avec cette stratégie pour cette année-là sont les plus élevées parmi les résultats présentés ci-dessus. La Figure 4-34 représente la distribution sur l'année 2017 des puissances de chauffage appelées dans le cadre de la situation de référence sans flexibilité. **Les puissances de chauffage déplacées au cours de l'année correspondent plutôt à de faibles valeurs.** Par ailleurs, nous pouvons noter que la distribution des puissances de chauffage appelées se caractérise par beaucoup d'appels de très faible puissance, certainement en partie engendrée par le réduct à 12 °C les jours de week-end, et par un nombre significatif d'appels de puissance conséquente (plus de 6 W/m²), certainement en partie causée par les relances à la température de confort (21 °C) les lundis matins.

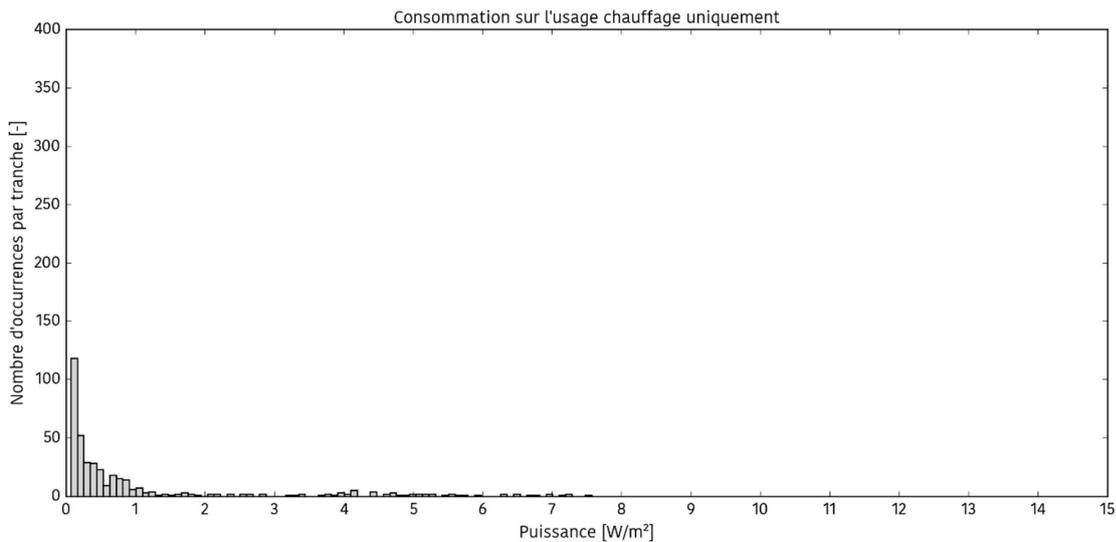


Figure 4-32 – Projet no. 2 – configuration de base : distribution des puissances évitées pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement

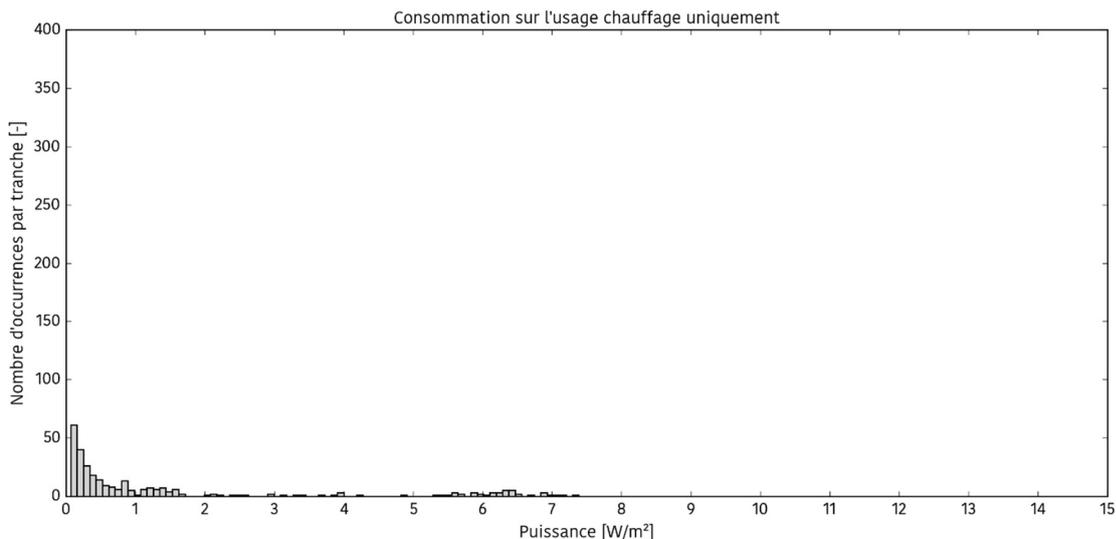


Figure 4-33 – Projet no. 2 – configuration de base : distribution des puissances supplémentaires pour l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement

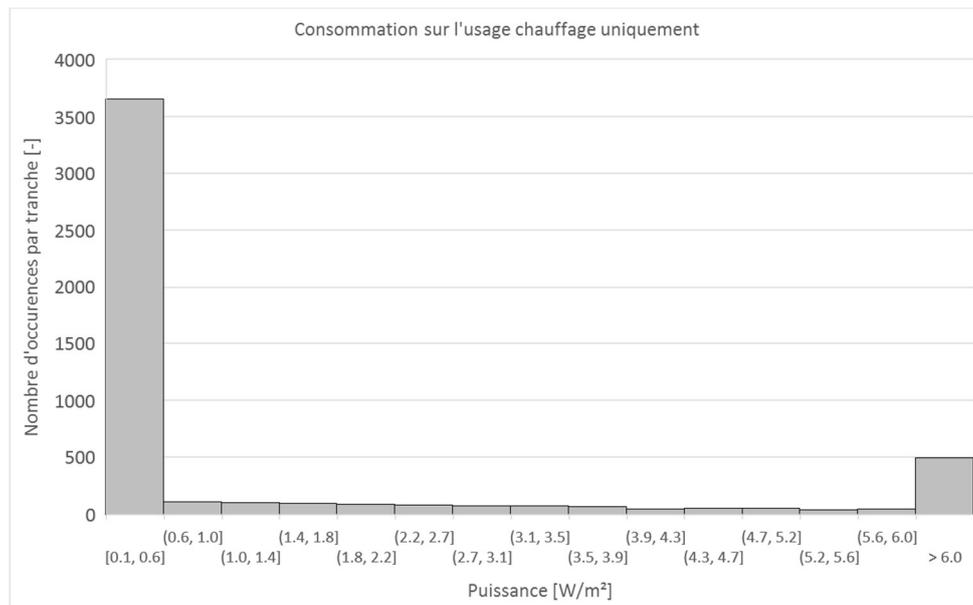


Figure 4-34 – Projet no. 2 – configuration de base : distribution des puissances appelées pour l'année 2017 dans la situation de référence sans flexibilité à l'échelle du chauffage uniquement²⁹

²⁹ Puissance max de chauffage pour l'année 2017 dans la situation de référence : 14.3 W/m² soit 53.5 kW.

La Figure 4-35 présente les puissances horaires moyennes et médianes de chauffage appelées sur une journée, durant l'année 2017, pour la situation de référence sans flexibilité et pour la stratégie « HP/HC-R MOD ». Les signes « + » symbolisent une augmentation de la puissance moyenne et de la puissance médiane du scénario « HP/HC-R MOD » par rapport aux puissances du scénario de référence alors que les signes « - » représentent une diminution. Une absence de signe signifie qu'il n'y a pas de tendance claire ou identique entre la moyenne et la médiane. **Les puissances de chauffage les plus importantes se retrouvent principalement entre 5 h et 9 h**, soit les premières heures de chauffage à la consigne de confort des journées en semaine (cf. Partie 3.1, les relances du chauffage à la consigne de confort, 21 °C, sont supposées avoir lieu tous les jours de la semaine à 5 h du matin).

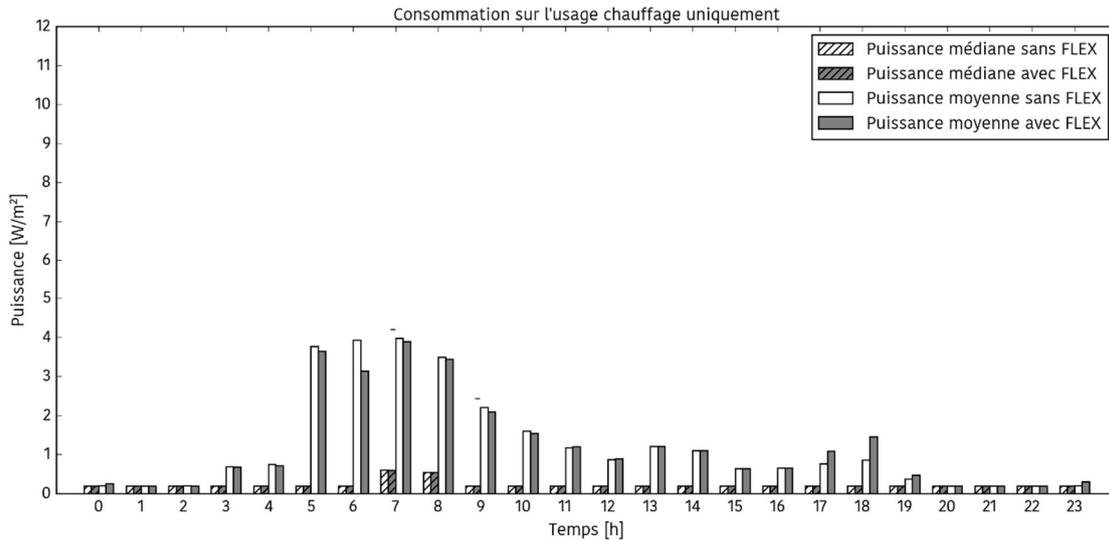


Figure 4-35 – Projet no. 2 – configuration de base : puissances horaires moyennes et médianes sur 24 h en 2017 pour la stratégie de référence et pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle du chauffage uniquement

La répartition pour 2017 des signaux tarifaires sur 24 h, illustrée par la Figure 4-10, permet d'expliquer pour une bonne partie la relative faiblesse des puissances de chauffage déplacées. Comme montré, juste avant, **les puissances de chauffage appelées les plus élevées apparaissent entre 5 h et 9 h, sur des heures où les signaux tarifaires ne traduisent pas une tension particulière sur le réseau électrique (très peu d'heures de pointe, RG-PT et BC-PT) et n'amenant donc que peu d'événements de flexibilité ou des flexibilités modérées** (notamment modulation de ± 1 °C par rapport à la consigne de référence sur les jours BC et RG liée au passage d'heure creuse à heure pleine entre 5 h et 6 h). Les signaux tarifaires traduisant une tension sur le réseau électrique le plus fréquemment entre 18 h et 20 h (un nombre significatif d'heures de pointe, RG-PT et BC-PT). Cependant, cette plage horaire ne correspond pas aux puissances de chauffage appelées les plus élevées pour le projet no. 2. A noter notamment qu'à 19 h, le chauffage est supposé dans la situation de référence sans flexibilité réglée sur la consigne de réduit (18 °C), 18 h étant la dernière heure d'occupation du bâtiment les jours de semaine.

La Figure 4-36 présente les jours de l'année 2017 lors desquels interviennent les ΔP_{max}^- , ΔP_{max}^+ , δP_{pointe} au périmètre tous usages pour la stratégie « HP/HC-R MOD ». Les parties hachurées mettent en avant l'heure exacte associée à l'indicateur.

La puissance évitée maximale est de 7.6 W/m² ce qui représente 28 kW et des baisses d'environ 70 % et 76 % respectivement de la puissance tous usages appelée et de la puissance chauffage appelée. Cet événement a lieu à 6 h, un jeudi, durant un signal tarifaire BC-HP. Il correspond via l'abaissement de consigne de 1 °C mis en œuvre sur l'heure en question à un effacement provoqué pour une raison d'optimisation financière entre l'heure d'avant correspondant à un signal tarifaire BC-HC et l'heure en question.

La puissance supplémentaire maximale est de 7.4 W/m² ce qui représente 28 kW et une multiplication par 2.8 et 5.6 respectivement de la puissance tous usages appelée et de la puissance chauffage appelée. Cet événement a lieu à 18 h, un mardi, durant un signal tarifaire BC-HP. Il correspond, via la hausse de consigne de 2 °C mis en œuvre sur l'heure en question à une surchauffe en vue d'une baisse de consigne de 2 °C l'heure d'après, correspondant à une heure de pointe. Toutefois, nous pouvons remarquer que le bâtiment étant inoccupée sur cette heure d'après à 19 h, la température de consigne de référence sans flexibilité fait l'objet d'un réajustement à 18 °C qui n'amène à aucun effacement au final, la puissance appelée de référence étant déjà en baisse. Cette absence d'effacement à 19h rend ainsi cette surchauffe à 18 h finalement inutile.

L'écrêtage de la puissance tous usages de pointe est lui de +0.4 %, soit une modification quasiment inexistante de cette puissance (0.1 W/m² ce qui représente environ 200 W). Cet événement a lieu à 8 h, un jeudi, durant un signal tarifaire RG-HP lors d'aucun événement de flexibilité. Il est ici ainsi une nouvelle fois souligné la non-synchronisation temporelle des plus fortes puissances appelées par le bâtiment avec les moments de plus fortes tensions sur le réseau (horaires RG-PT et BC-PT).

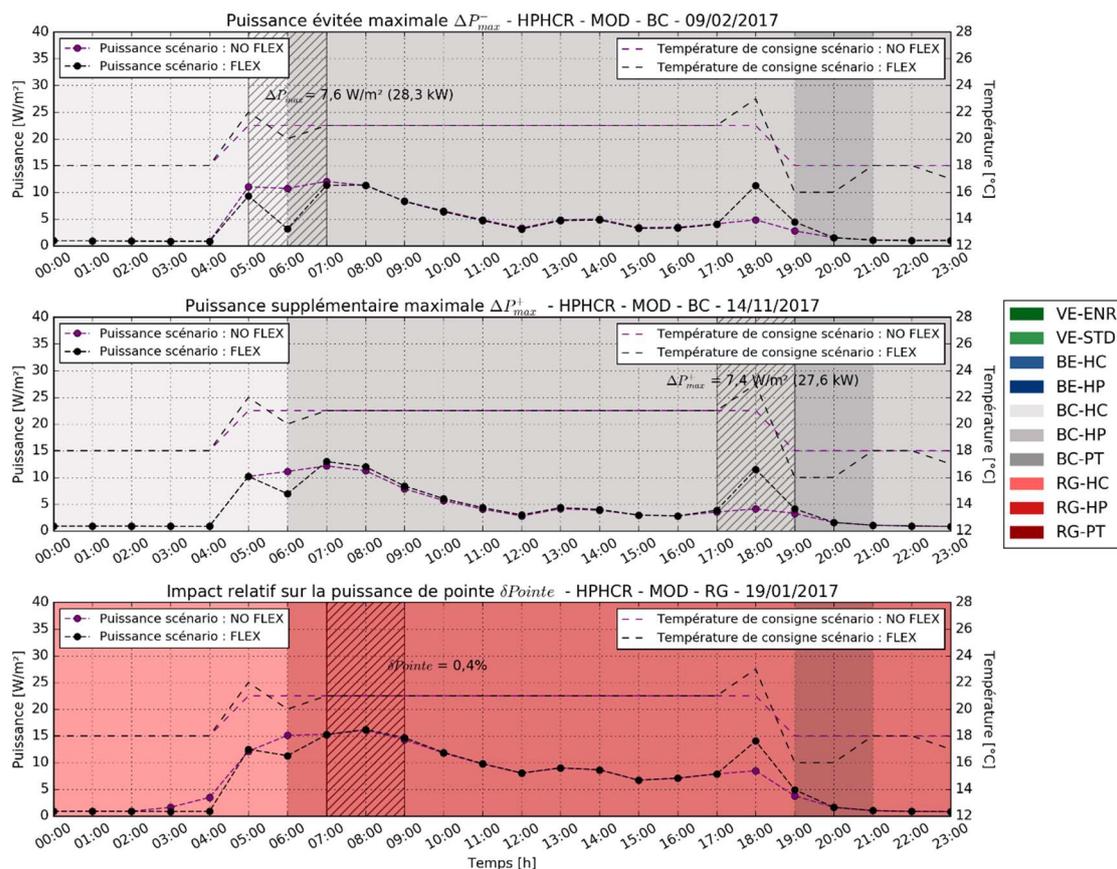


Figure 4-36 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages

En complément d'étude, la Figure 4-37 présente le profil des puissances tous usages appelées par la stratégie « HP/HC-R MOD » lors du jour de puissance maximale appelée sur le réseau électrique français pour l'année 2017. L'évènement a eu lieu le vendredi 20 janvier 2017 à 08 h et correspond à un signal tarifaire RG-PT. Le scénario « HP/HC-R MOD » permet sur cet horaire de réduire la puissance appelée de 7.1 W/m², ce qui représente 26,7 kW et une diminution de 45 % de la puissance tous usages appelée (environ 50 % de la puissance de chauffage appelée) et donc une contribution significative pour passer ce moment de pointe annuelle sur le réseau.

