

Flexibilité Energétique et Maitrise de l'Energie dans les bâtiments tertiaires

Annexe 3 : Simulations énergétiques et évaluation des gisements de flexibilité

4 octobre 2021

Table des matières

1	METHODOLOGIE	3
2	DONNEES D'ENTREES DES SIMULATIONS	4
2.1	PRIX DE L'ELECTRICITE	4
2.2	PRIX SUR LES MARCHES EXPLICITES.....	6
2.2.1	<i>Marché de capacité</i>	6
2.2.2	<i>Mécanisme d'ajustement</i>	7
2.2.3	<i>Prix sur le marché NEBEF</i>	9
2.3	AUTRES PARAMETRES EXTERIEURS	10
3	BATIMENTS ETUDIES	10
4	ANALYSE DE LA FLEXIBILITE ET DE LA MDE D'UN SIEGE COMMUNAUTAIRE EN VENDEE	11
4.1	PRESENTATION DU SITE	11
4.2	SCENARIO 1 : SITUATION DE REFERENCE ACTUELLE.....	13
4.2.1	<i>Courbe énergétique de référence</i>	13
4.2.2	<i>effacements « natifs »</i>	14
4.3	SCENARIO 2 : SOLUTION DE REFERENCE AVEC UNE REGULATION OPTIMISEE	17
4.4	SCENARIO 3 : RESPECT DU DECRET TERTIAIRE (-40%)	21
4.5	SCENARIO 3BIS : SCENARIO 3 AVEC DU STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE	25
4.6	SCENARIO 4 : DECRET TERTIAIRE AVEC DES ENERGIES RENOUVELABLES EN AUTOCONSOMMATION	27
4.7	SYNTHESE DES SIMULATIONS	27
4.8	CONCLUSION	30
5	ANALYSE DE LA FLEXIBILITE ET DE LA MDE D'UNE MAIRIE ET D'UNE SALLE DES FETES EN VENDEE	32
5.1	PRESENTATION DU SITE	32
5.2	SCENARIO 1 : SITUATION DE REFERENCE ACTUELLE.....	33
5.2.1	<i>Courbe énergétique de référence</i>	33
5.3	SCENARIO 2 : SOLUTION DE REFERENCE AVEC UNE REGULATION OPTIMISEE	34
5.4	SCENARIO 3 : RESPECT DU DECRET TERTIAIRE (-40%)	35
5.5	SCENARIO 3BIS : SCENARIO 3 AVEC DU STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE	37
5.6	SYNTHESE DES SIMULATIONS	39
6	ANALYSE DU CHANGEMENT DE VECTEUR ENERGETIQUE (GAZ NATUREL → PAC) POUR UN SIEGE DANS LE MORBIHAN	41
6.1	PRESENTATION DU SITE	41
6.2	PREAMBULE.....	42
6.3	SCENARIO 1 : SOLUTION AVEC 2 PAC INVERTER AVEC UN DIMENSIONNEMENT OPTIMUM	47
6.4	SCENARIO 2 : SOLUTION AVEC 1 PAC SEULE SURDIMENSIONNEE	49
6.5	SYNTHESE DES SIMULATIONS	51
7	ANALYSE D'UN COMPLEXE SPORTIF DANS LE MORBIHAN	53
7.1	PRESENTATION DU BATIMENT.....	53
7.2	PREAMBULE.....	54

1 METHODOLOGIE

Pour caractériser les interactions entre flexibilité et maîtrise de l'énergie, des simulations ont été réalisées. Les bâtiments choisis sont du « petit tertiaire » (surface utile inférieure à 1 000 m²), peu performants. Les simulations se basent sur un modèle énergétique du bâtiment créé. Celui-ci est réalisé à l'aide des consommations énergétiques du site, des déperditions et d'autres paramètres fournis. Ce modèle sert ensuite de référence.

Les simulations sont réalisées pour plusieurs configurations :

- Evaluation des dépenses énergétiques et du gisement de flexibilité de la situation de référence,
- Evaluation du gisement de flexibilité avec une régulation optimisée,
- Evaluation du gisement de flexibilité à horizon 2030 avec un scénario suivant le décret éco-énergie tertiaire, qui se décline en 2 configurations :
 - Dimensionnement classique des appareils pour le chauffage et la climatisation,
 - Dimensionnement optimisé des appareils pour le chauffage et la climatisation,
- Evaluation du gisement à horizon 2030 avec un dimensionnement optimisé des appareils pour le chauffage et la climatisation, avec l'ajout stockage thermique, pour :
 - Réaliser des opérations de flexibilité implicite,
 - Réaliser des opérations de flexibilité explicite.

Au travers de ces 4 scénarios, des éléments de réponses seront apportés sur :

- Les gains associés aux actions de MDE et de flexibilité pour plusieurs configurations,
- L'état du potentiel de flexibilité avec une régulation optimisée, puis avec les opérations de MDE réalisées,
- L'impact d'un bon dimensionnement des installations sur la facture énergétique et sur le potentiel de flexibilité.

Des premières conclusions pourront être tirées sur les possibles liens entre la flexibilité et la maîtrise de l'énergie.

Remarque 1 : Avec les gisements de flexibilité observés, il n'est pas possible de se placer sur les marchés explicites directement. Une agrégation est nécessaire via des pools. Néanmoins les évaluations des gains en flexibilité sur ce marché ont été évalués, mais sont donc théoriques car uniquement accessibles via un agrégateur, et donc avec un potentiel partage des recettes. Ces résultats ne donneront que des ordres de grandeur.

Remarque 2 : des règles spécifiques empêchent le cumul des marchés MA et NEBEF. L'ensemble des gisements ont néanmoins été explorés.

Remarque 3 : sur le cas du siège dans le Morbihan, nous nous sommes concentrés sur l'incidence d'un changement de vecteur énergétique. Le basculement d'une chaudière gaz naturel à une solution de type PAC a ainsi été modélisé pour mettre en lumière l'incidence d'une électrification des usages.

2 DONNEES D'ENTREES DES SIMULATIONS

2.1 PRIX DE L'ELECTRICITE

Le prix de l'électricité utilisé est le prix de marché. Le fait de s'appuyer dessus permet d'être indépendant des fournisseurs dans l'analyse et permet également d'intégrer la hausse du prix de la tonne de CO₂ sur le marché actuel. Ce prix a subi une augmentation de 120% sur les deux dernières années. A titre d'exemple, avec un prix de 50 €/tonne de CO₂, l'incidence sur le prix de l'électricité pour un cycle combiné gaz récent est de 20 €/MWh.