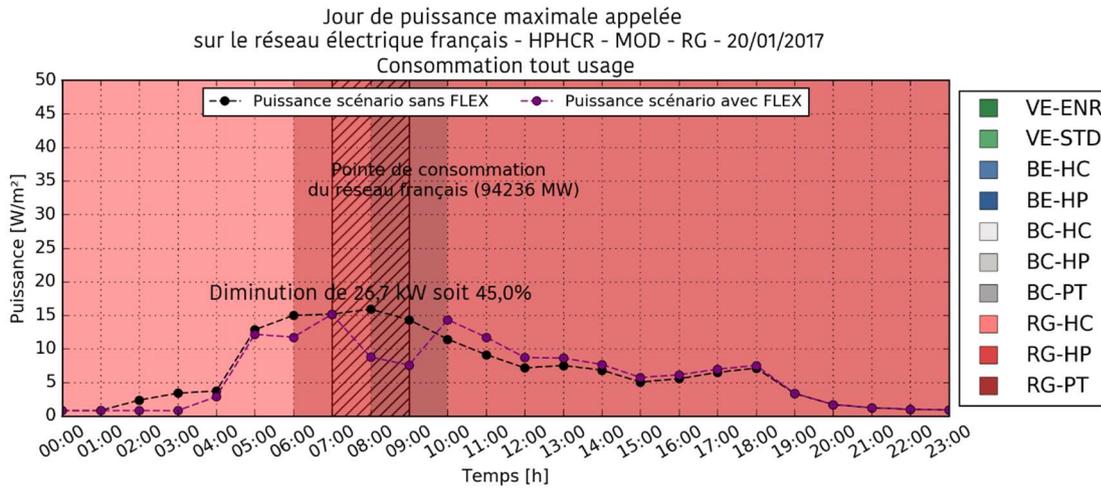


Figure 4-37 – Projet no. 2 – configuration de base : visualisation du jour de 2017 de puissance maximale appelée sur le réseau électrique pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages

4.2.2 IMPACTS FINANCIERS

La Figure 4-38 illustre l'impact en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs), sur les deux années climatiques 2012 et 2017, des deux stratégies de flexibilité, HEBDO et HP/HC-R (cf. la Partie 2.2 pour la définition de ces stratégies), avec un type de pilotage modulé (MOD, cf. la Partie 2.2). **La stratégie « HP/HC-R MOD » en engendrant des quantités d'énergie évitée et donc des puissances évitées notamment lors de la plage tarifaire de pointe les jours rouges aux coûts les plus élevés (cf. Figure 4-29) présente quelques gains sur la facture d'électricité (en 2012, 0.084 €/m² soit 316 € et en 2017, 0.091 €/m² soit 343 €) alors qu'elle génère, en 2012 comme en 2017, des économies d'énergie extrêmement faibles (cf. Figure 4-27, respectivement 0.0 % en 2012 et 0.1 % en 2017 de la consommation annuelle tous usages de référence). A l'inverse, la stratégie « HEBDO MOD » en 2017 alors qu'elle génère une légère surconsommation sur l'année (cf. Figure 4-27, 0.4 % de la consommation annuelle tous usages de référence), mais principalement concentrée lors de jours verts aux coûts les plus bas, permet une non-augmentation de la facture d'électricité par rapport à la situation de référence sans flexibilité (0.003 €/m² soit 13 €).**

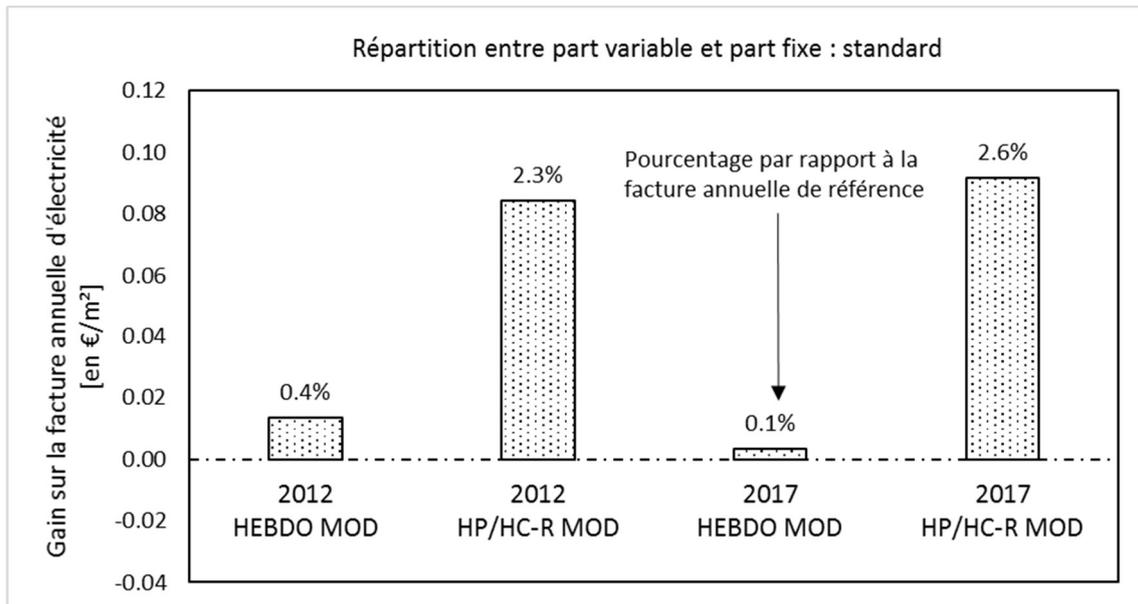


Figure 4-38 – Projet no. 2 – configuration de base : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité³⁰

³⁰ Facture annuelle de référence pour 2012, 13916 €ttc soit 3.7 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, 13127 €ttc soit 3.5 €/m².

La Figure 4-39 montre l'impact de la modification de la répartition de la rémunération entre part variable et part fixe (cf. la Partie 2.4.3) sur les gains financiers sur la facture d'électricité 2017 de la stratégie « HP/HC-R MOD » – stratégie et année sélectionnées comme base à l'étude des variantes. **Dans le cadre de cette stratégie, plus la rémunération de la part fixe devient importante** (à 20/80, la rémunération se fait à 20 % sur la part variable et à 80 % sur la part fixe, ce qui est l'inverse de la répartition standard proche de 80/20), **plus les gains financiers sur la facture augmentent, tout en restant relativement modestes** (en-dessous de 6 %). En effet, cette stratégie en engendrant des gains quasiment uniquement sur la part fixe voit ceux-ci augmenter avec l'augmentation de la part fixe dans la rémunération. Ces gains sur la part fixe sont directement liés au fait que la stratégie « HP/HC-R MOD » permet de diminuer la puissance retenue sur la plage tarifaire RG-PT où le coût du kW est le plus élevé (cf. Tableau 4-3).

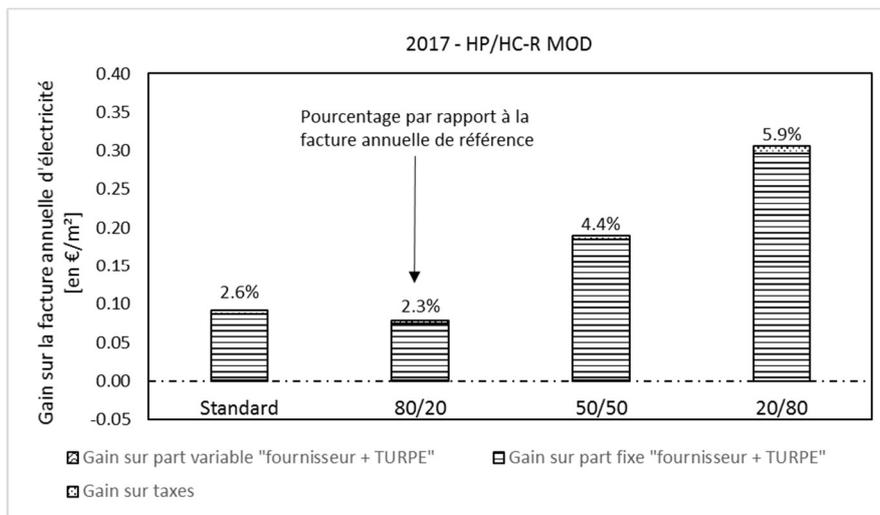


Figure 4-39 – Projet no. 2 – configuration de base : évolution en fonction de la répartition entre part variable et part fixe des gains sur la facture annuelle d'électricité 2017 pour la stratégie « HP/HC-R MOD »³¹

Tableau 4-3 – Projet no. 2 – configuration de base : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la situation de référence et la stratégie « HP/HC-R MOD »

2017	Puissance retenue en kW - Scénario référence no flex	Puissance retenue en kW - Scénario "HP/HC-R MOD"
RG-PT	47	21
RG-HP	54	54
RG-HC	54	54
BC-PT	54	54
BC-HP	54	54
BC-HC	54	54
BE-HP	54	54
BE-HC	54	54
VE-STD	54	54
VE-ENR	54	54

³¹ Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition standard, 13127 €ttc soit 3.5 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 80/20, 12870 €ttc soit 3.4 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 50/50, 16455 €ttc soit 4.4 €/m². Facture annuelle de référence pour 2017, dans une répartition 20/80, 19647 €ttc soit 5.3 €/m².

Le Tableau 4-4 montre les valorisations financières sur les marchés en énergie (NEBEF et marché d'ajustement) et en capacité (mécanisme de capacité) de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 – stratégie et année sélectionnées comme base à l'étude des variantes. Pour rappel, ces valorisations sont données à titre purement indicatif puisqu'une réelle participation à ces différents mécanismes aurait amené des demandes de flexibilité différentes de celles étudiées. Par ailleurs, il est important de noter que le propriétaire du bâtiment de bureaux étudié devrait a priori nécessairement contractualiser avec un agrégateur d'effacement pour participer à ces différents marchés (puissance électrique du bâtiment trop faible pour participer seul) et qu'ainsi les rémunérations offertes par les marchés seraient à partager entre les deux.

Sur les marchés en énergie, le mécanisme d'ajustement permet une rémunération environ 3.8 fois plus importante (0.054€/m² soit 201 €) que celle sur le NEBEF (0.014 €/m² soit 53 €). Le mécanisme de capacité présente lui dans le cadre de ce projet un niveau de rémunération nul, la médiane des puissances effacées obtenues, sur les jours PP2 de l'année 2017, lors des abaissements de consigne dans le cadre du scénario de flexibilité étudié correspondant à une puissance nulle (sur les 22 heures en question, 9 sont à 19 h, 1^{ère} heure du réduit de nuit en semaine dans la situation de référence amenant la consommation de chauffage à être déjà quasiment nulle et 4 sont sur un jour de week-end où la consigne à 12 °C en situation de référence amène la consommation de chauffage à être déjà quasiment nulle). Ainsi la rétribution totale maximale possible (= celle du mécanisme d'ajustement) serait inférieure aux gains financiers obtenus sur le tarif dynamique étudié (0.091 €/m² soit 343 € en répartition part variable/part fixe standard). De plus, dans le cadre de la contractualisation entre l'agrégateur d'effacement et le propriétaire du bâtiment, en imaginant un hypothétique partage à 50/50 de la rémunération, la part revenant au propriétaire du bâtiment (0.027 €/m² soit 100 €) serait finalement environ 3 fois plus faible que les gains obtenables via le tarif dynamique.

Tableau 4-4 – Projet no. 2 – configuration de base : valorisations financières sur les marchés en énergie et en capacité pour la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017

scénario "HP/HC-R MOD" en 2017	
Mécanisme	Valorisation annuelle (en €/m ²)
NEBEF	0.01
Mécanisme d'ajustement	0.05
Mécanisme de capacité (sur la base d'un effacement garanti à hauteur de la valeur médiane des ΔP lors des abaissements de consigne les jours PP2)	0.00

4.2.3 VARIANTES

4.2.3.1 Variantes sur l'inertie et l'isolation du bâtiment

Dans le cadre du projet n°2, cette variante a consisté à supposer que la « masse interne » du bâtiment était augmentée et que les U des parois extérieures étaient diminués de 20 % améliorant ainsi encore l'isolation performante du bâtiment (dans la configuration de base, $U_{bât} = 0.34 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{an})$).

La Figure 4-40 illustre, avec l'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois, l'évolution de l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». **L'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois en amenant une très légère baisse de la consommation de chauffage (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité) engendre une très légère diminution des quantités d'énergie déplacée. La diminution des consommations supplémentaires étant un peu supérieure à celle des consommations électriques évitées, il en résulte une très légère hausse des économies d'énergie, tout en restant pour ces dernières à un niveau très faible** notamment en relatif à ce périmètre tous usages (0.2 % soit 45 Wh/m² représentant 168 kWh).

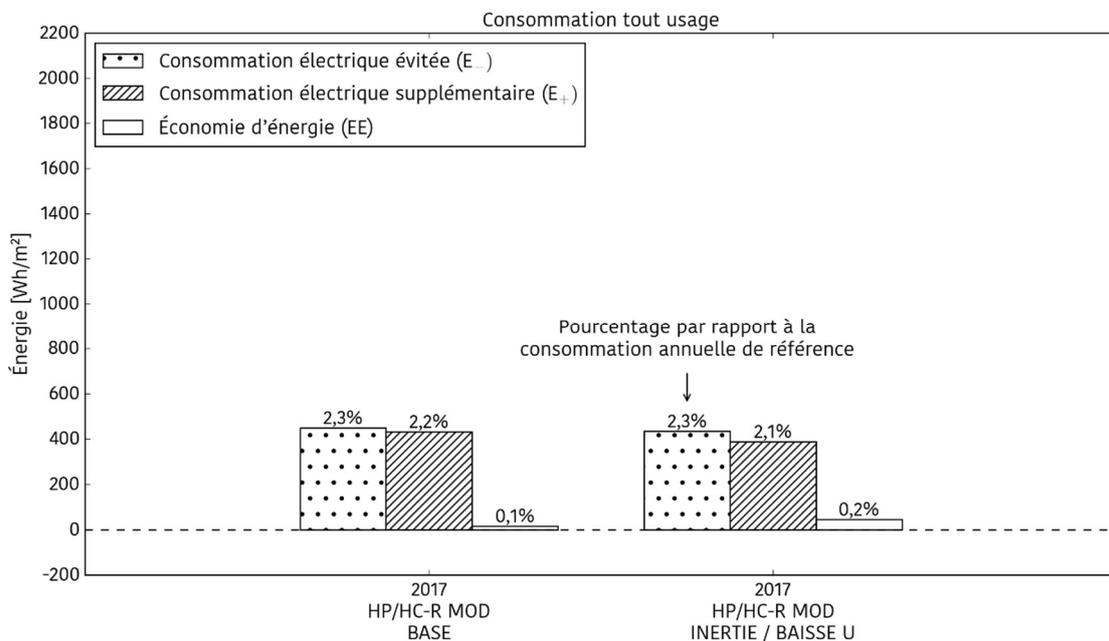


Figure 4-40 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages³²

³² Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la configuration de base, 73.3 MWh soit 19603 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante avec augmentation de l'inertie et baisse des U, 70.1 MWh soit 18743 Wh/m².

La Figure 4-41, présente, avec l'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois, l'évolution de l'impact énergétique mais à l'échelle du chauffage uniquement, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». Étant donné que le projet no. 2 utilise uniquement les équipements de chauffage pour la flexibilité, les résultats sont identiques en absolu à ceux de la figure précédente cependant, une différence peut être observée en relatif (i.e. ramenée à la consommation annuelle de chauffage de référence sans flexibilité). Les consommations annuelles de chauffage dans la situation de référence diminuant³³ avec la baisse des U des parois notamment, les chiffres au seul périmètre chauffage sont en relatif en très légère hausse.