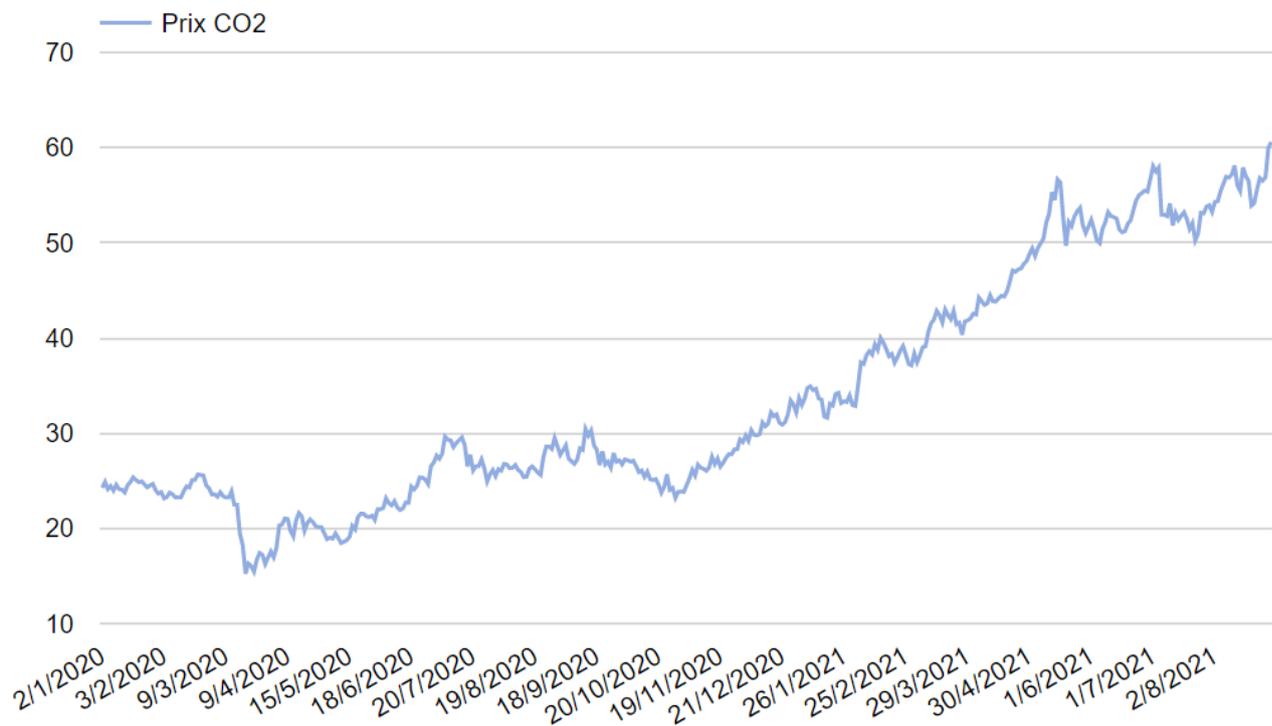


Figure 1: Evolution du prix de la tonne de CO₂ Erreur ! Source du renvoi introuvable.

Les prix de l'électricité utilisés sont les futures du 05 août 2021. Ils sont disponibles sur le site EEX

Baseload

Name	Last Price	Last Volume	Settlement Price
Cal-22	-	26 280	78,65
Cal-23	-	-	68,50
Cal-24	-	-	62,69

Peakload

Name	Last Price	Last Volume	Settlement Price
Cal-22	-	-	90,75
Cal-23	-	-	80,56
Cal-24	-	-	74,59

Figure 2: Futures pour l'électricité le 05 août 2021 Erreur ! Source du renvoi introuvable.

L'impact des CEE est pris en compte dans le prix de l'électricité choisi (cf. Figure 3). Maintenant, les CEE représentent environ 5 €/MWh sur les prix de l'électricité, représentant 3 à 4% des dépenses énergétiques des Français (selon plusieurs associations de fournisseurs d'énergie et de consommateurs)

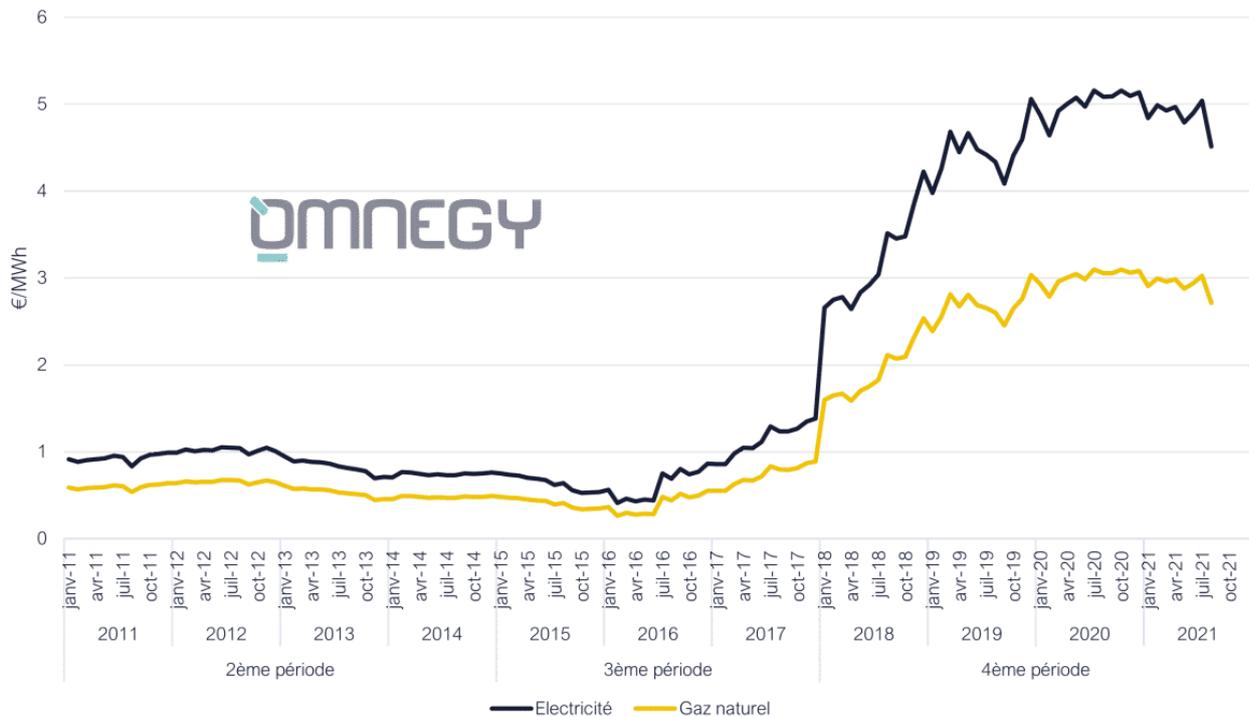


Figure 3: Impact des CEE sur les prix de l'électricité et du gaz pour les consommateurs

Une marge que prendrait les fournisseurs a également été prise en compte. Ceci donne, avec les CEE, une hausse sur le prix de l'électricité estimée à environ 6-8 €/MWh.

TURPE 6

Le TURPE 6 est entré en vigueur depuis le 1^{er} août 2021. Son but est de couvrir les investissements sur le réseau électrique, étalés sur les années de 2021 à 2024. L'acheminement HTA/BT augmente en moyenne de +0,91% à cette date. Les barèmes évolueront réglementairement par la suite au 1^{er} août de chaque année, en fonction :

- Du taux d'inflation,
- Des effets correctifs du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et des Produits Enedis),
- D'un facteur d'évolution annuel, fixé par la CRE dans la délibération tarifaire, égal à 0,31%.

Les grilles tarifaires prévoient une hausse de +1,39% en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, en se basant sur une inflation moyenne de 1,07% par an sur la période.