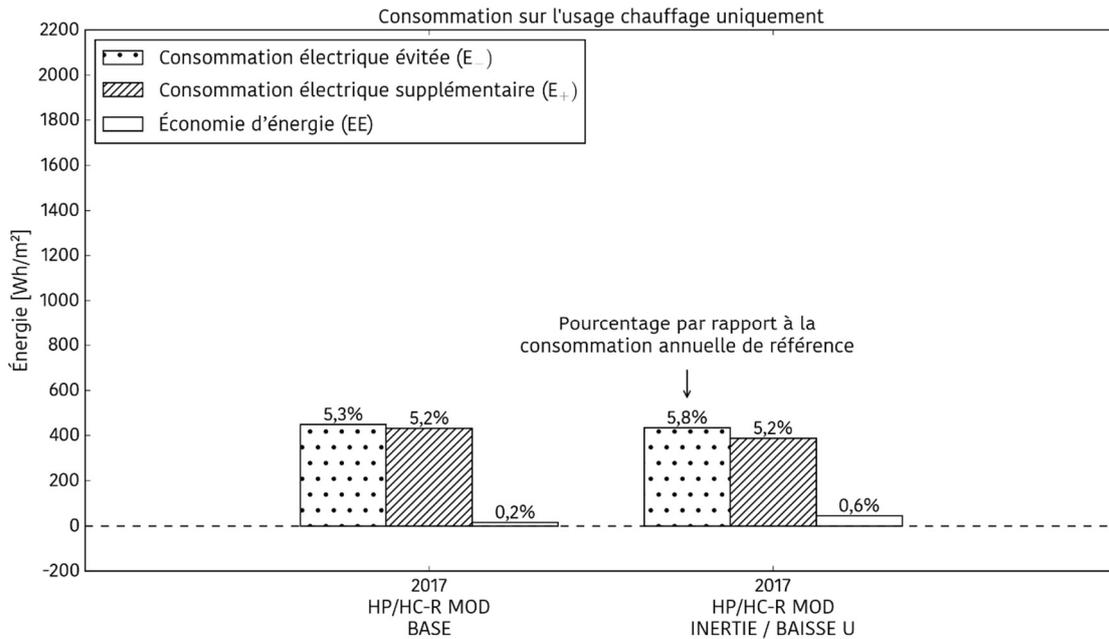


Figure 4-41 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle du chauffage uniquement

³³ Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la configuration de base, 31.4 MWh soit 8403 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante avec augmentation de l'inertie et baisse des U, 28.2 MWh soit 7543 Wh/m².

La Figure 4-42 illustre, avec l'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois, l'évolution de l'impact en puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». **L'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois amènent une hausse de la puissance maximale évitée et une très légère diminution de la puissance maximale supplémentaire. Par contre, la pointe électrique annuelle du bâtiment reste quasiment non modifiée** dans cette variante (augmentation de 1.4 %).

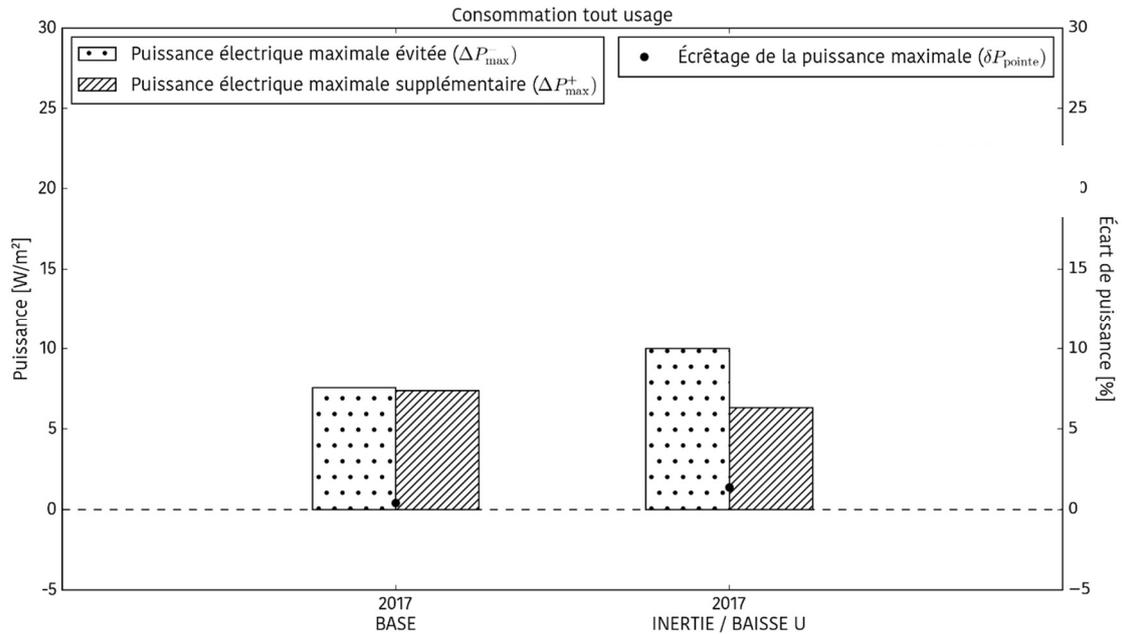


Figure 4-42 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des indicateurs de puissance de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages³⁴

³⁴ Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la configuration de base, 16.1 W/m² soit 60.3 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la variante avec augmentation de l'inertie et baisse des U, 12.9 W/m² soit 4.9 kW.

La Figure 4-43 présente les jours de l'année 2017 lors desquels interviennent les ΔP_{max}^- , ΔP_{max}^+ et δP_{pointe} au périmètre tous usages dans la variante avec augmentation de l'inertie et baisses des U des parois.

La puissance évitée maximale est de 10.0 W/m² ce qui représente 37,5 kW et des baisses d'environ 68 % et 78 % respectivement de la puissance tous usages appelée et de la puissance chauffage appelée. Cet événement a lieu à 8 h, un vendredi, durant un signal tarifaire RG-PT, concomitant au passage avec à l'heure à laquelle le maximum de puissance a été appelée sur le réseau électrique français pour l'année 2017. Il correspond via l'abaissement de consigne de 2 °C mis en œuvre sur l'heure en question à un effacement provoqué et souhaitable étant à un moment de tension sur le réseau. L'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois semblent permettre de bénéficier d'une part, de la relance avec une surchauffe de +1 °C à 5 h et d'autre part, de la surchauffe de +2 °C l'heure d'avant pour obtenir une température intérieure suffisamment élevée pour produire un effacement conséquent sur l'heure en question. Par ailleurs, nous pouvons noter que comparativement à la configuration de base (cf. Figure 4-36, ΔP_{max}^- sur une heure BC-HP), cet effacement maximal de puissance appelée se place à un moment plus utile pour le réseau.

La puissance supplémentaire maximale est de 6.3 W/m² ce qui représente 24 kW et une multiplication par 2.4 et 4 respectivement de la puissance tous usages appelée et de la puissance chauffage appelée. Cet événement a lieu à 18 h, un mercredi, durant un signal tarifaire BC-HP. De manière analogue à la configuration de base (cf. Figure 4-36), il correspond, via la hausse de consigne de 2 °C mis en œuvre sur l'heure en question à une surchauffe en vue d'une baisse de consigne de 2 °C l'heure d'après, correspondant à une heure de pointe. La baisse des U des parois semble permettre d'engendrer cette surchauffe avec une moindre quantité d'énergie.

L'écrtage de la puissance tous usages de pointe correspond lui à une légère augmentation de 1.4 % (0.2 W/m² représentant 761 W). Comme pour la configuration de base, cet événement a lieu à 8 h, un jeudi, durant un signal tarifaire RG-HP lors d'aucun événement de flexibilité.

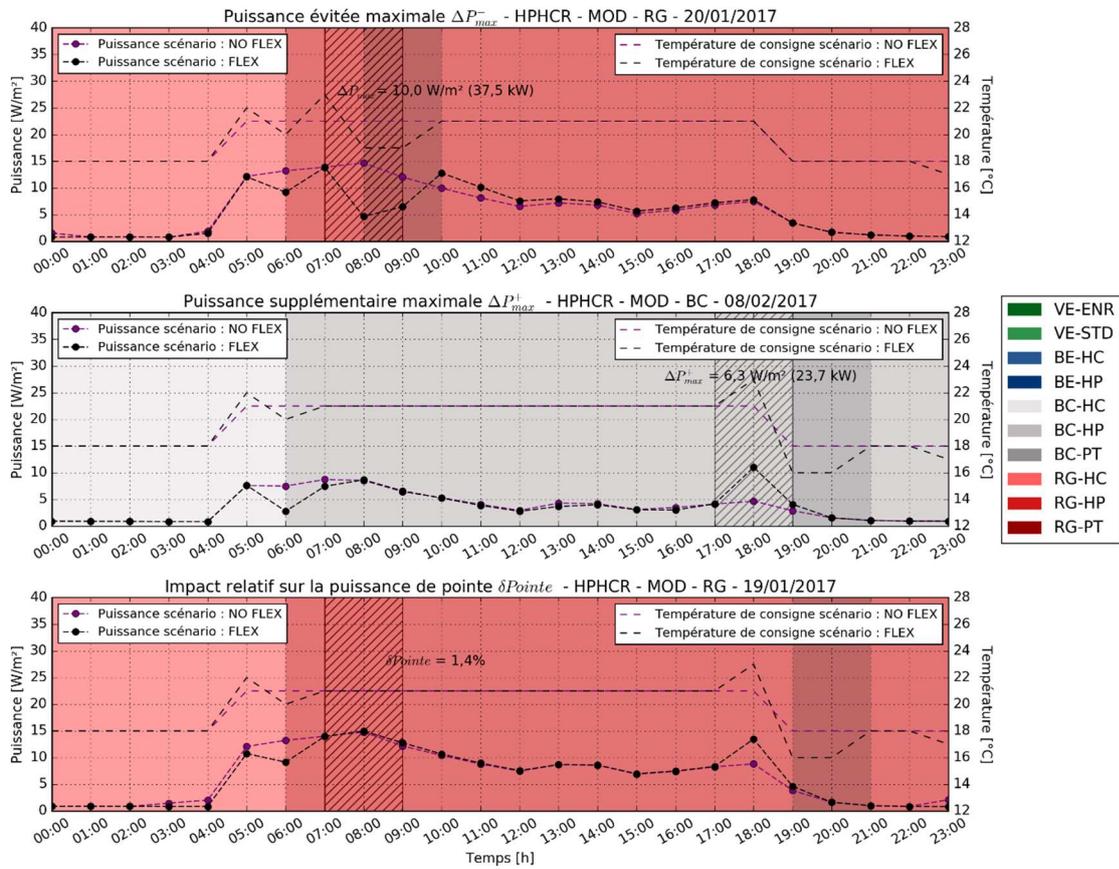


Figure 4-43 – Projet no. 2 – variante augmentation de l’inertie et baisse des U : visualisation des jours de 2017 associés aux indicateurs de puissance pour la stratégie « HP/HC-R MOD » à l’échelle tous usages

La Figure 4-44 montre, avec l'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois, l'évolution de l'impact en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs), sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». **Les gains financiers sur la facture annuelle d'électricité sont en très légère baisse, en absolu comme en relatif, dans cette variante** par rapport à la configuration de base. Si à l'instar des économies d'énergie annuelles très sensiblement à la hausse (cf. Figure 4-40), **les gains sur la part variable de la facture sont en hausse avec l'augmentation de l'inertie et la baisse des U des parois, ce sont les gains sur la part fixe principalement qui diminuent**. En effet, là où la stratégie « HP/HC-R MOD » permet un passage de la puissance retenue sur la plage tarifaire RG-PT de 47 kW (en situation de référence sans flexibilité) à 21 kW dans la configuration de base (cf. Tableau 4-3), elle engendre une diminution moindre dans cette variante avec un passage de 41 kW (en situation de référence sans flexibilité) à 20 kW.

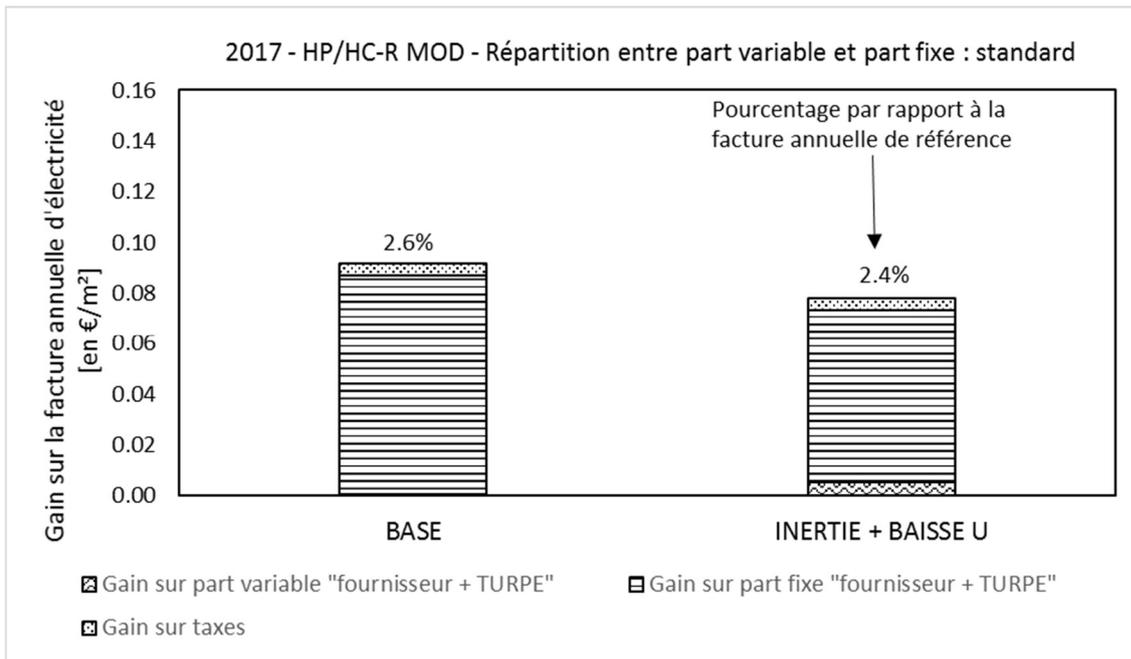


Figure 4-44 – Projet no. 2 – variante augmentation de l'inertie et baisse des U : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017³⁵

³⁵ Facture annuelle de référence en 2017 pour la configuration de base, 13127 €ttc soit 3.5 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante avec augmentation de l'inertie et baisse des U, 12319 €ttc soit 3.3 €/m².

4.2.3.2 Variantes sur l'intensité d'usage du bâtiment

Dans le cadre du projet n°2, **les trois variantes étudiées sur l'intensité d'usage du bâtiment** ont consisté à supposer :

- **un allongement des heures d'occupation du bâtiment en semaine jusqu'à 20 h** (i.e. 1^{ère} heure d'inoccupation et donc de passage en réduit de nuit à 18 °C en semaine à 21 h), associé par ailleurs à aucune modification par rapport à la configuration de base des consommations d'électricité spécifique (éclairage et équipements électriques),
- **un allongement des heures d'occupation du bâtiment en semaine jusqu'à 20 h, associé à une diminution de 50 % du nombre d'occupants et une baisse de 20 % en moyenne des consommations d'électricité spécifique,**
- **et un allongement des heures d'occupation du bâtiment en semaine jusqu'à 20h associé à une déformation du profil de consommation d'électricité spécifique à consommation annuelle identique** (augmentations des consommations lors des heures d'occupation compensées des diminutions des consommations lors des heures d'inoccupation),

La Figure 4-45 illustre, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ».

L'allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h en permettant d'avoir sur 19 h et 20 h, heures présentant un nombre significatif d'horaires de pointe (RG-PT et BC-PT, cf. Figure 4-10) où sont placés des effacements, des consommations plus élevées en situation de référence que dans la configuration de base **engendre des quantités d'énergie déplacée et des économies d'énergie légèrement en hausse** par rapport à cette dernière.