Pour les simulations, le TURPE a été calculé en détail. L'ensemble des informations pour le calculer est disponible ici, pour les clients raccordés en BT > 36 kVA.

2.2 PRIX SUR LES MARCHES EXPLICITES

Au vu des gisements de flexibilités des bâtiments choisis pour l'étude, ces gisements ne peuvent pas être utilisés seuls pour aller sur les marchés explicites. Pour pouvoir se placer sur ces marchés avec le petit tertiaire (< 1 000 m²), il est impératif de faire du diffus, c'est-à-dire agréger tous ces petits potentiels de flexibilité et être capable de les piloter de façon synchronisée. Cela représente des coûts d'investissements qui sont jugés comme étant trop importants par les agrégateurs actuellement pour que cette solution soit répandue.

Actuellement, il n'y a que Voltalis qui se place sur les marchés explicites via cette méthode.

Pour un bâtiment individuel avec un potentiel de flexibilité faible (comme le petit tertiaire), il n'est pas possible d'estimer les revenus sur les différents marchés de façon réelle. Une approche purement théorique (à l'image des études de cas présentées en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) reste réalisable pour estimer les gains sur ces marchés. Il est à noter que cette approche ne reflète pas la réalité, et permet uniquement de donner un ordre de grandeur grossier des gains possibles. Pour cette étude, les réserves rapides et complémentaires ne sont pas accessibles, ainsi que les réserves systèmes.

2.2.1 MARCHE DE CAPACITE

Le 11 mars 2021, les enchères d'échanges de Garanties de Capacité (GC) de l'année 2020 ont été organisées par EPEX SPOT. Le prix des échanges a été de 28,3 k€/MW. L'évolution du prix des Garanties de Capacité est visible sur la Figure 4.

EVOLUTION DU PRIX DES GC EN €/MW SOURCE : EQINOV

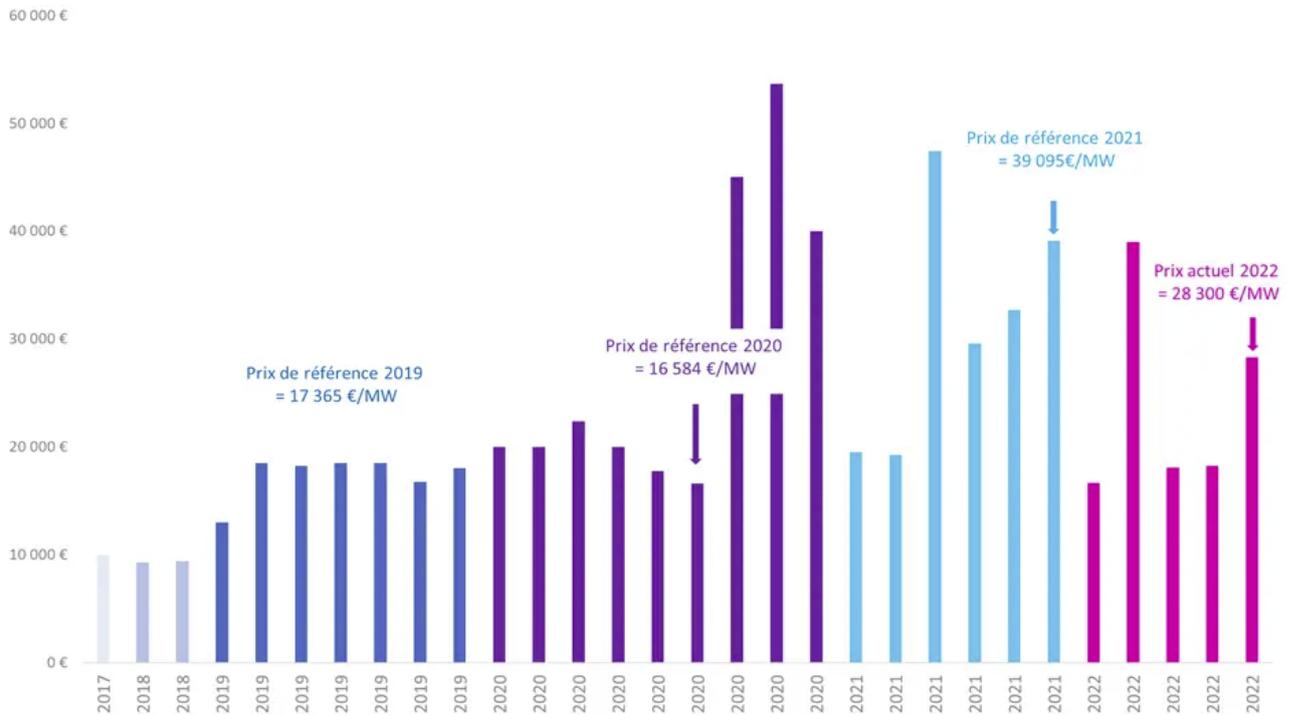


Figure 4: Evolution du prix des Garanties de Capacité

Si l'on ne tient pas compte de 2017 et 2018 (marché naissant, on a une moyenne d'environ 26 k€/MW. Il est important de garder en tête que le gain réalisé ici est aléatoire, contrairement à un effacement implicite. De plus, la période 2020 est particulière (avec la maladie du covid-19) et augmente le coût moyen.

2.2.2 MECANISME D'AJUSTEMENT

La moyenne choisie pour le coût moyen d'ajustement sur le Mécanisme d'Ajustement est de 67,56 €/MWh. L'ensemble des coûts moyens sur les 10 dernières années est visible sur la Figure 5.

Coût moyen des ajustements sur le mécanisme d'ajustement

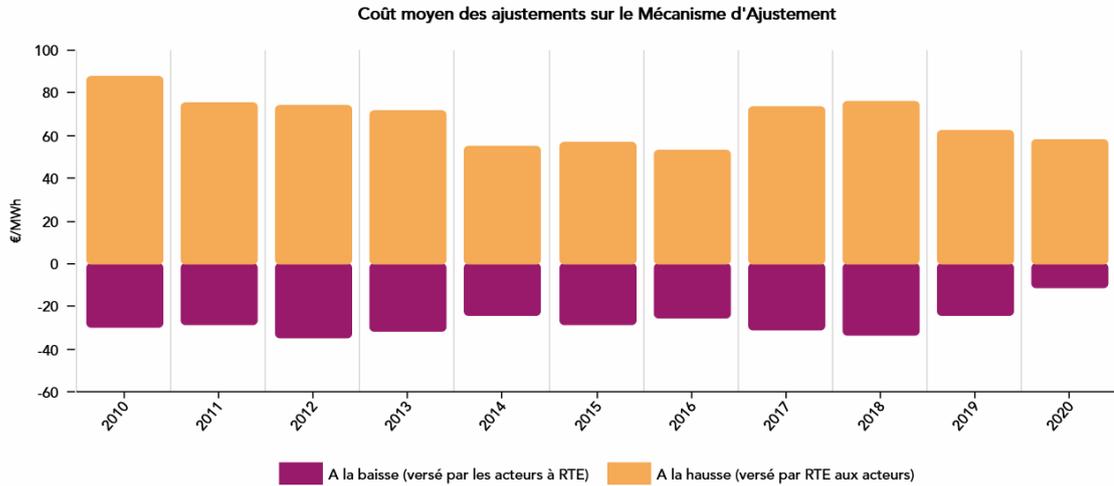


Figure 5: Coût moyen des ajustements sur le mécanisme d'ajustement

Si l'on regarde l'historique des acteurs du mécanisme d'ajustement (Figure 6), nous pouvons noter que l'effacement de consommation est pratiquement inexistant sur ce marché.