Le rajout à allongement des heures d'occupation jusqu'à 20h de la diminution du nombre d'occupants, des consommations d'électricité spécifique et donc des apports internes, en augmentant les consommations de chauffage (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité), provoque **une légère augmentation des quantités d'énergie déplacée et des économies d'énergie par rapport au seul allongement des heures d'occupation.**

Concernant **le rajout à allongement des heures d'occupation jusqu'à 20h de la déformation du profil de consommation d'électricité spécifique**, en amenant une hausse de ces consommations et donc des apports internes associés lors des heures d'occupation engendre une baisse des consommations de chauffage (pour rappel, seul le chauffage est ici l'objet de la flexibilité) qui se traduit finalement par **une légère diminution des quantités d'énergie déplacée et des économies d'énergie par rapport au seul allongement des heures d'occupation.**

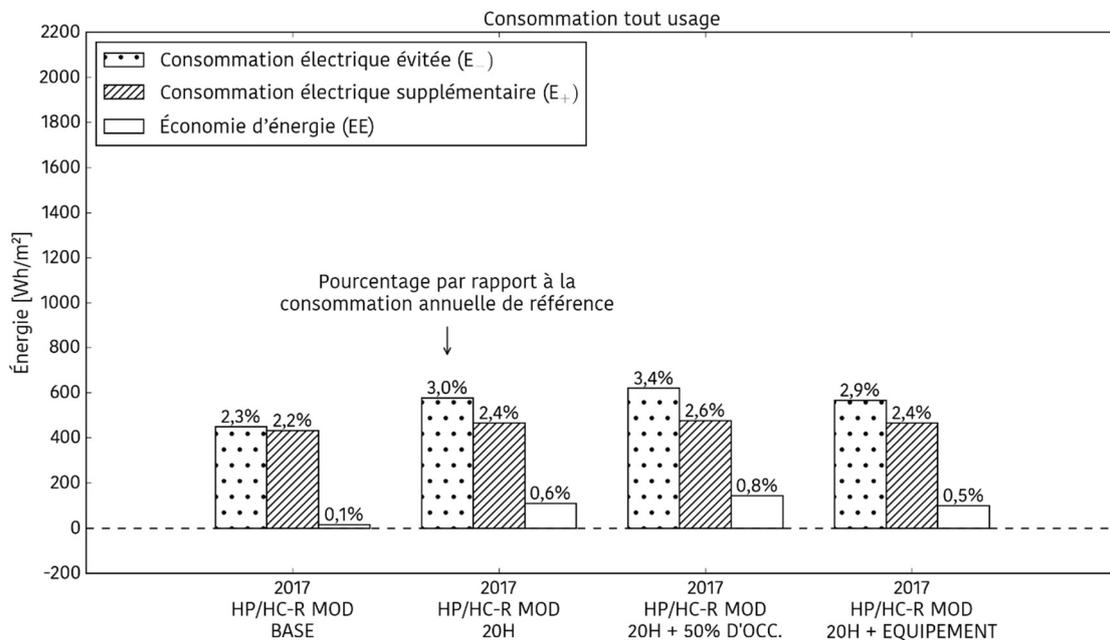


Figure 4-45 – Projet no. 2 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages³⁶

³⁶ Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la configuration de base, 73.3 MWh soit 19603 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h seul, 72.7 MWh soit 19439 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h + 50 % des occupants, 68.9 MWh soit 18425 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, 72.5 MWh soit 19392 Wh/m².

La Figure 4-46, présente, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact énergétique mais à l'échelle du chauffage uniquement, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». Étant donné que le projet no. 2 utilise uniquement les équipements de chauffage pour la flexibilité, les résultats sont identiques en absolu à ceux de la figure précédente cependant, une différence peut être observée en relatif (i.e. ramenée à la consommation annuelle de chauffage de référence sans flexibilité). Les chiffres au seul périmètre chauffage sont en relatif en très légère hausse dans ces trois variantes par rapport à la configuration de base.

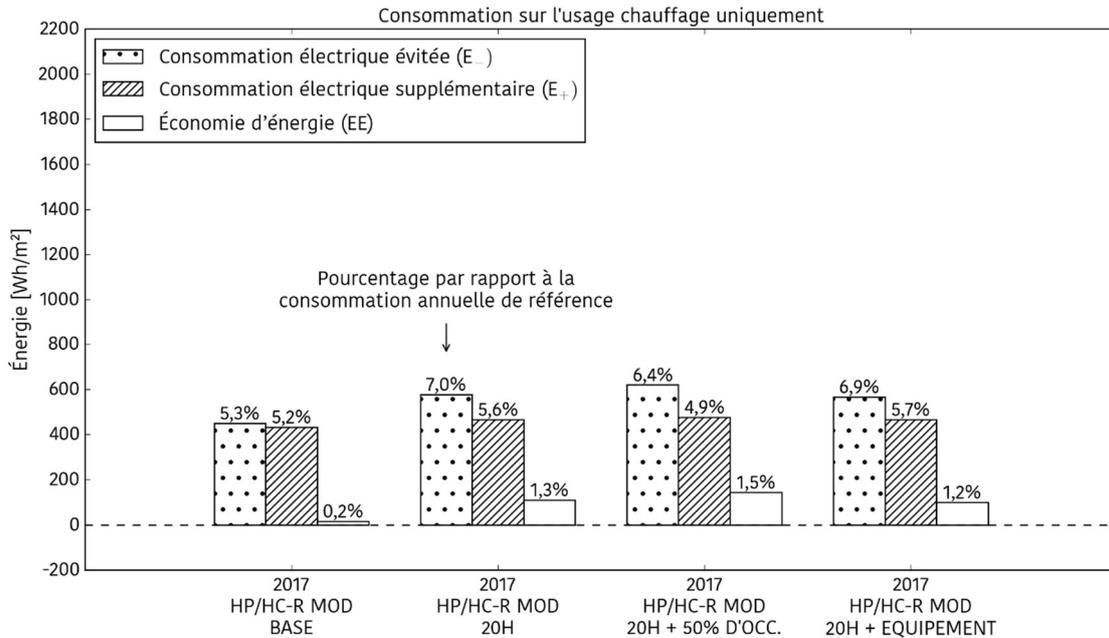


Figure 4-46 – Projet no. 2 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs énergétiques de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle du chauffage uniquement³⁷

³⁷ Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la configuration de base, 31.4 MWh soit 8403 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h seul, 30.8 MWh soit 8240 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h + 50 % des occupants, 36.0 MWh soit 9625 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, 30.6 MWh soit 8192 Wh/m².

La Figure 4-47 montre, pour la variante avec allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h, l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « HP/HC-R MOD » pour l'année 2017 en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation de référence sans flexibilité au sein des 10 plages tarifaires. **Les économies d'énergie en légère hausse, par rapport à la configuration de base (cf. Figures 4-45 et 4-46), dans cette variante avec allongement seul des heures d'occupation jusqu'à 20 h se situent bien majoritairement sur les plages horaires de pointe sur le réseau (RG-PT et BC PT).**

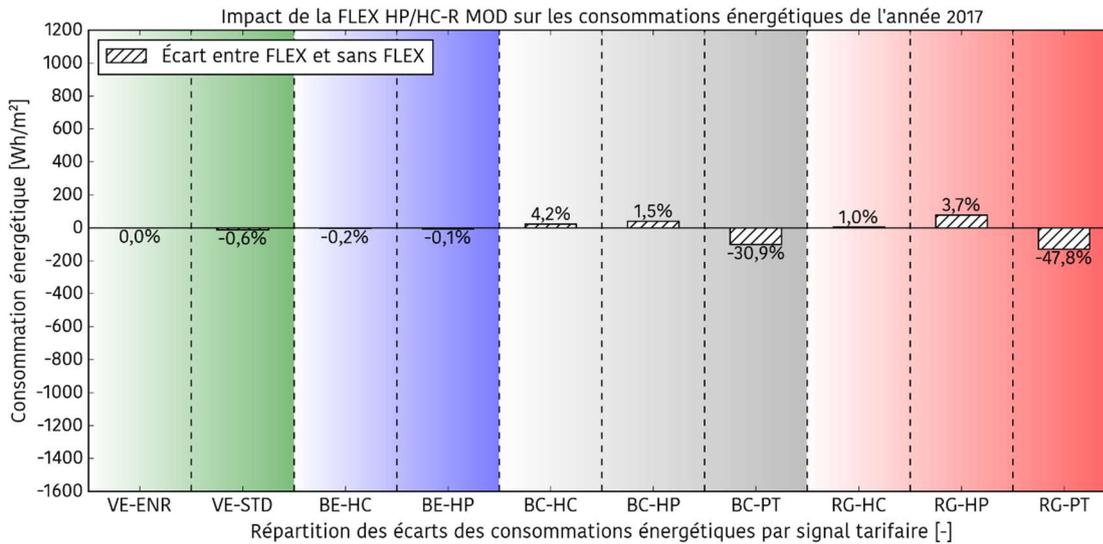


Figure 4-47 – Projet no. 2 – variante avec allongement de l'occupation à 20h seul : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 par la stratégie « HP/HC-R MOD » à l'échelle tous usages³⁸

³⁸ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 1.0 MWh soit 276 Wh/m² ; VE-STD, 8.4 MWh soit 2243 Wh/m² ; BE-HC, 8.1 MWh soit 2157 Wh/m² ; BE-HP, 31.4 MWh soit 8388 Wh/m² ; BC-HC, 2.1 MWh soit 549 Wh/m² ; BC-HP, 10.4 MWh soit 2773 Wh/m² ; BC-PT, 1.2 MWh soit 331 Wh/m² ; RG-HC, 1.3 MWh soit 359 Wh/m² ; RG-HP, 7.9 MWh soit 2093 Wh/m² ; RG-PT, 1.0 MWh soit 269 Wh/m².

La Figure 4-48 illustre, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact en puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages, sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». **Ces trois variantes sur l'occupation n'amènent que très peu de changement en termes de puissances maximales évitée et supplémentaire par rapport à la configuration de base**³⁹. Par contre, **les écrêtages de la pointe électrique annuelle du bâtiment**⁴⁰ **présentent eux des résultats très différents suivant les variantes** : en configuration de base, +0.4 % soit +0.1 W/m² représentant +0.1 kW ; variante avec allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h seul, -47.1 % soit -7.4 W/m² représentant -27.8 kW ; variante avec allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h + 50 % des occupants, +1.4 % soit +0.2 W/m² représentant +0.8 kW ; variante avec allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, -46.7 % soit -7.5 W/m² représentant -27.9 kW. Les pointes dans la configuration de base et dans la variante avec allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h et diminution du nombre d'occupant ayant lieu le même jour à la même heure (le jeudi 19/01/2017 à 8 h), lors d'aucun événement de flexibilité, la très faible différence d'écrêtement à la pointe entre les deux semble être seulement l'impact de la variation des apports internes sur les puissances appelées les heures d'avant. **Dans le cas des variantes avec allongement seul des heures d'occupation jusqu'à 20 h et avec allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h et modification du profil de consommation des équipements**, les différences importantes engendrées en terme d'écrêtement à la pointe par rapport à la configuration de base sont directement liées au fait que dans ces deux variantes, **la pointe a été déplacée au lendemain le vendredi 20/01/2017 à 8 h sur une plage tarifaire RG-PT où un effacement est mis en œuvre**.

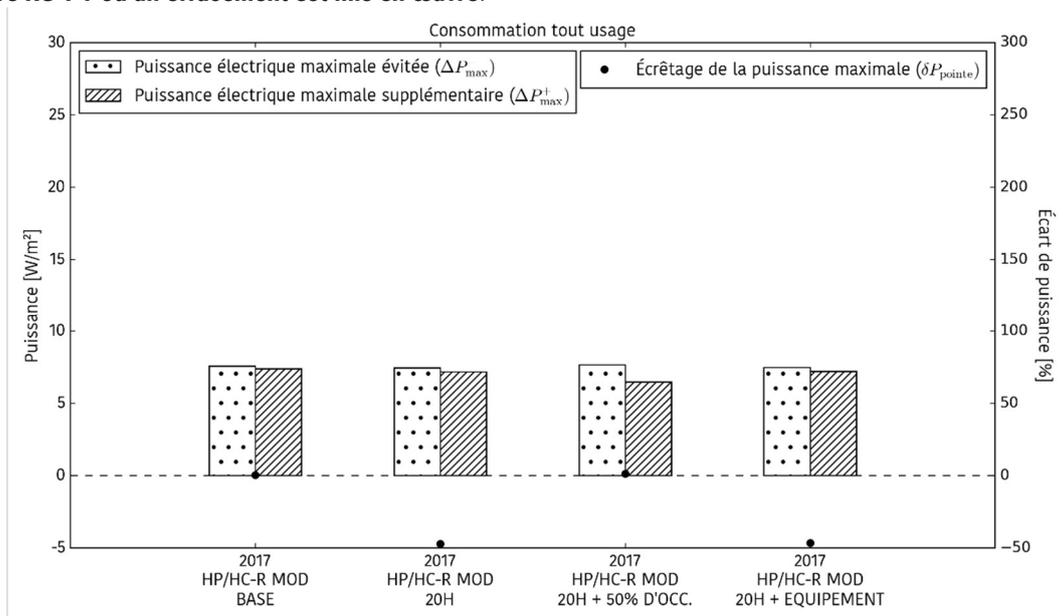


Figure 4-48 – Projet no. 2 – variantes sur l'occupation : impact au travers des indicateurs de puissance de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017 à l'échelle tous usages

³⁹ Pour la configuration de base, $\Delta P_{max}^- = 7.6 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 7.4 \text{ W/m}^2$. Pour la variante avec allongement à 20 h seul, $\Delta P_{max}^- = 7.4 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 7.2 \text{ W/m}^2$. Pour la variante avec allongement à 20 h + 50 % des occupants, $\Delta P_{max}^- = 7.7 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 6.5 \text{ W/m}^2$. Pour la variante avec allongement à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, $\Delta P_{max}^- = 7.5 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 7.2 \text{ W/m}^2$.

⁴⁰ Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la configuration de base, 16.1 W/m² soit 60.3 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la variante avec allongement à 20 h seul, 15.8 W/m² soit 59.1 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la variante avec allongement à 20 h + 50 % des occupants, 15.6 W/m² soit 58.5 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence sans flexibilité, pour la variante avec allongement à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, 16.0 W/m² soit 59.9 kW.

La Figure 4-49 montre, avec les variations sur l'occupation, l'évolution de l'impact en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs), sur l'année 2017, de la stratégie « HP/HC-R MOD ». Si à l'instar des économies d'énergie annuelles à la hausse dans les trois variantes **par rapport à la configuration de base** (cf. Figure 4-45), **les gains sur la part variable de la facture sont en augmentation dans les trois variantes, les gains sur la part fixe sont eux à la baisse**. Ces trois variantes présentent **en effet un abaissement moindre de la puissance retenue dans la plage tarifaire RG-PT par rapport à la situation de référence sans flexibilité que dans la configuration de base**⁴¹. Finalement, si dans le cas de **l'allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h seul et dans celui de l'allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h avec diminution du nombre d'occupants**, il en résulte une **légère augmentation des gains financiers totaux** sur la facture d'électricité, **dans le cas de l'allongement des heures d'occupation jusqu'à 20 h avec modification du profil de consommation des équipements, c'est une légère baisse des gains financiers totaux** sur la facture d'électricité qui se produit.

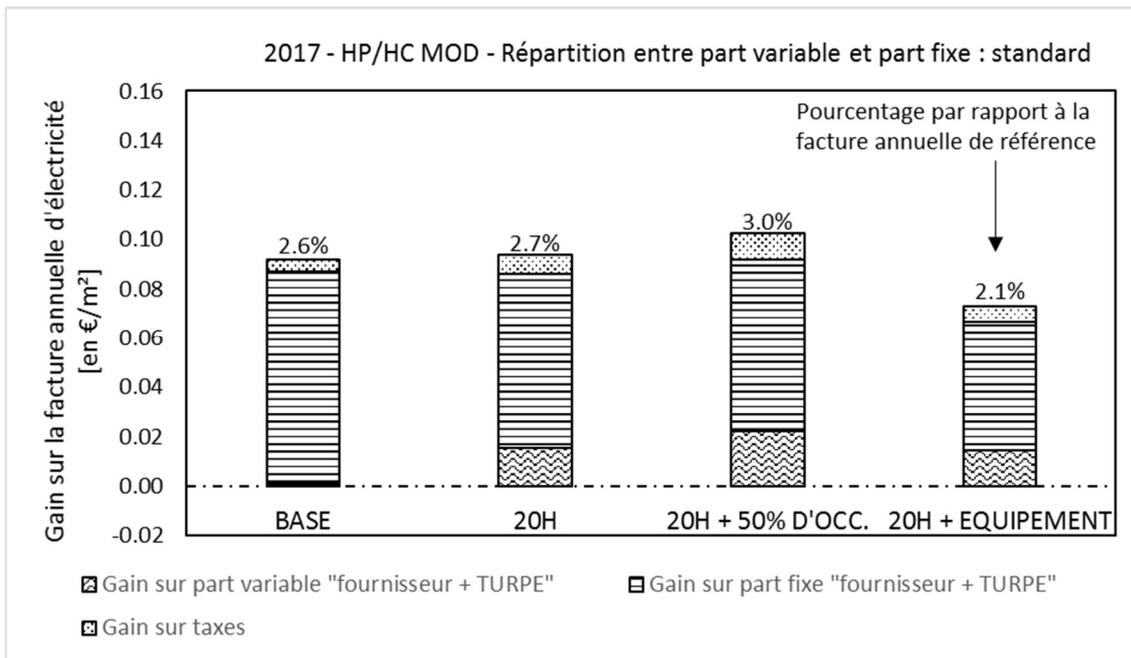


Figure 4-49 – Projet no. 2 – variantes sur l'occupation : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité de la stratégie « HP/HC-R MOD » en 2017⁴²

⁴¹ Dans la configuration de base, passage de la puissance retenue sur la plage tarifaire RG-PT de 47 kW en situation de référence sans flexibilité à 21 kW dans la stratégie « HP/HC-R MOD ». Dans la variante avec allongement à 20 h seul, passage de la puissance retenue sur la plage tarifaire RG-PT de 43 kW en situation de référence sans flexibilité à 21 kW dans la stratégie « HP/HC-R MOD ». Dans la variante avec allongement à 20 h + 50 % des occupants, passage de la puissance retenue sur la plage tarifaire RG-PT de 46 kW en situation de référence sans flexibilité à 20 kW dans la stratégie « HP/HC-R MOD ». Dans la variante avec allongement à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, passage de la puissance retenue sur la plage tarifaire RG-PT de 43 kW en situation de référence sans flexibilité à 22 kW dans la stratégie « HP/HC-R MOD ».