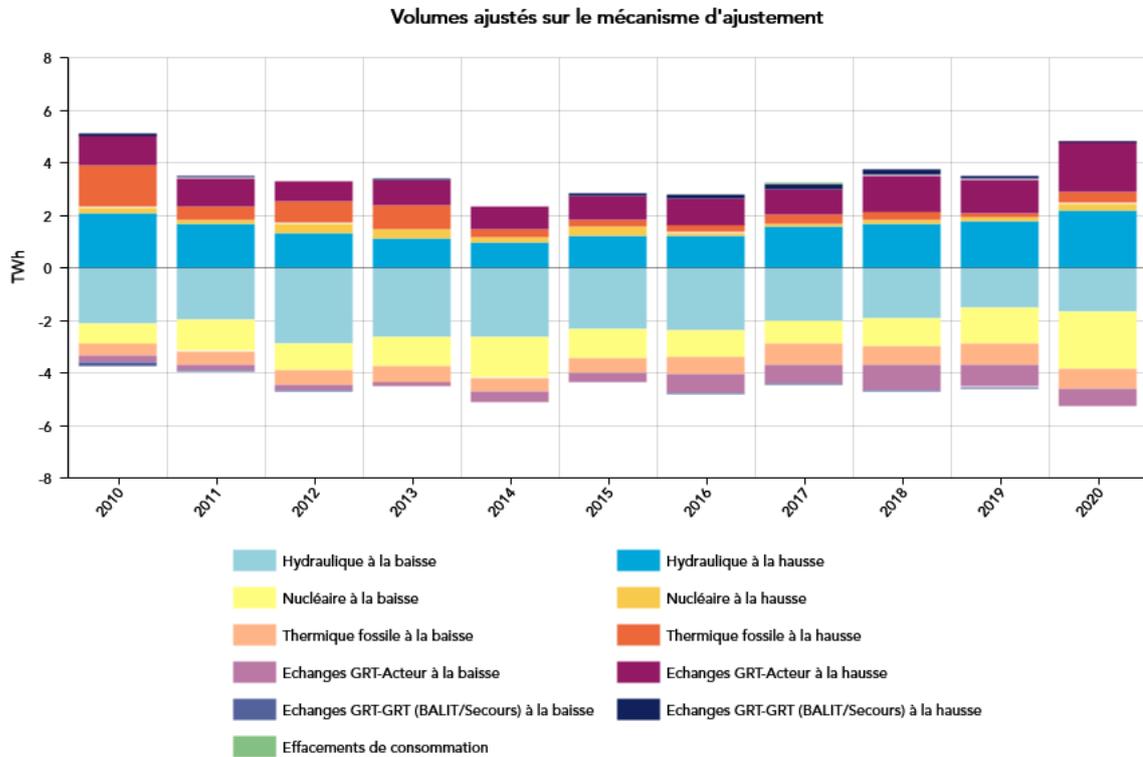


Figure 6: Historique des acteurs du mécanisme d'ajustement

2.2.3 PRIX SUR LE MARCHÉ NEBEF

Le prix de la rémunération aux fournisseurs d'électricité après un effacement pour les sites de soutirage télérelevés sont visibles sur le Tableau 1. Ces valeurs sont applicables à partir du 1^{er} janvier 2021.

Saison	HIVER*	HIVER*	ÉTÉ*	ÉTÉ*
Plage horaire	BT**	HT***	BT **	HT***
Montant du versement (€ HT/MWh)	43,69	53,81	38,68	43,90

HIVER * : janvier, février, mars, octobre, novembre, décembre

BT ** : Heures Basses pour le Télérelevé

ÉTÉ * : avril, mai, juin, juillet, août, septembre

HT*** : Heures Hautes pour le Télérelevé

Tableau 1: Montant du versement sur le NEBEF par saison et plage horaire **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

La répartition heures hautes – heures basses est visible sur la Figure 7.

LES HEURES RELATIVES AU VERSEMENT

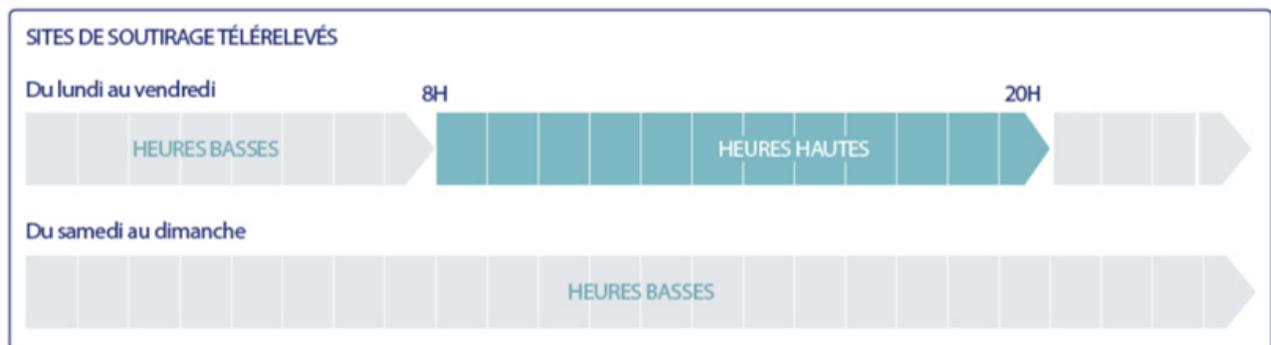


Figure 7: Répartitions heures hautes - heures basses

L'historique des versements NEBEF a également été utilisé pour l'évaluation théorique des gains sur ce marché.

	Trimestre	Q1		Q2		Q3		Q4	
	Plage horaire	BT*	HT**	BT*	HT**	BT*	HT**	BT*	HT**
Montant du versement (€ HT/MWh)	Année 2020	41,98	63,27	30,49	43,60	31,27	44,89	42,47	65,93
	2019	46,85	74,13	28,39	46,39	28,04	47,45	38,28	69,78
	2018	44,20	73,97	29,12	41,56	28,63	41,95	37,64	62,09
	2017	49,48	117,27	24,80	38,59	21,70	37,33	30,42	55,08
	2016	41,58	55,74	31,53	44,55	31,27	45,13	40,64	56,10
	2015	46,00	64,00	28,00	42,00	28,00	42,00	44,00	61,00
	2014	47,00	65,00	25,00	47,00	26,00	48,00	40,00	63,00
	2013	42,00	63,00	29,00	47,00	29,00	49,00	41,00	65,00

Tableau 2: Historique des versements NEBEF

2.3 AUTRES PARAMETRES EXTERIEURS

Les données météorologiques ont été prises sur des stations météo proches des bâtiments. Pour simuler les conditions météo en 2030, il a été choisi d'ajouter 1°C à la température extérieure en été.

3 BATIMENTS ETUDIES

Bâtiments en Vendée : un siège communautaire et une mairie

Deux des bâtiments choisis ont été proposés par le SyDEV : un siège intercommunalité ainsi qu'une mairie et salle des fêtes en Vendée. L'ensemble des informations fournies sont issues d'audits énergétiques réalisés sur les sites non disponibles car les études sont anonymisées. Nous avons néanmoins détaillé l'ensemble des hypothèses prises.

Pour ces deux bâtiments, l'ensemble des scénarii précédemment présentés ont été simulés.

Bâtiments dans le Morbihan : un siège communautaire et un complexe sportif

Les deux autres bâtiments ont été proposés par Morbihan Energies : un siège communautaire et un complexe sportif dans le Morbihan.

Le siège communautaire est équipé d'une chaufferie au gaz naturel. La simulation s'est ainsi principalement penchée sur les enjeux liés à une électrification des usages (changement de vecteur énergétique).

En ce qui concerne le complexe sportif, le bâtiment est susceptible dans un scénario 2030 d'être chauffé en « tout air ». Nous avons donc souhaité mettre en lumière les enjeux pour activer un gisement de flexibilité dans ce type de cas.

4 ANALYSE DE LA FLEXIBILITE ET DE LA MDE D'UN SIEGE COMMUNAUTAIRE EN VENDEE

4.1 PRESENTATION DU SITE

Les données générales du site ainsi que des photos sont visible ci-dessous.

Nature du/des bâtiment(s)	Bâtiment de bureaux
Année de construction	1988 avec une première extension en 1996 pour l'étage. En 2007 réhabilitation d'une partie du RDC. En 2013 création de la salle du conseil.
Surface SHON	910.90 m ²
Nombre de niveaux	2 niveaux (RdC + étage)
Occupation	Du lundi au vendredi de 8h à 18h
Nombre d'occupants	35
Confort des usagers	Hormis la zone du SAS d'entrée, les usagers semblent disposer d'un bon confort hivernal et estival.

Tableau 3: Informations générales du bâtiment



Figure 8: photos du site

L'isolation du bâtiment est dans l'ensemble moyenne. Il n'y a qu'une seule salle qui dispose d'une rénovation énergétique performante. En outre, des infiltrations d'air importantes existent au niveau des ouvrants, du faux plafond et des murs. L'audit nous donne des déperditions de 38 kW, impliquant une puissance de chauffage à installer de 46 kW.

Le bâtiment est équipé d'un système de ventilation simple flux. Actuellement, les débits extraits ne permettent pas de respecter le débit réglementaire en occupation.

Le chauffage et la climatisation se fait via une pompe à chaleur et des radiateurs électriques. Le chauffage se fait majoritairement par les émetteurs électriques, et la climatisation via la pompe à chaleur (installation performante, avec une régulation individuelle). Une régulation centralisée est présente mais ne couvre pas la majorité du bâtiment pour appliquer un réduct de nuit et de weekend sur les émetteurs électriques. La production d'ECS se fait via des accumulateurs électriques, bien dimensionnés pour répondre aux besoins ECS.

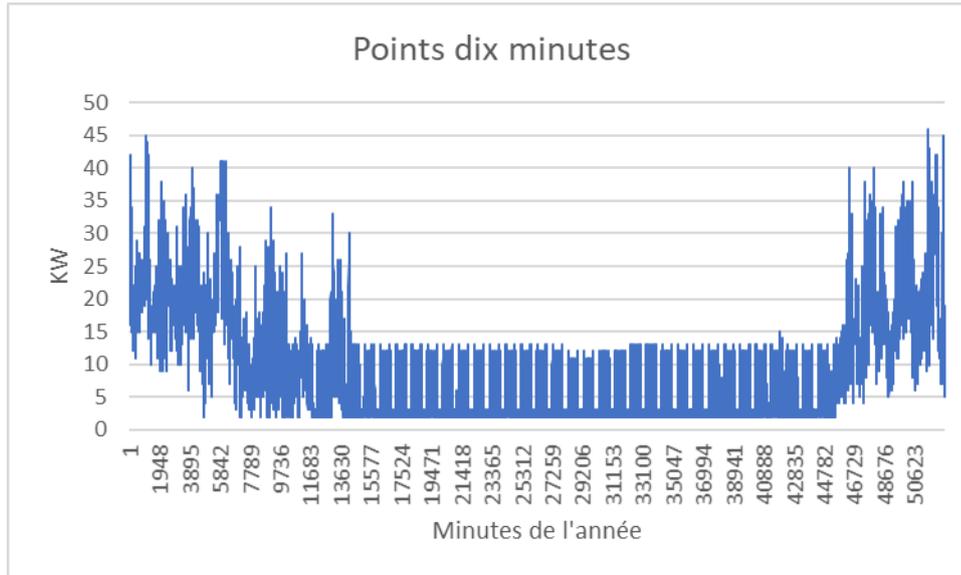
L'éclairage se fait majoritairement par des installations anciennes et énergivores (peu de LED), sans gestion de commandes d'allumage optimisée.

A noter, un défaut important d'étanchéité par rapport à l'air extérieur, pratiquement pas de régulation. Température intérieure de consigne retenue, 21°C.

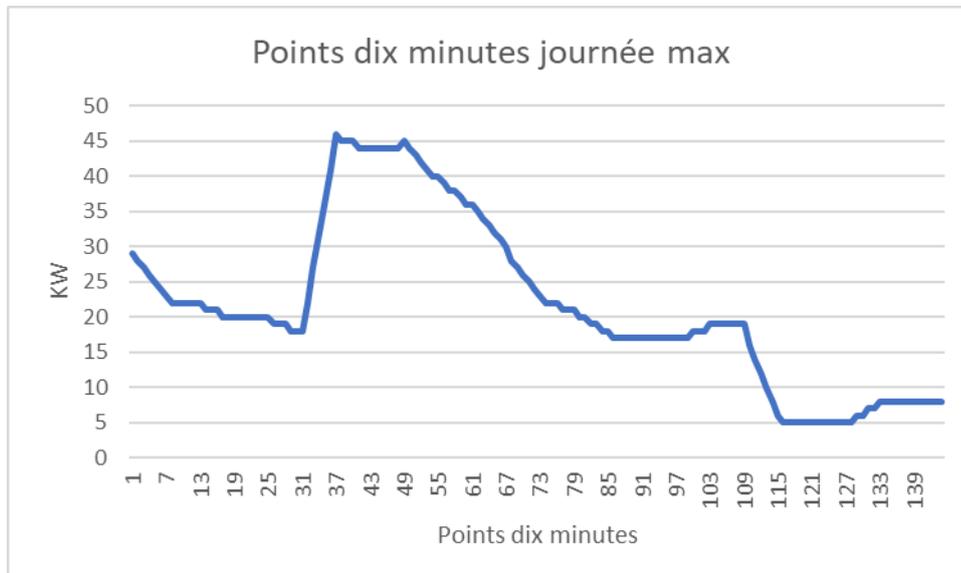
4.2 SCENARIO 1 : SITUATION DE REFERENCE ACTUELLE