⁴² Facture annuelle de référence en 2017 pour la configuration de base, 13127 €ttc soit 3.5 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h seul, 12977 €ttc soit 3.5 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h + 50 % des occupants, 12649 €ttc soit 3.4 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante avec allongement à 20 h + modification du profil de consommation des équipements, 13047 €ttc soit 3.5 €/m².

4.2.3.3 Variantes autres

Dans le cadre du projet n°2, **trois variantes autres que celles prévues dans le cahier des charges** ont été étudiées. L'une d'entre elles a consisté à **modifier la référence sans flexibilité du projet, en supposant une gestion caricaturale de la consigne de chauffage du bâtiment à 21 °C tout le temps (i.e. en supprimant tous les réduits la nuit en semaine et le week-end) et à confronter les résultats de cette nouvelle référence avec « l'ancienne » référence (référence de base avec réduits)** pour évaluer les modifications apportées par une gestion optimisée du bâtiment.

Les deux autres variantes se sont basées sur une nouvelle stratégie de flexibilité par rapport à celles proposées dans le projet. Cette nouvelle stratégie, **dénommée « LRflex », s'appuie sur une modulation de la consigne de chauffage** ne dépendant plus des plages tarifaires sur les heures d'avant ou d'après (comme pour les stratégies « HP/HC MOD » ou « HP/HC-R MOD », cf. la Partie 2.2) mais **définie uniquement en fonction de la plage tarifaire sur l'heure en question :**

- RG-PT, abaissement de la consigne de 2 °C,
- RG-HP, abaissement de la consigne de 1 °C,
- RG-HC, pas de modification de la consigne,
- BC-PT, abaissement de la consigne de 1.5 °C,
- BC-HP, abaissement de la consigne de 1 °C,
- BC-HC, pas de modification de la consigne,
- BE-HP, abaissement de la consigne de 1 °C,
- BE-HC, pas de modification de la consigne,
- VE-STD, augmentation de la consigne de 1 °C,
- VE-ENR, augmentation de la consigne de 2 °C.

Les deux variantes ont consisté à **appliquer cette nouvelle stratégie de flexibilité d'une part, à la référence de base du projet (i.e. gestion avec des réduits) et d'autre part, à la référence à 21 °C tout le temps.**

La Figure 4-50 illustre, pour les trois autres variantes, l'impact énergétique (cf. la Partie 2.4.1 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages sur l'année 2017.

Dans la variante « Réf base / 21°C », **l'introduction de réduits la nuit et le week-end permet, par rapport à une gestion à 21 °C tout le temps, d'éviter la consommation d'importantes quantités d'énergie et donc de générer des économies d'énergie annuelles conséquentes** (11,5 % soit 2549 Wh/m² représentant 9.5 MWh). Ces dernières sont notamment quasiment 4 fois supérieures aux économies d'énergie réalisées dans le cadre de la variante « LRflex / 21 °C », mettant en œuvre la stratégie de flexibilité « LRflex » sur la même référence avec 21 °C tout le temps. Nous pourrions noter toutefois **des quantités d'énergie supplémentaire également élevées dans la variante « Réf base / 21°C », en raison très probablement des consommations supplémentaires engendrées par les relances à 21 °C après les réduits de nuit ou de week-end.**

Dans la variante « LRflex / Réf. Base », **la mise en œuvre de la stratégie de flexibilité « LRflex » sur la référence de base (i.e. avec réduits) permet l'obtention de quantités d'énergie déplacée et d'économies d'énergie plus conséquentes que dans le cadre de l'application de la stratégie « HP/HC-R MOD » sur la même référence** (cf. Figure 4-27, consommation électrique évitée et économies d'énergie représentant respectivement 2.3 % et 0.1 % de la consommation annuelle tous usages de référence). Ceci **semble s'expliquer au travers du plus grand nombre d'heures avec un abaissement de la consigne de chauffage** (pour rappel, seul l'usage chauffage fait l'objet de flexibilité dans le projet) **dans la stratégie « LRflex » que dans la stratégie « HP/HC-R MOD »** (sur la saison de chauffage du 01/10 au 30/04, 2981 heures pour la stratégie « LRflex » vs 269 heures pour la stratégie « HP/HC-R MOD »). Au passage, cela signifie également que **dans la stratégie « LRflex », le nombre d'heures où la température intérieure (température opérative) est inférieure à la température intérieure de référence est plus élevé que dans la stratégie « HP/HC-R MOD »** (sur la saison de chauffage, 4228 heures dont 1530 heures durant les heures d'occupation du bâtiment sur lesquelles l'écart moyen est de -0.7 °C avec une répartition allant de 0.0°C à -1.8°C pour la stratégie « LRflex » vs 906 heures dont 409 heures durant les heures d'occupation du bâtiment sur lesquelles l'écart moyen est de -0.1 °C avec une répartition allant de 0.0°C à -1.6°C pour la stratégie « HP/HC-R MOD »).

Dans la variante « LRflex / 21 °C », **mettant en œuvre la stratégie de flexibilité « LRflex » sur la référence avec 21 °C tout le temps, les quantités d'énergie déplacée sont plus importantes que dans la variante « LRflex / Réf. Base », en raison des consommations de chauffage** (pour rappel, seul l'usage chauffage fait l'objet de flexibilité dans le projet) **plus importantes dues à l'application de la consigne de 21 °C tout le temps.** Par contre, les **économies d'énergie engendrées dans la variante « LRflex / 21 °C » restent assez proches de celles obtenues dans la variante « LRflex / Réf. Base »** (3.0 % de la consommation annuelle tous usages de référence soit 660 Wh/m² représentant 2.5 MWh dans « LRflex / 21 °C » vs 2.8 % de la consommation annuelle tous usages de référence soit 552 Wh/m² représentant 2.1 MWh dans « LRflex / Réf. Base »).

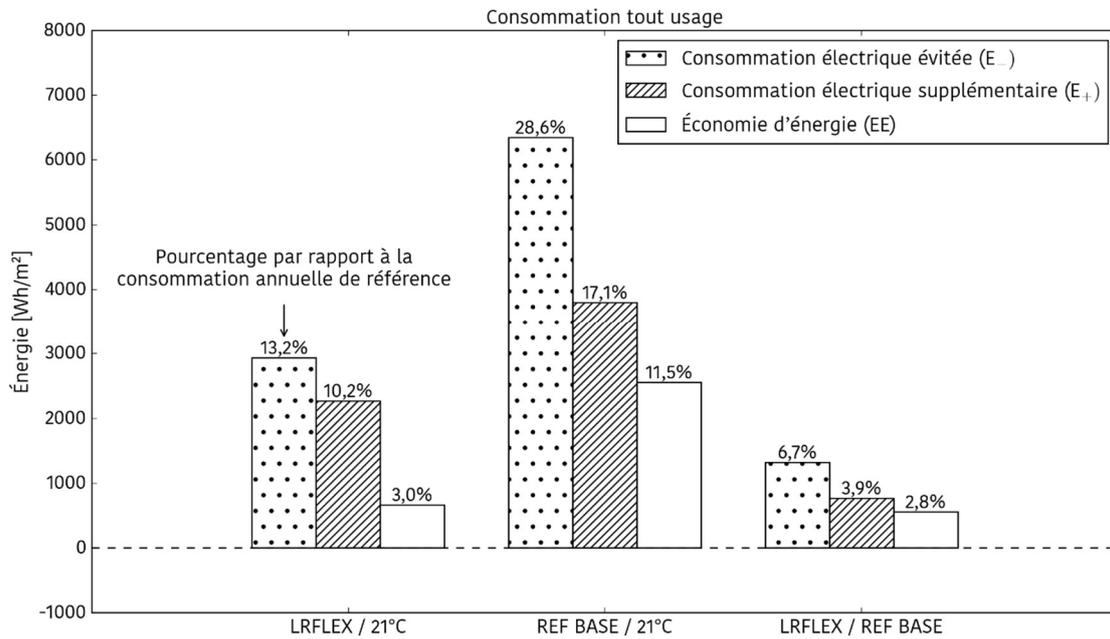


Figure 4-50 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des indicateurs énergétiques en 2017 à l'échelle tous usages⁴³,

⁴³ Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante « LRflex / 21°C », i.e. avec une consigne de 21 °C tout le temps, 82.8 MWh soit 22152 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante « Réf. base / 21°C », i.e. avec une consigne de 21 °C tout le temps, 82.8 MWh soit 22152 Wh/m². Consommation annuelle tous usages de référence en 2017 pour la variante « LRflex / Réf. base », i.e. avec la référence de base avec des réduits, 73.3 MWh soit 19603 Wh/m².

La Figure 4-51, présente, pour les trois autres variantes, l'impact énergétique mais à l'échelle du chauffage uniquement sur l'année 2017. Étant donné que le projet no. 2 utilise uniquement les équipements de chauffage pour la flexibilité, les résultats sont identiques en absolu à ceux de la figure précédente cependant, une différence peut être observée en relatif (i.e. ramenée à la consommation annuelle de chauffage de référence sans flexibilité). Les chiffres au seul périmètre chauffage sont en relatif en hausse (quasiment fois deux) dans ces trois variantes par rapport aux chiffres à l'échelle tous usages.

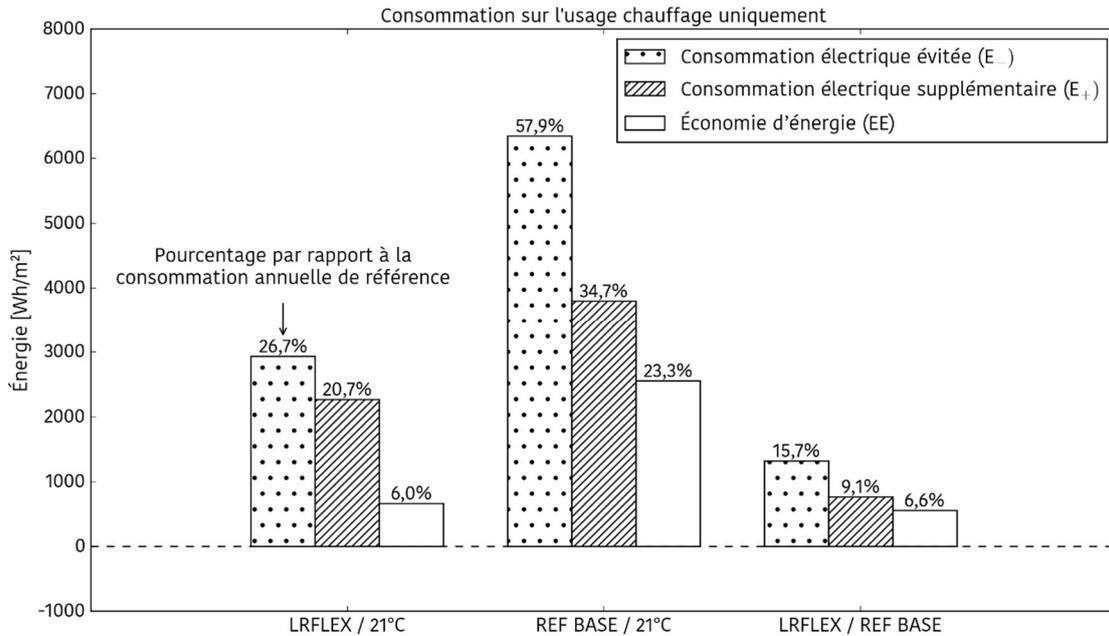


Figure 4-51 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des indicateurs énergétiques en 2017 à l'échelle du chauffage uniquement⁴⁴

⁴⁴ Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante « LRflex / 21°C », i.e. avec une consigne de 21 °C tout le temps, 41.0 MWh soit 10952 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante « Réf. base / 21°C », i.e. avec une consigne de 21 °C tout le temps, 41.0 MWh soit 10952 Wh/m². Consommation annuelle chauffage de référence en 2017 pour la variante « LRflex / Réf. base », 31.4 MWh soit 8403 Wh/m².

La Figure 4-52 montre, pour la variante « Réf base / 21°C », l'impact, au périmètre tous usages, pour l'année 2017 en termes d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires. **La mise en œuvre de réduits la nuit et le week-end (Réf base) permet d'économiser de l'énergie également de manière conséquente lors des moments de forte tension sur le réseau électrique national (RG-PT et BC-PT) par rapport à une gestion avec 21 °C tout le temps.** Ainsi de ce point de vue, la mise en œuvre d'une gestion des consignes plus efficace énergétiquement que 21 °C tout le temps permet au-delà des questions de MDE de rendre également service au réseau quand il en a besoin lors des moments de tension, comme pour des stratégies de flexibilité. Par contre, **une telle gestion optimisée ne permet pas la surconsommation d'énergie lors des jours verts d'abondance de production d'origine renouvelable** comme en aurait besoin le réseau.

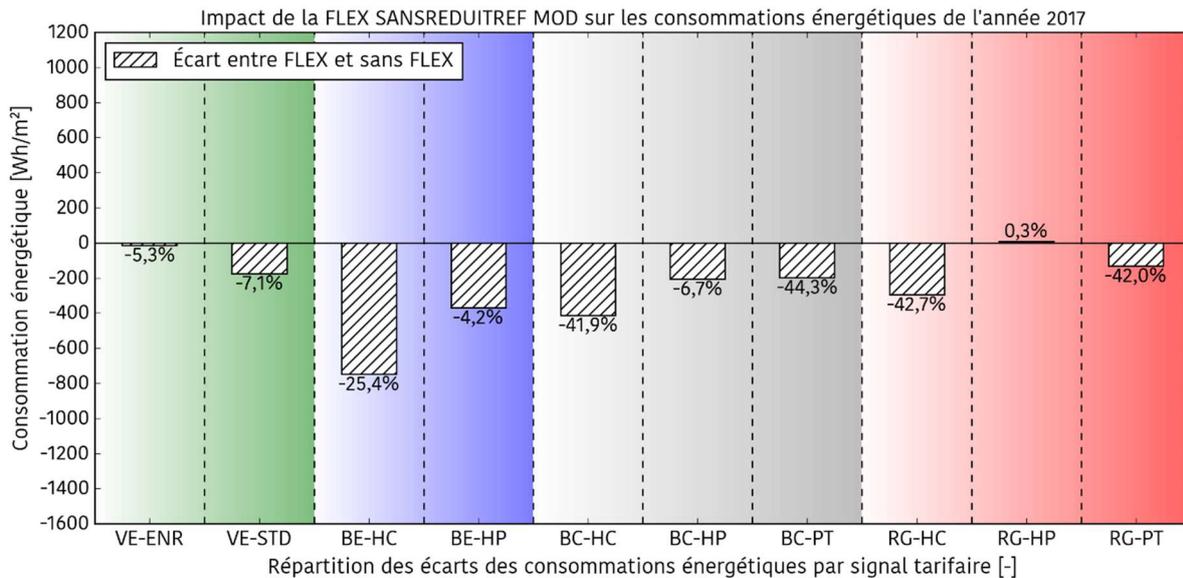


Figure 4-52 – Projet no. 2 – variante « Réf base / 21°C » : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 à l'échelle tous usages⁴⁵

⁴⁵ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 1.1 MWh soit 292 Wh/m² ; VE-STD, 9.2 MWh soit 2453 Wh/m² ; BE-HC, 11.0 MWh soit 2946 Wh/m² ; BE-HP, 33.0 MWh soit 8824 Wh/m² ; BC-HC, 3.7 MWh soit 988 Wh/m² ; BC-HP, 11.5 MWh soit 3074 Wh/m² ; BC-PT, 1.7 MWh soit 448 Wh/m² ; RG-HC, 2.6 MWh soit 694 Wh/m² ; RG-HP, 7.9 MWh soit 2117 Wh/m² ; RG-PT, 1.2 MWh soit 316 Wh/m².

La Figure 4-53 montre, pour la variante « LRflex / Réf. Base », l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « LRflex » pour l'année 2017 en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation de référence de base (i.e. avec réduits) au sein des 10 plages tarifaires. **La stratégie de flexibilité « LRflex », appliquée à la référence de base (i.e. avec réduits) permet des économies d'énergie un peu plus importantes lors des moments de forte tension sur le réseau électrique national (RG-PT et BC-PT) que la stratégie de flexibilité « HP/HC-R MOD »** (cf. Figure 4-29 ; stratégie « LRflex », -33.3 % de consommation d'énergie dans la plage RG-PT soit -61 Wh/m² représentant -230 kWh et -19.3 % de consommation d'énergie dans la plage BC-PT soit -48 Wh/m² représentant -180 kWh vs stratégie « HP/HC-R MOD », -22.5 % de consommation d'énergie dans la plage RG-PT soit -41 Wh/m² représentant -150 kWh et -7.3 % de consommation d'énergie dans la plage BC-PT soit -18 Wh/m² représentant -70 kWh).

Cette **différence entre les deux stratégies semble provenir du fait que dans le cadre de la stratégie « HP/HC-R MOD », la surchauffe effectuée l'heure d'avant amène une surconsommation de la PAC air/eau lors de l'effacement au travers l'inertie du fonctionnement du système de chauffage.** Si l'inertie du fonctionnement de la PAC air/eau est ici bien représentée, cela amène à s'interroger sur l'utilité de cette surchauffe l'heure d'avant en termes de bilan bénéfique/inconvénient notamment dans des bâtiments très bien isolés où la question de la perte de confort pour l'occupant se pose moins que pour des bâtiments peu ou pas isolés.

Par ailleurs, il est à observer que **si en relatif ces hausses d'économies d'énergie dans la stratégie « LRflex » sont significatives, en absolu, les valeurs en jeu restent faibles** d'une part, car dans le projet seul l'usage chauffage fait l'objet de flexibilité et d'autre part, car la plupart des plages tarifaires RG-PT et BC-PT se situent entre 18 h et 20 h (cf. Figure 4-10) alors que la dernière heure d'occupation en semaine du bâtiment est 18 h et qu'un réduit de nuit est appliqué en référence dès 19 h.

Par contre, nous pourrions noter que **les plus fortes économies d'énergie engendrées en absolu par la stratégie « LRflex » se situent sur la plage tarifaire BE-HP** (plage tarifaire représentant le plus grand nombre d'heures dans l'année avec 47.5 % des heures, cf. Figure 2-1), **correspondant à aucune tension particulière sur le réseau national.**

Les augmentations de consommations d'énergie lors des heures creuses des jours rouges, blancs et bleus semblent être dues directement aux accroissements de consigne de chauffage entre ces heures et les heures pleines ou de pointe juste d'avant (cf. début partie 4.2.3.3, heures creuses sans modification de la consigne de référence et heures pleines ou de pointe, systématiquement avec des diminutions de la consigne de référence).

Enfin, **la stratégie « LRflex » ne permet pas tout comme la stratégie « HP/HC-R MOD »** (cf. Figure 4-29) **d'augmenter les consommations d'énergie lors des heures de plus fortes abondances de production d'origine renouvelable sur le réseau national (VE-ENR).**

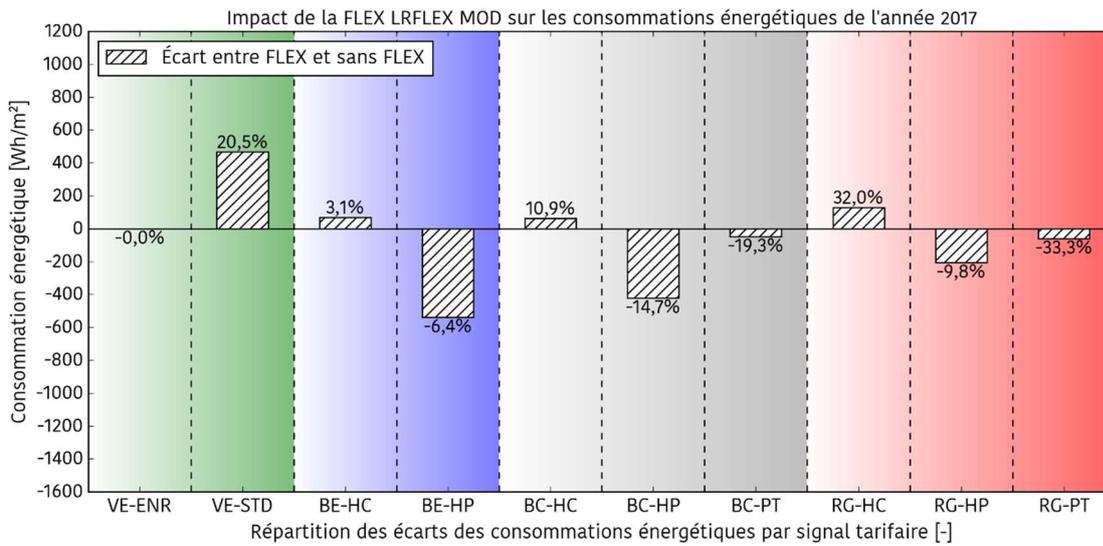


Figure 4-53 – Projet no. 2 – variante « LRflex / Réf. Base » : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 à l'échelle tous usages⁴⁶

⁴⁶ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 1.0 MWh soit 276 Wh/m² ; VE-STD, 8.5 MWh soit 2279 Wh/m² ; BE-HC, 8.2 MWh soit 2198 Wh/m² ; BE-HP, 31.6 MWh soit 8453 Wh/m² ; BC-HC, 2.1 MWh soit 574 Wh/m² ; BC-HP, 10.7 MWh soit 2869 Wh/m² ; BC-PT, 0.9 MWh soit 250 Wh/m² ; RG-HC, 1.5 MWh soit 398 Wh/m² ; RG-HP, 7.9 MWh soit 2124 Wh/m² ; RG-PT, 0.7 MWh soit 183 Wh/m².

La Figure 4-54 montre, pour la variante « LRflex / 21 C », l'impact, au périmètre tous usages, de la stratégie « LRflex » pour l'année 2017 en termes d'énergie déplacée par rapport à la situation de référence avec 21 °C tout le temps au sein des 10 plages tarifaires. **En comparaison des résultats obtenus pour la variante « LRflex / Réf. Base »** (application de la stratégie « LRflex » sur la référence de base avec des réduits, cf. Figure 4-53), **les résultats sont qualitativement les mêmes mais avec des valeurs plus élevées en termes d'énergie économisée notamment dans les plages tarifaires de pointe (RG-PT et BC-PT), dû au fait que la situation de référence avec 21 °C tout le temps amène des consommations de chauffage (pour rappel, seul l'usage chauffage fait l'objet de flexibilité dans le projet) significativement plus importantes (cf. note de bas de page 43). A ce titre, il pourra notamment être notée l'augmentation de la consommation sur la plage « VE-ENR » dans cette variante « LRflex / 21 C ».**

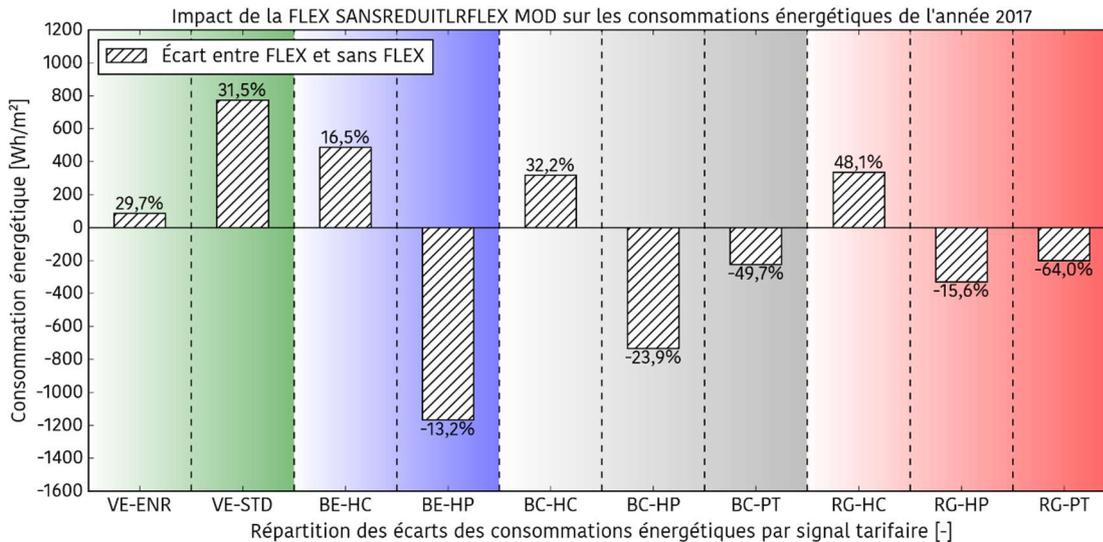


Figure 4-54 – Projet no. 2 – variante « LRflex / 21 °C » : visualisation des consommations d'énergie déplacée au sein des 10 plages tarifaires au cours de l'année 2017 à l'échelle tous usages⁴⁷

⁴⁷ Consommation annuelle tous usages de référence pour 2017 dans les 10 plages tarifaires : VE-ENR, 1.1 MWh soit 292 Wh/m² ; VE-STD, 9.2 MWh soit 2453 Wh/m² ; BE-HC, 11.0 MWh soit 2946 Wh/m² ; BE-HP, 33.0 MWh soit 8824 Wh/m² ; BC-HC, 3.7 MWh soit 988 Wh/m² ; BC-HP, 11.5 MWh soit 3074 Wh/m² ; BC-PT, 1.7 MWh soit 448 Wh/m² ; RG-HC, 2.6 MWh soit 694 Wh/m² ; RG-HP, 7.9 MWh soit 2117 Wh/m² ; RG-PT, 1.2 MWh soit 316 Wh/m².

La Figure 4-55 illustre, pour les trois autres variantes, l'impact en puissance (cf. la Partie 2.4.2 pour la définition des indicateurs) au périmètre tous usages sur l'année 2017.

Pour la variante « **Réf base / 21°C** », la **puissance maximale évitée par l'introduction de réduits la nuit et le week-end** (ΔP_{max}^- intervient le samedi 07/01/2017 matin) par rapport à une gestion à 21 °C tout le temps **est similaire⁴⁸ à la puissance maximale supplémentaire engendrée par les relances à 21 °C après les réduits** (ΔP_{max}^+ intervient le lundi 23/01/2017 matin). Par contre, **l'introduction de réduits et donc des relances associées a pour effet d'augmenter de manière importante la puissance maximale appelée dans l'année par le bâtiment** (+31 % soit +3.8 W/m² représentant +14.2 kW).

Pour la **variante « LRflex / Réf. Base »**, si la **puissance maximale évitée connaît une très légère hausse par rapport à celle obtenue par la stratégie « HP/HC-R MOD »** (8.0 W/m² soit 29.9 kW pour la stratégie « LRflex » vs 7.6 W/m² soit 28.3 kW pour la stratégie « HP/HC-R MOD », cf. Figure 4-31), **c'est surtout la puissance maximale supplémentaire qui connaît une diminution importante par rapport à la stratégie « HP/HC-R MOD »** (6.0 W/m² soit 22.4 kW pour la stratégie « LRflex » vs 7.4 W/m² soit 27.6 kW pour la stratégie « HP/HC-R MOD », cf. Figure 4-31). **Cette forte baisse entre les deux stratégies semble s'expliquer par la non-présence d'une surchauffe l'heure d'avant les effacements dans la stratégie « LRflex »**. Dans cette dernière, cette puissance maximale supplémentaire a même lieu lors d'une plage tarifaire VE-STD où la consigne de chauffage est augmentée de 1 °C. S'agissant de **la puissance maximale appelée dans l'année par le bâtiment, la stratégie « LRflex » permet de la diminuer de 8.7 %** (soit -1.4 W/m² représentant 5.2 kW) grâce à l'application d'une baisse de la consigne de chauffage de référence de 1 °C lors de cette plage tarifaire RG-HP (le 19/01/2017 à 8 h) **alors que la stratégie « HP/HC-R MOD » ne présente aucune action lors de cet événement** (cf. Figure 4-36, au milieu de plusieurs heures avec la même plage tarifaire RG-HP, aucune modification de la consigne de référence n'est réalisée).

Pour la **variante « LRflex / 21 °C »**, **les résultats sont à nouveau qualitativement similaires à ceux obtenus dans la variante « LRflex / Réf. Base » mais avec des valeurs en absolu plus élevées.**

⁴⁸ Pour la variante « Réf base / 21°C », $\Delta P_{max}^- = 10.5 \text{ W/m}^2$, $\Delta P_{max}^+ = 10.5 \text{ W/m}^2$.

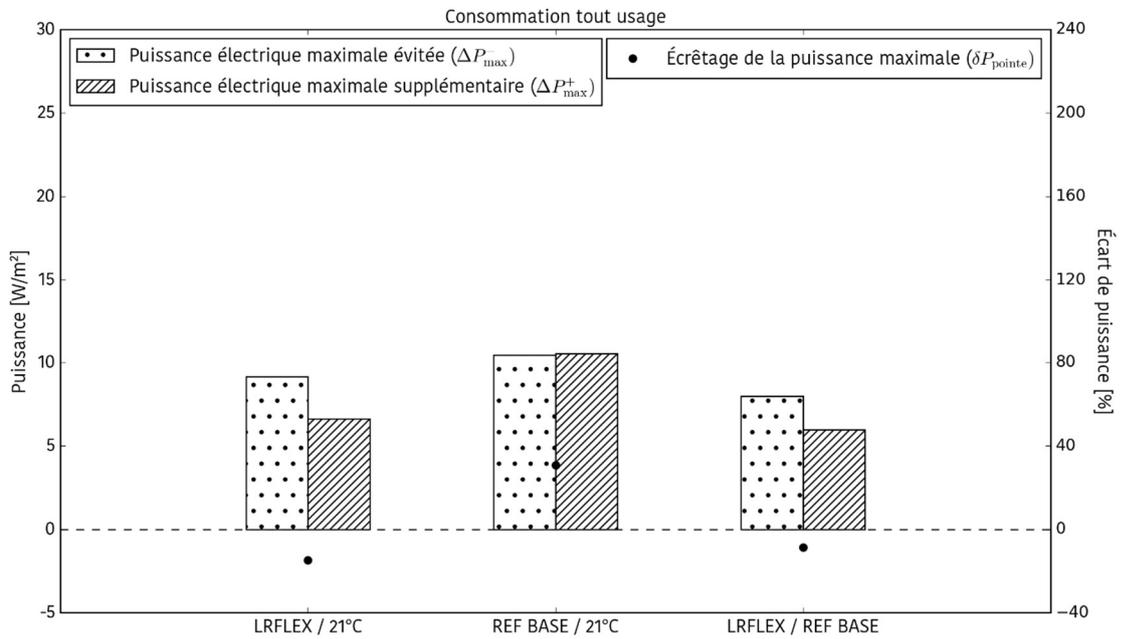


Figure 4-55 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des indicateurs de puissance à l'échelle tous usages⁴⁹

⁴⁹ Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence avec 21 °C tout le temps, 12.3 W/m² soit 46.1 kW. Puissance tous usages maximale annuelle en 2017, dans la situation de référence de base (i.e. avec réduits), 16.1 W/m² soit 60.3 kW.

La Figure 4-56 montre, pour les trois autres variantes, l'impact en termes de gains financiers sur la facture d'électricité (cf. la Partie 2.4.3 pour la définition des indicateurs) sur l'année 2017.

Pour la variante « Réf base / 21°C », au global, la mise en œuvre de réduits la nuit et le week-end amène à une **augmentation de la facture d'électricité dans le cadre du tarif ici étudié** (augmentation de 2.8 % soit 0.09 €/m² représentant 354 €). En effet, **si des gains sont réalisés sur la part variable et les taxes en lien avec les économies d'énergie engendrées** (cf. Figure 4-50), **des hausses plus importantes ont lieu sur les coûts associés à la part fixe**. Ces hausses sont **causées par l'augmentation des puissances retenues, en lien avec les relances à 21 °C suite aux réduits** mis en place (cf. Tableau 4-5).

Dans la variante « LRflex / Réf. Base », **les gains globaux obtenus sur la facture d'électricité par la stratégie « LRflex » sont significativement en hausse par rapport à ceux obtenus par la stratégie « HP/HC-R MOD »** (gains de 7.7 % soit 0.27 €/m² représentant 1013 € pour la stratégie « LRflex » vs gains de 2.6 % soit 0.09 €/m² représentant 344 € pour la stratégie « HP/HC-R MOD », cf. Figures 4-38). Cette **augmentation de gains globaux est liée aussi bien à une hausse des gains sur la part variable en lien avec des économies d'énergie plus importantes qu'à un accroissement des gains sur la part fixe en lien avec des puissances retenues en baisse** (notamment dans la plage tarifaire « RG-PT » au coût du kW le plus élevé, 47 kW dans la situation de référence de base vs 18 kW avec mise en œuvre de la stratégie de flexibilité).

Dans la variante « LRflex / 21 °C », **les gains globaux obtenus sur la facture d'électricité par la mise en œuvre de la stratégie « LRflex » sur la situation de référence avec 21 °C tout le temps** (gains de 7.4 % soit 0.25 €/m² représentant 948 €) **sont proches de ceux engendrés dans la variante « LRflex / Réf. Base »**, correspondant à la mise en œuvre de la stratégie « LRflex » sur la situation de référence de base avec des réduits (cf. paragraphe juste au-dessus). Ainsi nous pouvons noter que **l'application d'une stratégie « mise en place de réduits (Réf. base) + LRflex » sur la situation de référence avec 21 °C tout le temps amènerait des gains globaux sur la facture** (-0.09 €/m² + 0.27 €/m² = 0.18 €/m² représentant 659 €) **plus faibles que ceux de l'application seulement de la stratégie « LRflex » sur cette même référence**.