4.2.1 COURBE ENERGETIQUE DE REFERENCE

Avatar énergétique (points dix minutes) : 86 899 kWh



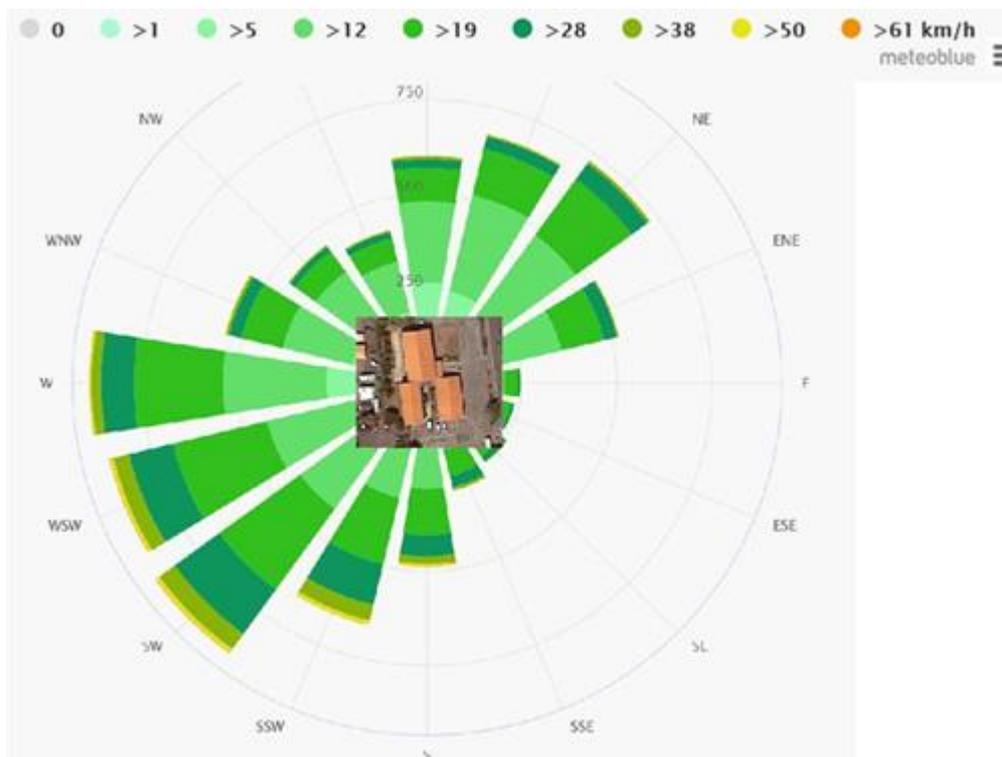
Journée de la puissance maximale appelée : 539 kWh (46 kW, soit 50 kVA) par -3°C



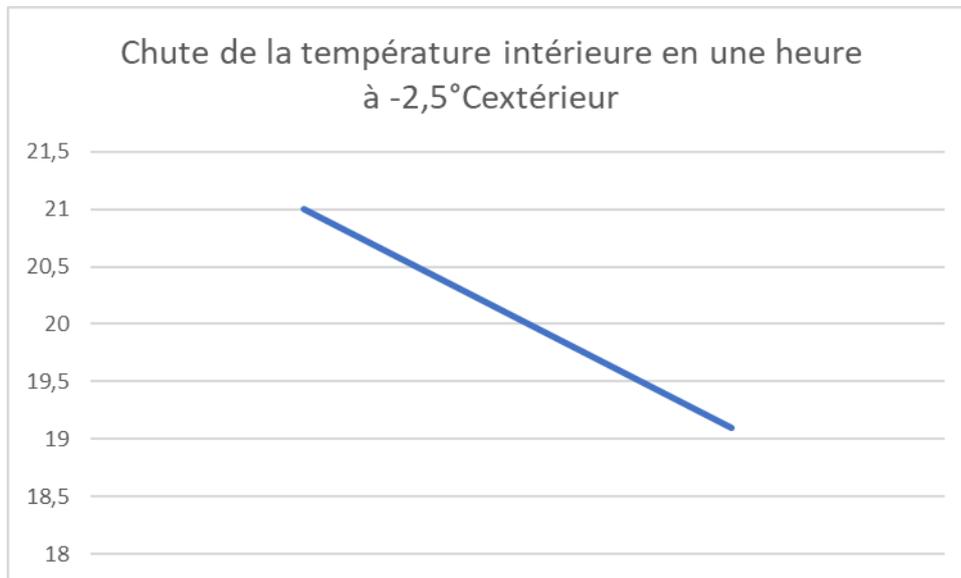
Coût total TTC de la solution de référence : 16 092 € (185,2€/MWh).

4.2.2 EFFACEMENTS « NATIFS »

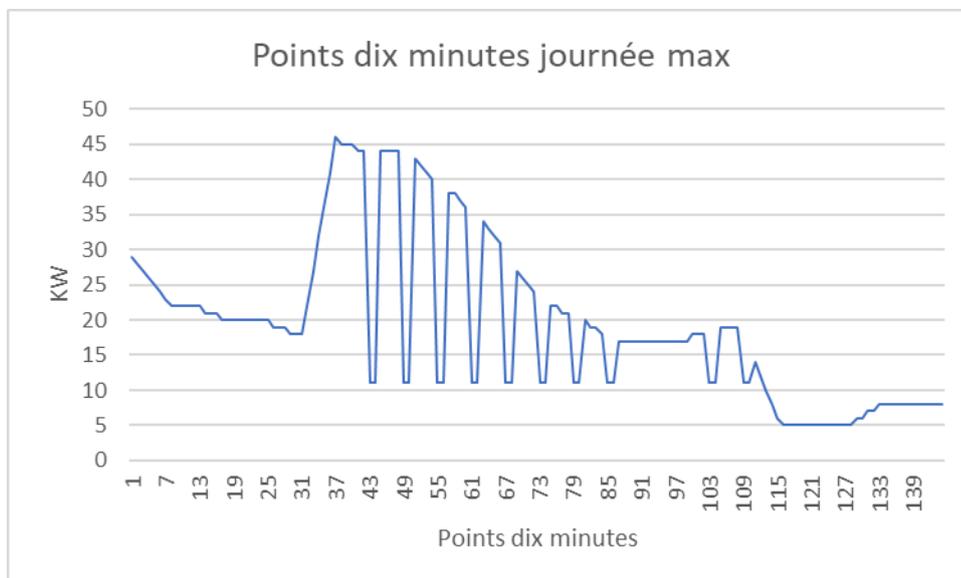
Attention le bâtiment a des problèmes d'étanchéité et est situé en zone assez venteuse, voir l'image agrégée de l'emplacement du site liée à la rose des vents :



De plus, comme mentionné précédemment, il présente des problèmes d'étanchéité. Ceci limite donc grandement le potentiel de flexibilité du bâtiment. Sans simulation numérique de mécanique des fluides (CFD, Computational Fluid Dynamics), il n'est pas possible de déterminer précisément la chute de la température intérieure causée par le vent et les infiltrations d'air. En revanche, il reste tout de même possible de l'approcher. La figure suivante montre la chute de température extérieure en une heure lorsque la température extérieure est de $-2,5^{\circ}\text{C}$. La température intérieure chute de 2°C en une heure, en considérant une température homogène dans la pièce.

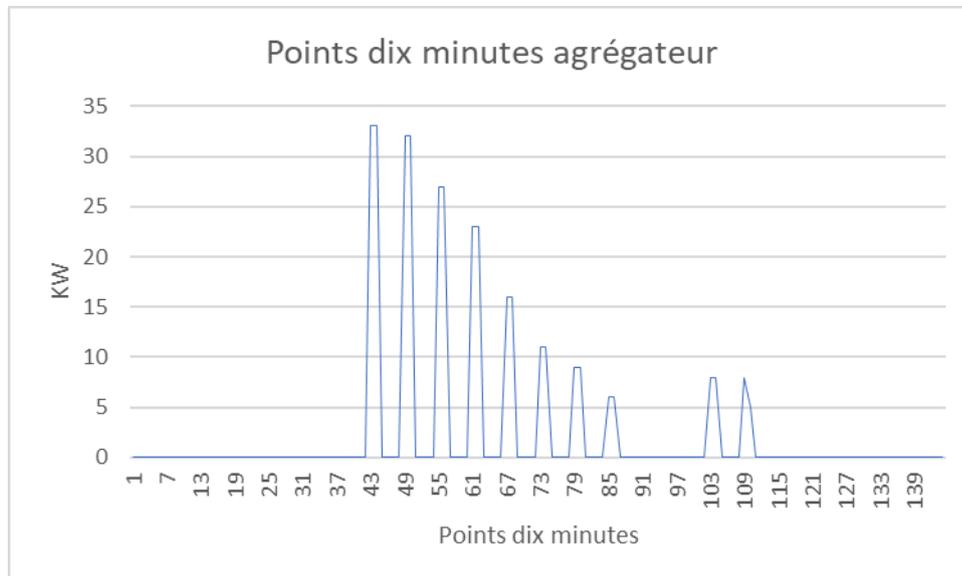


Sans impacter fortement le confort thermique, il est tout de même possible de réaliser des effacements de 20 minutes sur les jours PP1 et PP2 en se limitant à une chute de température inférieure à 1°C, de 8h à 15h. Cela implique que la température de consigne soit à 21°C, pour garantir le confort thermique même lorsque la température intérieure chute. Cela donne le graphique suivant sur la journée où la consommation d'électricité est la plus forte.



Soit un gain d'effacement de 63 kWh au maximum pour le jour le plus demandeur en termes de besoins électriques calorifiques. A noter également qu'un agrégateur peut également commander l'effacement du site sur les autres jours en dehors des jours PP1 et PP2, ce qui augmenterait les gains d'énergie pour le client, soit environ 4 450 kWh avec un gain de facture estimé dans ce cas à 800 € TTC (5,4 % de la facture)

Soit en reflet miroir la puissance récupérée par un agrégateur dans le diffus pour ce site le même jour :



En pratique, il faut agréger cette courbe sur la temporalité et la puissance en remplissant les creux avec d'autres sites, les seuls marchés disponibles facilement sont le marché de capacité et le marché d'ajustement en hiver, voir le NEBEF avec l'opérateur d'effacement.

En théorie pure, on peut considérer que pour ce site un agrégateur peut mettre **21 KW** au minimum sur la flexibilité explicite dans son portefeuille, sur les PP1 et PP2.

Analyse purement théorique des gains potentiels en flexibilité explicite :

Le marché de capacité :

Ce marché lié aux enchères semble assez peu prévisible avec des écarts de 1 à 3. A un prix moyen de 26 €/kW issu de l'historique, le gain serait de **546 €**. A noter que ce gain aurait été de 273 € sur 2020.

Le marché d'ajustement :

Avec un prix moyen de 74,32 €/MWh, la consommation effacée pendant la période d'effacement possible est d'environ 2000 kWh, soit un gain annuel de **152 €**.

Le NEBEF

Pour une puissance moyenne de 7kW, et une consommation annuelle de 4450 kWh effacée avec une répartition de 85 % sur les heures hautes d'hiver et 15% sur les heures hautes d'été, on a un gain potentiel de **231 €**.

En sachant que l'agrégateur peut réaliser un mixe sur les différents marchés selon les prix affichés et/ou choisir le marché le plus rémunérateur.

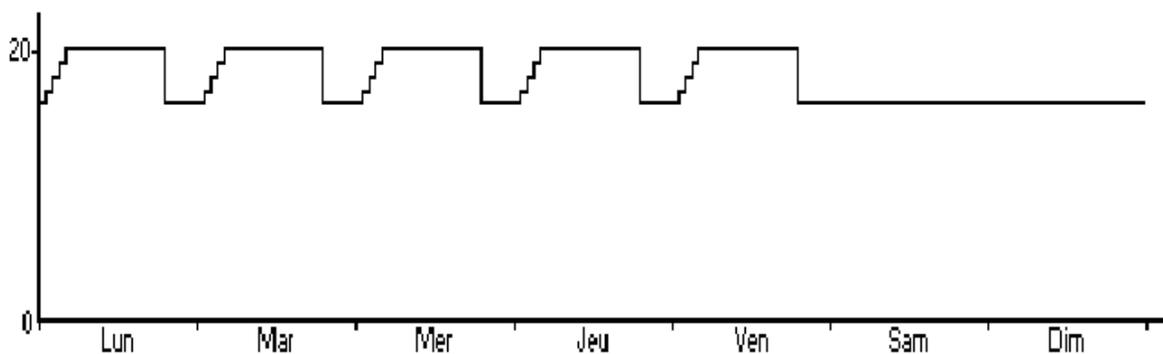
Ces gains ne requièrent aucun investissement de base. Pour les obtenir il suffit juste de réaliser un pilotage manuel de la pompe à chaleur et des dispositifs d'éclairage. Et les gains ont été réalisés en limitant le plus

possible les effets rebonds et en maintenant le confort thermique des usagers, avec des arrêts courts. Il est possible donc, pour un investissement nul, de s'approcher d'un gain de 10% par rapport à la facture énergétique du site. Il est important de se rappeler que ces rémunérations évaluées sur les marchés sont théoriques. Aucun agrégateur ne pourrait valoriser un site seul en flexibilité. Le gain réel peut avoir des valeurs plus faibles ou plus grandes, en fonction de l'agrégation réalisée et des choix de l'agrégateur.