Par ailleurs, il est à observer, **par rapport à la variante « LRflex / Réf. base », que dans la variante « LRflex / 21 °C », les gains sur la part variable et sur les taxes sont plus conséquents alors que les gains sur la part fixe sont plus faibles**. En effet, si les économies d'énergie sont plus importantes notamment dans les plages tarifaires de pointe aux coûts du kWh les plus élevés dans la variante « LRflex / 21 °C » que dans la variante « LRflex / Réf. base » (cf. Figures 4-53 et 4-54), **les puissances retenues entre la situation de référence et la stratégie « LRflex » connaissent des baisses moins importantes, voire des hausses, dans la variante « LRflex / 21 °C »** que dans la variante « LRflex / Réf. base » (cf. Tableaux 4-6 et 4.7). Les situations de légère hausse des puissances retenues sont directement liées aux retours à la température de consigne de chauffage de référence à 21 °C dans les plages horaires RG-HC après des réduits de cette consigne dans les plages horaires RG-HP ou RG-PT des heures d'avant, engendrant ainsi des sortes de relance comme dans la variante « Réf base / 21°C ».

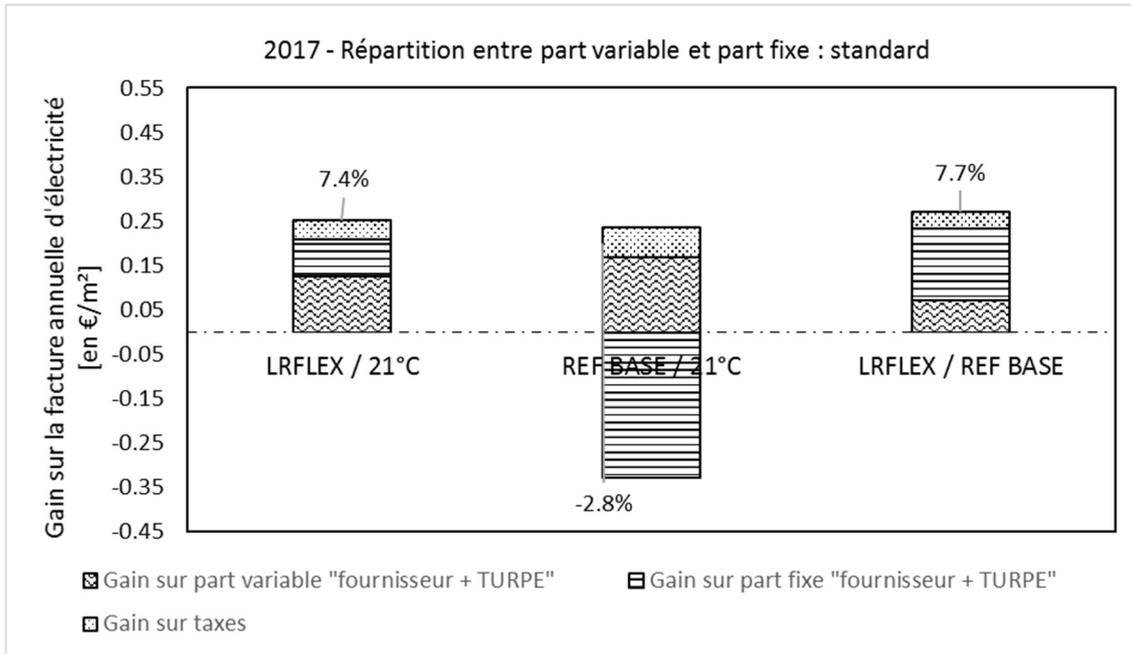


Figure 4-56 – Projet no. 2 – variantes autres : impact au travers des gains sur la facture annuelle d'électricité en 2017⁵⁰

Tableau 4-5 – Projet no. 2 – variante « Réf. Base / 21 °C » : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la référence à 21 °C tout le temps et pour la référence de base

2017	Puissance retenue en kW - Scénario référence "21 °C"	Puissance retenue en kW - Scénario référence base (i.e. avec réduits)
RG-PT	36	47
RG-HP	37	54
RG-HC	37	54
BC-PT	37	54
BC-HP	37	54
BC-HC	37	54
BE-HP	37	54
BE-HC	37	54
VE-STD	37	54
VE-ENR	37	54

⁵⁰ Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante « LRflex / 21°C », i.e. avec une consigne de 21 °C tout le temps, 12773 €ttc soit 3.4 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante « Réf base / 21°C », i.e. avec une consigne de 21 °C tout le temps, 12773 €ttc soit 3.4 €/m². Facture annuelle de référence en 2017 pour la variante « LRflex / Réf. base », i.e. avec la référence de base avec des réduits, 13127 €ttc soit 3.5 €/m².

Tableau 4-6 – Projet no. 2 – variante « LRflex / Réf. Base » : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la référence de base et la stratégie « LRflex »

2017	Puissance retenue en kW - Scénario référence base (i.e. avec réduits)	Puissance retenue en kW - Scénario "LRflex / Réf. base"
RG-PT	47	18
RG-HP	54	50
RG-HC	54	50
BC-PT	54	50
BC-HP	54	50
BC-HC	54	50
BE-HP	54	50
BE-HC	54	50
VE-STD	54	50
VE-ENR	54	50

Tableau 4-7 – Projet no. 2 – variante « LRflex / 21 °C » : puissances retenues dans les différentes plages tarifaires sur 2017 pour la référence de base et la stratégie « LRflex »

2017	Puissance retenue en kW - Scénario référence "21 °C"	Puissance retenue en kW - Scénario "LRflex / 21 °C"
RG-PT	36	15
RG-HP	37	35
RG-HC	37	38
BC-PT	37	38
BC-HP	37	38
BC-HC	37	38
BE-HP	37	38
BE-HC	37	38
VE-STD	37	38
VE-ENR	37	38

4.3 COMPARAISON DES RESULTATS DES PROJETS NO. 1 ET NO. 2

Les projets n°1 et n°2 ont seulement en commun l'étude de la **stratégie de flexibilité « HP/HC-R MOD »**, dans leur **configuration de base et sur leur scénario de référence de base respectifs, pour l'année 2017**. Ainsi c'est sur ces résultats qu'une comparaison entre les deux projets peut être effectuée.

Alors que **les deux bâtiments sont assez proches en termes de qualité d'isolation** (Ubât de 0.30 W/(m².an) pour le projet n°1 et de 0.34 W/(m².an) pour le projet n°2) **et que le système de chauffage du projet n°1 est censé avoir une efficacité globale plus importante** que le projet n°2 (PAC eau/eau géothermique, avec un COP mesuré en 2017 à 4.1, associée à des radiateurs à eau pour le projet n°1 et PAC air/eau, avec un COP estimé à 2.3, associée à des radiateurs à eau pour le projet n°2), **leur différence en termes de climat** (projet n°1 à Vannes dans le Morbihan en zone climatique H2a et projet n°2 à La Rochelle dans la Charente-Maritime en zone climatique H2b) mais aussi **de scénarii d'occupation** (pour le projet n°1, présence les jours de semaine de 7 h à 19 h inclus et pour le projet n°2, présence les jours de semaine de 8 h à 18 h inclus) **et de consigne de chauffage** (pour le projet n°1, 21 °C en occupation et 18 °C en réduit de nuit et de week-end et pour le projet n°2, 21 °C en occupation, 18 °C en réduit de nuit et 12 °C en réduit de week-end) **amènent à une consommation annuelle électrique de chauffage plus élevée pour le projet n°1** (12239 Wh/m²) que pour le projet n°2 (8403 Wh/m²).

Cette différence de niveaux de consommation de chauffage de référence entre les deux projets (pour rappel, seul l'usage chauffage fait l'objet de flexibilité dans ces deux projets) **explique pour une bonne partie le fait que pour la même stratégie « HP/HC-R MOD », les quantités d'énergie déplacée et les économies d'énergie obtenues soient plus élevés dans le projet n°1 que dans le projet n°2** (pour le projet n°1, cf. Figure 4-2, E- = 751 Wh/m², E+ = 542 Wh/m², EE = 208 Wh/m² vs pour le projet n°2, cf. Figure 4-28, E- = 449 Wh/m², E+ = 432 Wh/m², EE = 16 Wh/m²). Le fait que le bâtiment du projet n°2 ne soit plus occupé et ainsi en réduit de nuit en termes de consigne de chauffage à partir de 19 h, soit une heure plutôt que le projet n°1, alors que 19

En termes de puissances électriques appelées de chauffage, **les différences de système** (la PAC eau/eau géothermique du projet n°1 présente un COP plus élevé, 4.1 vs 2.3, que la PAC air/eau du projet n°2) **et de scénario de consigne** (réduits plus importants notamment le week-end et donc relances plus conséquentes les lundis matins dans le projet n°2 que dans le projet n°1) **contribuent en partie au fait que la puissance électrique maximale de chauffage appelée par le projet n°2 dans la situation de référence soit plus importante que celle du projet n°1** (pour le projet n°1, Pmax de chauffage en 2017 pour la situation de référence de 6.6 W/m² vs pour le projet n°2, Pmax de chauffage en 2017 pour la situation de référence de 14.3 W/m²).

Cette différence de puissances de chauffage appelées dans la situation de référence entre les deux projets (cf. Figures 4-8 et 4-34) **explique le fait que les puissances électriques maximales évitée et supplémentaire soient plus importantes dans le projet n°2 que dans le projet n°1** (pour le projet n°1, cf. Figure 4-5, $\Delta P_{max}^- = 3.6$ W/m² et $\Delta P_{max}^+ = 3.0$ W/m² vs pour le projet n°2, cf. Figure 4-31, $\Delta P_{max}^- = 7.6$ W/m² et $\Delta P_{max}^+ = 7.4$ W/m²). **S'agissant de l'écrêtement de la puissance maximale appelée dans l'année à l'échelle tous usages, celle-ci est quasiment inexistante dans les deux projets**, cet événement ayant lieu dans les deux projets dans une séquence de plages tarifaires n'amenant aucun effacement sur l'heure en question.

Les différences observées entre les deux projets en termes d'économies d'énergie obtenues et de puissances électriques évitées **engendrent au global des gains sur la facture annuelle d'électricité tous usages plus conséquents pour le projet n°2 que pour le projet n°1** (pour le projet n°1, cf. Figure 4-x, gains de 0.06 €/m² vs pour le projet n°2, cf. Figure 4-x, gains de 0.09 €/m²). Si **le projet n°1 présente des gains sur la part variable et sur les taxes plus élevés que ceux du projet n°2** en raison de ses économies d'énergie supérieures, **les gains sur la part fixe du projet n°2 s'avèrent encore plus importants par rapport à ceux du projet n°1** en raison de niveaux de puissances évitées plus conséquents (pour le projet n°1, gains sur la part variable de 0.03 €/m², gains sur la part fixe de 0.02 €/m², gains sur les taxes de 0.01 €/m² vs pour le projet n°2, gains sur la part variable de 0.00 €/m², gains sur la part fixe de 0.09 €/m², gains sur les taxes de 0.00 €/m²).

Toutefois, il est important de garder en tête que **ces gains financiers dans le projet n°1 comme dans le projet n°2 restent faibles en absolu** (pour le projet n°1, les gains financiers représentent une valeur de 211 €ttc et pour le projet n°2, les gains financiers représentent une valeur de 344 €ttc).

Au final, **les différences observées entre les deux projets en termes de résultats obtenus semblent principalement liées à leur différence de nature de système de chauffage mais aussi à leur différence de scénario de consigne de chauffage.**

5 CONCLUSIONS

Cinq équipes se sont engagées à étudier la flexibilité électrique de leur bâtiment tertiaire de bureaux via des SED et selon le cahier des charges du projet FLEXENR (cf. Livrable Tâche 1 du projet et Partie 2 « Méthode » du présent document). Dans celui-ci, il leur a été demandé, **à partir d'un tarif dynamique élaboré par RTE et ENEDIS pour les années 2012 et 2017 s'inspirant du tarif Tempo auquel sont rajoutés des jours verts d'abondance de production d'origine renouvelable** sur le réseau, de simuler pour ces deux années **la mise en œuvre de deux familles de stratégie de flexibilité implicite** :

- **une appelée « HEBDO » visant à déplacer des consommations sur des journées entières** selon une optimisation financière prenant en compte le type tarifaire des jours J-3 à J+3,
- **et une autre appelée « HP/HC » visant à déplacer des consommations sur plusieurs heures au sein de la même journée** selon une optimisation financière prenant en compte le type tarifaire des heures H-2 à H+2.

Le premier constat que nous pouvons faire est que les cinq équipes engagées ont toutes mené leur étude sur un bâtiment neuf ou très récent ainsi aucune n'a étudié un bâtiment existant. La quasi-absence de SED préexistantes pour de tels bâtiments et donc le coût important pour créer celles-ci nous semblent en être les principales raisons. Une étude des gisements de flexibilité de bâtiments existants nécessiterait de pleinement intégrer cette question notamment dans son montage financier.

Deuxième constat, ces cinq équipes ont toutes choisi d'étudier uniquement la flexibilité des usages thermiques, chauffage pour les cinq et climatisation également pour deux d'entre elles. En effet, le monde de l'énergétique du bâtiment, auquel nous appartenons, maîtrise entre autres mieux ces usages et principalement celui du chauffage notamment en termes de modélisation que les autres usages. Ce n'est que dans le cas des bâtiments assez récents que grâce entre autres aux isolations importantes mises, le chauffage n'est plus parmi les tous premiers postes de consommation. Par conséquent, des efforts restent à réaliser pour élargir les études de flexibilités aux autres usages, pouvant présenter des potentiels significatifs notamment dans les bâtiments récents.

Troisième constat, parmi les cinq équipes, seules deux ont réussi à produire, non sans rencontrer également quelques difficultés, des résultats jugés valides. Les différentes équipes ont rencontré un certain nombre de **difficultés dans la réalisation des études de flexibilité par SED demandées. Une partie de ces problèmes est liée aux logiciels de SED eux-mêmes**, plus faits pour faire des calculs en énergie qu'en puissance et plus développés pour intégrer des entrées définies sur une semaine type reproduite tout au long de l'année que des entrées pouvant varier d'une heure sur l'heure tout au long de l'année. **Une autre partie de ces problèmes est associée à la non-familiarité des différentes équipes avec ce type d'étude complexe**, sortant de leurs études habituelles, entre autres par la simulation d'années réelles.

Ainsi pour aller plus loin d'un point de vue recherche en continuant à employer des SED pour évaluer le potentiel de flexibilité de bâtiments, il nous semble qu'il serait nécessaire de faire faire les simulations à un seul et même acteur sur un outil adapté afin de lui donner la maîtrise complète des simulations réalisées. Dans une visée de sensibilisation du plus grand nombre d'acteurs du bâtiment à la question de la flexibilité dans le cadre de leur propre projet, il nous semble qu'il faut aller en revanche vers des outils évaluant assez simplement le potentiel de flexibilité d'un bâtiment (type GOFLEX) et non espérer diffuser des études de SED du type de celles menées dans FLEXENR (beaucoup trop complexes). La robustesse des évaluations effectuées par des outils plus simples restant à analyser.

Sur les deux équipes (EDF R&D pour le projet n°1 et La Rochelle Université pour le projet n°2) ayant obtenus des résultats validés, la première observation qui peut être faite **sur leurs résultats pour leur configuration de base, c'est que les stratégies de flexibilité implicite étudiées, mettant en œuvre des modulations de la consigne de chauffage entre ± 2 °C, permettent bien de déplacer des consommations d'énergie et ceci de manière un plus importante pour les stratégies « HP/HC »** (i.e. stratégie « HP/HC » et stratégie « HP/HC-R » sans surchauffe après les effacements) **que pour la stratégie « HEBDO »**. En effet, sur l'année, les situations de flexibilité sont moins nombreuses pour la stratégie « HEBDO » que pour les stratégies « HP/HC ». Toutefois, **les consommations**

d'électricité évitées restent modestes et sont par ailleurs pour une bonne partie compensées par les consommations d'électricité supplémentaires amenant des économies d'énergie sur l'année au global faibles. Seul l'usage chauffage étant flexibilisé dans ces deux bâtiments neufs, les consommations déplacées et au global économisées ramenées à l'échelle des consommations électriques annuelles tous usages sont extrêmement faibles (quelques % pour les consommations déplacées et moins du % pour les économies d'énergie).

Deuxièmement, **dans le cadre des stratégies « HP/HC », des consommations d'énergie sont bien particulièrement évitées par des effacements dans les plages tarifaires correspondant aux heures de plus forte tension en termes d'équilibre entre la production et la demande sur le réseau (RG-PT et BC-PT).** En revanche, **si des consommations supplémentaires sont bien engendrées pour le projet n°1 dans la plage tarifaire correspondant aux heures de plus forte abondance de production d'origine renouvelable (VE-ENR), pour le projet n°2, il n'y a pas de consommation supplémentaire sur cette plage tarifaire.** En effet, sur les neuf jours présentant des plages horaires VE-ENR, seulement trois sont sur les saisons de chauffage des deux projets mais ce sont tous des jours de week-end plutôt en début et fin de saison de chauffage où le réduct important de la consigne dans le projet n°2 (consigne à 12 °C durant les week-ends en référence) n'amène aucune consommation de chauffage alors que le réduct moins important dans le projet n°1 (consigne à 18 °C durant les week-ends en référence) engendre un certain niveau de consommation de chauffage.

Troisièmement, **dans le cadre des stratégies « HP/HC », les puissances électriques de chauffage évitées et supplémentaires appelées dans les deux projets dans leur configuration de base restent modestes par rapport à leurs puissances maximales appelées de chauffage (environ un facteur 2 entre les puissances électriques évitées maximums et les puissances maximales de chauffage).** En effet, il est important de noter que **les courbes de charge chauffage de ces deux bâtiments neufs présentent les puissances de chauffage les plus élevées les matins entre 5 h et 9 h au moment des remontées à la consigne de confort en occupation suite aux réduits de nuit ou de week-end alors que les heures de plus forte tension sur le réseau et donc de mise en œuvre d'effacements par les stratégies « HP/HC » sont entre 18 h).** Cette **non-synchronisation entre les puissances de chauffage les plus élevées et les besoins d'effacement du réseau** se traduit par exemple par l'absence de mise en œuvre d'effacement lors des pointes annuelles de puissances tous usages appelées par les deux projets dans leur configuration de base (pointes annuelles pas sur des plages horaires de pointe).

Toutefois, il est à observer que notamment dans le cadre des puissances maximales de chauffage évitées par les deux projets, **les stratégies « HP/HC » permettent des effacements conséquents de la puissance de chauffage appelée sur l'heure en question** (pour le projet n°1, réduction de 70 % de la puissance de chauffage de référence et pour le projet n°2, réduction de 76 % de la puissance de chauffage de référence). Ainsi **ce n'est pas tant l'efficacité des stratégies « HP/HC » qui semble être en question que le fait que les deux bâtiments neufs et donc très performants énergétiquement étudiés présentent déjà, dans leur configuration de base, des puissances électriques appelées de chauffage faibles aux heures de plus forte tension sur le réseau.** A ce titre, il serait particulièrement intéressant de savoir si des bâtiments existants de bureaux et donc moins performants énergétiquement auraient une courbe de charge de chauffage uniquement translatée vers des valeurs de puissance plus élevées ou également déformées dans sa distribution horaire.

Sur la base des observations faites ci-dessus, **les stratégies « HP/HC » amènent pour les deux projets dans leur configuration de base des gains financiers sur la facture annuelle d'électricité tous usages, estimée à partir du tarif dynamique créé, restant très modestes** (moins de 3 % économisés, soit entre 200 à 300 euros sur des factures tous usages de plusieurs dizaines de milliers d'euros).

L'étude de la valorisation financière sur les marchés de capacité et en énergie (NEBEF et mécanisme d'ajustement) des flexibilités implicites obtenues pour l'année 2017 par les stratégies « HP/HC » sur les configurations de base des deux projets, bien qu'elles ne soient pas possibles en réalité pour les marchés en énergie, permet de voir qu'à **l'instar des gains sur la facture d'électricité, les gains sur les marchés resteraient très modestes, voire inférieurs à ceux sur la facture pour le propriétaire du bâtiment en raison du partage des gains totaux avec un agrégateur de flexibilité** (acteur nécessaire pour participer à ce type de marché pour un bâtiment de bureaux seul).

En complément aux études de flexibilité menées sur les configurations de base de leur bâtiment, chacun des projets a réalisé des études, à partir uniquement des stratégies « HP/HC », sur des variantes. Dans le cadre des deux projets, des variantes ont été menées sur l'intensité d'usage du bâtiment, d'un élargissement des plages horaires d'occupation, à la diminution du nombre d'occupants et des consommations d'éclairage et d'électricité spécifique en passant par la déformation du profil de la consommation d'électricité spécifique. Dans tous les cas, l'augmentation de la consommation de chauffage engendrée par ces variantes amène de légères augmentations des quantités d'énergie déplacée engendrant des économies d'énergie la plupart du temps en hausse par rapport à la configuration de base. Par contre, les diminutions des puissances retenues tous usages (i.e. puissances souscrites sur les différentes plages tarifaires) plus faibles que dans la configuration de base pour l'ensemble de ces variantes entraînent, suivant l'importance des hausses des économies d'énergie de chacune des variantes, de très légères hausses des gains financiers sur la facture d'électricité à de légères baisses des gains.

Dans le cadre du projet n°2, une variante a également été étudiée sur la base d'une hausse de l'inertie du bâtiment associée à une augmentation de l'isolation du bâti. La très légère baisse de la consommation de chauffage engendrée par cette variante engendre une très légère diminution des quantités d'énergie déplacée mais la diminution des consommations supplémentaires étant un peu supérieure à celle des consommations électriques évitées, il en résulte une très légère hausse des économies d'énergie. Par contre, la diminution des puissances retenues tous usages plus faible que dans la configuration de base entraîne également dans cette variante au final une très légère baisse des gains financiers sur la facture d'électricité. Il est quand-même à noter que l'augmentation de l'inertie semble être à l'origine d'une augmentation de la puissance maximale évitée de chauffage par rapport à la configuration de base en permettant de mieux exploiter la surchauffe les heures d'avant les effacements. Pour déterminer le rôle exact de l'inertie dans les flexibilités, il serait intéressant d'étudier une variante ne modifiant que celle-ci.

Dans le cadre du projet n°1, **deux variantes consistant à intégrer au bâtiment une production PV sans et avec stockage** ont été étudiées. En dehors d'une gestion spécifique des batteries, si l'autoconsommation de l'électricité produite par le PV permet d'obtenir des économies d'énergie importantes (environ 40 % de la consommation annuelle tous usages), **les consommations évitées ne le sont pas lors des plages tarifaires de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT), voire elles le sont en partie dans des plages tarifaires de forte abondance d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau (VE-ENR)** où ce dernier aurait besoin au contraire que le bâtiment consomme plus d'énergie. Ainsi **l'introduction d'une production PV avec ou sans stockage apporte une contribution moindre que les stratégies de flexibilité à la facilitation de l'équilibre entre la production et la consommation lors des moments de tension sur le réseau.**

Cependant grâce aux importantes économies d'énergie engendrées et à la quasi-absence d'impact sur les puissances souscrites (pas d'autoconsommation non plus lors des puissances appelées les plus élevées), l'introduction d'une production PV sans ou avec stockage permet **des gains financiers conséquents sur la facture d'électricité** (environ 30 % d'économies sur la facture annuelle tous usages). En revanche, dans le cadre d'une **évolution de la répartition de la rémunération entre part variable et part fixe visant à plus se rémunérer sur la part fixe**, potentielle évolution liée à une diffusion massive de l'autoconsommation, **ces gains seraient amenés à baisser de manière significative.**

Enfin dans le cadre du projet n°2, trois autres variantes ont été étudiées. La première a consisté à supposer **une situation de référence caricaturale d'absence de gestion du chauffage maintenant à 21 °C tout le temps à laquelle est introduite les réduits de nuit et de week-end** de la situation de référence dans la configuration de base (18 °C en réduit de nuit et 12 °C en réduit de week-end). Si l'introduction de **ces réduits amènent des économies d'énergie conséquentes** (+ 20 % de la consommation annuelle de chauffage) et **notamment lors des plages tarifaires de plus fortes tensions sur le réseau (RG-PT et BC-PT)**, les réduits de nuit étant mis en œuvre dès 19 h, **elle provoque également une hausse des puissances maximales appelées au travers les relances** à 21 °C les matins. Cette hausse des puissances appelées se traduisant par une augmentation des puissances souscrites, dans le cadre du tarif dynamique créé, **cette optimisation de la gestion du chauffage entraîne une légère augmentation de la facture d'électricité.**

Les deux autres variantes se sont basées sur **une autre stratégie de flexibilité que celles proposées dans le projet**. Cette autre stratégie, « **LRflex** », ne vise plus comme les stratégies « HP/HC MOD » à moduler la consigne horaire de chauffage entre ± 2 °C selon une optimisation financière prenant en compte le type tarifaire des heures H-2 à H+2 mais à appliquer **une modulation de la consigne horaire, toujours entre ± 2 °C, uniquement en fonction du type tarifaire de l'heure**. Elle est appliquée dans une variante à la situation de référence caricaturale à 21 °C tout le temps et dans une autre à la situation de référence de la configuration de base (i.e. avec les réduits).

L'application de la **stratégie « LRflex » à la situation de référence caricaturale à 21 °C tout le temps amène des économies d'énergie moindres** (- moins de 10 % de la consommation annuelle de chauffage) **que par rapport à l'introduction des réduits de nuit et de week-end** de la situation de référence dans la configuration de base, en appliquant notamment des réduits moins importants. En revanche, en plaçant ces réduits moins importants en plus à des moments différents, **la stratégie « LRflex » permet d'éviter les hausses des puissances maximales appelées dans l'optimisation de la gestion du chauffage via des réduits**. Elle **permet même des diminutions des puissances souscrites** qui associées aux économies d'énergie **engendrent des gains significatifs sur la facture d'électricité** (environ 7 % d'économies). Ainsi **financièrement dans le cadre du tarif dynamique créé**, par rapport à une situation initiale d'absence de gestion du chauffage, **il semble plus intéressant d'appliquer une stratégie de flexibilité qu'une optimisation de la gestion du chauffage via des réduits la nuit et le week-end**. Il serait intéressant de voir si nous conservons la même conclusion avec un réduit le week-end moins important que celui appliqué (ici 12 °C en réduit de week-end, soit -9 °C par rapport aux 21 °C de consigne en occupation).

L'application de la **stratégie « LRflex » à la situation de référence de la configuration de base** (i.e. avec réduits), **en multipliant notamment par environ 10 le nombre d'heures avec un abaissement de la consigne de chauffage, entraîne une forte augmentation des quantités d'énergie évitée et des économies d'énergie résultantes sur l'année par rapport à la stratégie « HP/HC »**. Si les plus fortes économies d'énergie engendrées par la stratégie « LRflex » se situent sur la plage tarifaire BE-HP correspondant à aucune tension particulière sur le réseau national, **elle permet également des économies d'énergie un peu plus élevées dans les plages tarifaires de pointe (RG-PT et BC-PT)** que la stratégie « HP/HC ». **Il semble en effet que dans le cadre de la stratégie « HP/HC MOD », la surchauffe effectuée l'heure d'avant amène une légère surconsommation de la PAC air/eau** (système de chauffage pour le projet n°2) **lors de l'effacement au travers l'inertie du fonctionnement du système de chauffage. Si le fonctionnement de la PAC air/eau est ici bien représentée par la SED utilisée, ceci amène à s'interroger sur l'utilité de cette surchauffe l'heure d'avant en termes de bilan bénéfique/inconvénient** notamment dans des bâtiments très bien isolés, comme le bâtiment du projet n°2, où la question de la perte de confort pour l'occupant se pose moins que pour des bâtiments peu ou pas isolés.

Par ailleurs, **en plus de permettre des économies d'énergies plus élevées, la stratégie « LRflex » engendre des puissances souscrites un peu plus faibles que celles de la stratégie « HP/HC », ce qui se traduit au final par une multiplication par 3 des gains sur la facture annuelle d'électricité** (un peu moins de 8 % d'économies, soit environ 1000 €) par rapport à cette dernière.

Toutefois, il est **important de noter que ces gains plus conséquents dans la stratégie « LRflex » que dans la stratégie « HP/HC » sont en partie liés à plus grand nombre d'heures avec un abaissement de la consigne de chauffage, ce qui entraîne également un plus grand nombre d'heures de température intérieure inférieure à celle de la situation de référence sans flexibilité**. Si par construction (abaissement de la consigne au maximum de 2 °C), cette différence de température est maintenue à moins de 2 °C, il serait intéressant de connaître l'acceptabilité dans la réalité par des occupants d'une telle situation et ceci notamment dans des bâtiments moins bien isolés que celui étudié dans le projet n°2.

A l'instar de cette dernière question, si certaines questions que nous nous posons pourraient être instruites via des SED complémentaires (e.g. sur des bâtiments existants), nous voyons également la nécessité pour aller plus loin de réaliser des tests in-situ sur un certain nombre de bâtiments pour se confronter à la réalité de la mise en œuvre de différentes stratégies de flexibilités et évaluer la réalité des gains et inconvénients associés à celles-ci.

6 REFERENCES

- Aveltys. (2020). Aveltys. Site internet consulté en septembre 2020. <https://www.avelty.fr/>
- Dalkia. (2020). Dalkia | énergies renouvelables, économies d'énergie. Site internet consulté en septembre 2020. <https://www.dalkia.fr/fr>
- DIMOSIM. (2020). AVEC DIMOSIM, ELABORER UN SCHEMA DIRECTEUR ENERGIE POUR LE PAYS SUD. CSTB. Site internet consulté en novembre 2020. <http://www.cstb.fr/fr/actualites/detail/dimosim/>
- DYMOLA. (2020). DYMOLA - Dassault Systèmes ®. Dassault Systèmes. Site internet consulté en septembre 2020. <https://www.3ds.com/products-services/catia/products/dymola>
- E-CUBE Strategy Consultants et Ceren (2017). Evaluation du potentiel d'effacement dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine. E-CUBE Strategy Consultants et Ceren. Présentation d'octobre 2017. http://www.fondation-tuck.fr/upload/docs/application/pdf/2017-10/171023_presentatione-cube_effacement_fondationtuck28129.pdf
- EDF. (2020). Grille de prix de l'offre de fourniture d'électricité « Tarif Bleu ». EDF. https://particulier.edf.fr/content/dam/2-Actifs/Documents/Offres/Grille_prix_Tarif_Bleu.pdf
- EDF R&D. (2020). Recherche et développement en énergie – Groupe EDF. EDF. Site internet consulté en septembre 2020. <https://www.edf.fr/groupe-edf/qui-sommes-nous/activites/recherche-et-developpement>
- Enedis. (2019). Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution. Rapport d'octobre 2019. Enedis l'électricité en réseau. https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis_-_Vision_flexibilites.pdf
- Engie. (2018). Tarif vert : le point sur cet ancien tarif réglementé de l'électricité pour les industriels. Site internet consulté en septembre 2020. <https://particuliers.engie.fr/electricite/conseils-prix-electricite/prix-kwh/tarif-vert-definition.html>
- IES. (2020). IES Virtual Environment - Le logiciel de Simulation Thermique Dynamique le plus abouti du marché. Site internet consulté en septembre 2020. <https://www.iesve.com/fr/logiciel>
- LaSIE. (2020). Laboratoire des Sciences de l'Ingénieur pour l'Environnement (LaSIE) - UMR CNRS 7356. Site internet consulté en novembre 2020. <https://lasie.univ-larochelle.fr/>
- MTES. (2020). Stratégie française pour l'énergie et le climat. Programmation pluriannuelle de l'énergie. 2019-2023 2024-2028. Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES). Rapport de janvier 2019. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%201%27e%CC%81nergie.pdf>
- RTE et IFPEB. (2017). Besoins de flexibilité liés au développement des EnR. Rapport de juin 2017. RTE-IFPEB. <https://www.ifpeb.fr/wp-content/uploads/2017/06/1-RTE-IFPEB-Flexibilit%C3%A9-%C3%A9nerg%C3%A9tique-des-b%C3%A2timents-tertiaires.pdf>
- RTE. (2020). Les données de marché. Site internet consulté en septembre 2020. <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-donnees-de-marche>



Le futur en construction

Établissement public au service de l'innovation dans le bâtiment, le CSTB, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, exerce quatre activités clés : la recherche et expertise, l'évaluation, la certification et la diffusion des connaissances, organisées pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le monde de la construction. Son champ de compétence couvre les produits de construction, les bâtiments et leur intégration dans les quartiers et les villes.

Avec plus de 900 collaborateurs, ses filiales et ses réseaux de partenaires nationaux, européens et internationaux, le groupe CSTB est au service de l'ensemble des parties prenantes de la construction pour faire progresser la qualité et la sécurité des bâtiments.

Centre Scientifique et Technique du Bâtiment

Siège social > 84 avenue Jean Jaurès – Champs-sur-Marne – 77447 Marne-la-Vallée cedex 2

Tél. : +33 (0)1 64 68 82 82 – www.cstb.fr

MARNE-LA-VALLÉE / PARIS / GRENOBLE / NANTES / SOPHIA ANTIPOLIS