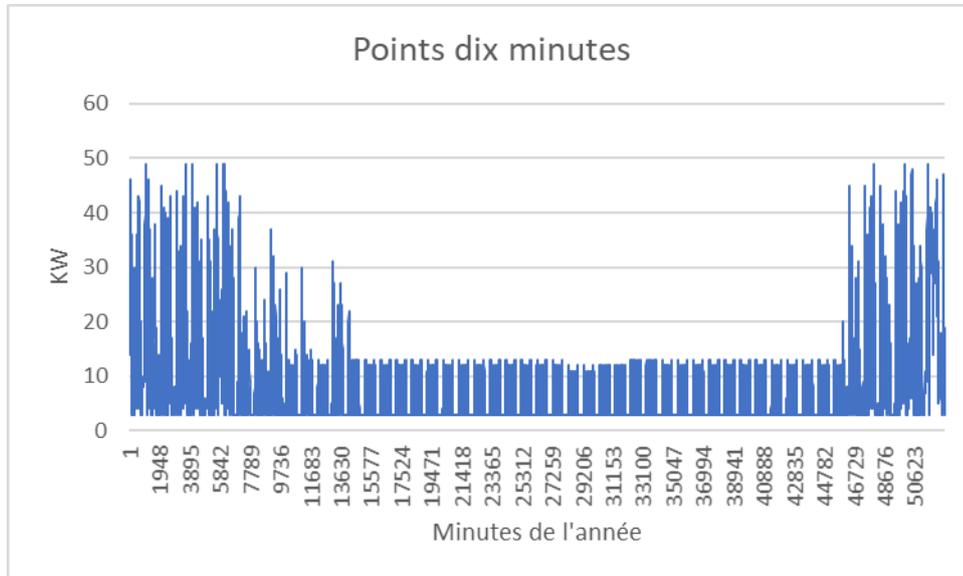
4.3 SCENARIO 2 : SOLUTION DE REFERENCE AVEC UNE REGULATION OPTIMISEE

Dans cette configuration, une régulation est installée. Elle est utilisée pour optimiser au maximum les réduits de températures et les relances en fonction de l'occupation. Elle permet de contrôler les relances, et surtout d'éviter le gaspillage d'énergie. La régulation hebdomadaire choisie est la suivante :

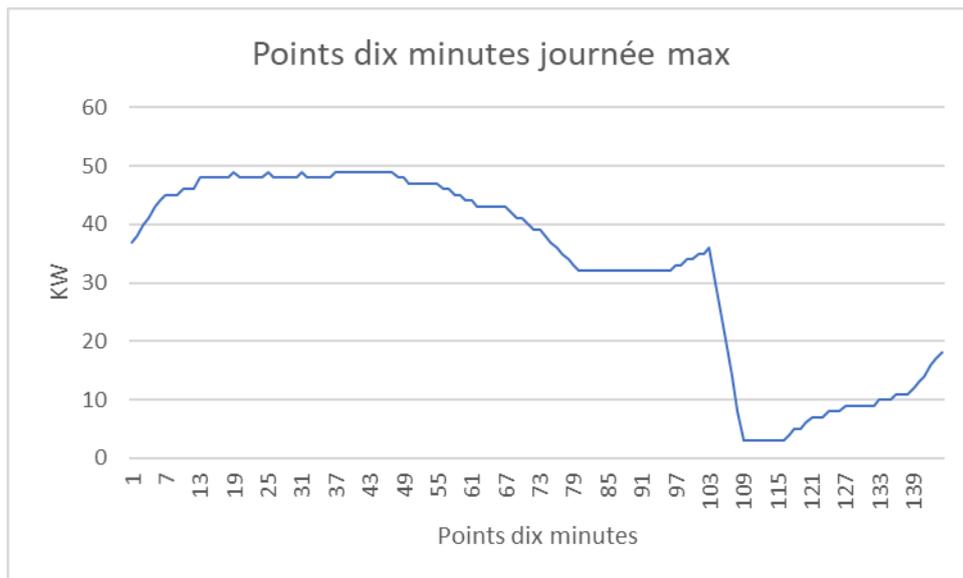
- Maintien à 16°C pendant les périodes d'inoccupation,
- Relance en cascade des systèmes jusqu'à 20°C juste avant les périodes d'occupation,
- Maintien à 20°C de la consigne, pour une température intérieure constante et respectant le confort thermique,
- Chute de la consigne à 16°C dès la fin d'une période d'occupation.



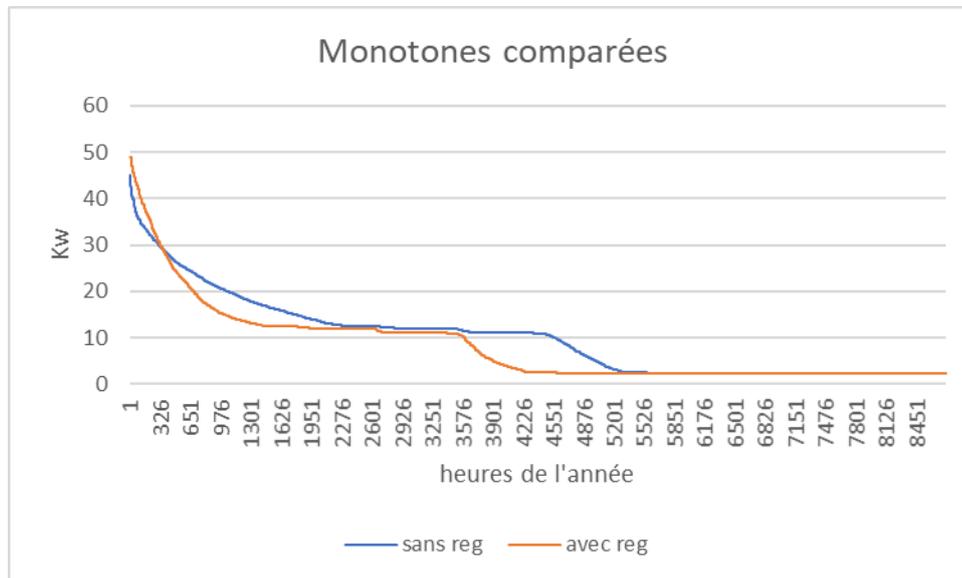
Cette régulation donne une consommation annuelle de **71 311 kWh**. Ci-dessous se trouvent les points 10 minutes de l'année ainsi que ceux de la journée où les besoins en chaleur sont les plus importants.



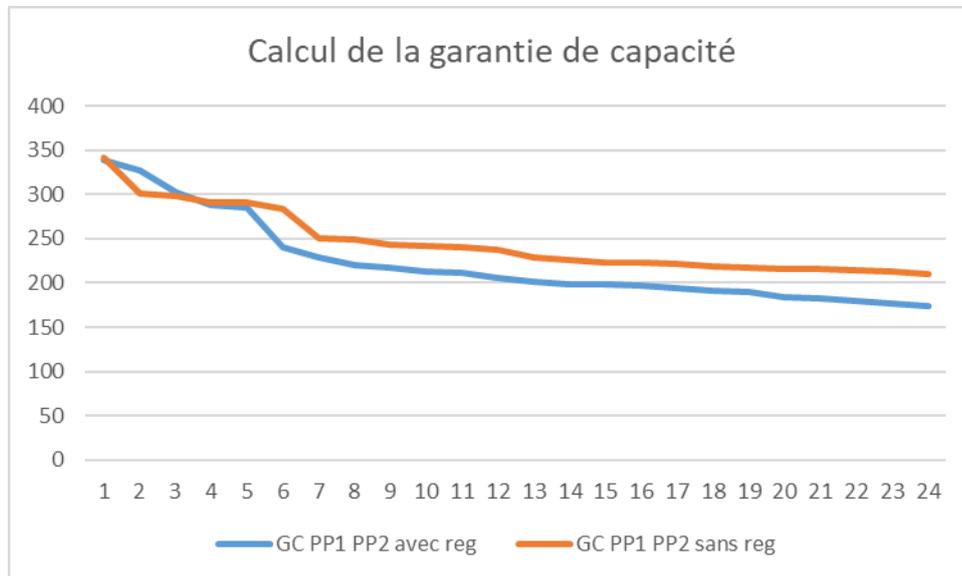
Points dix minutes :



Il est intéressant de comparer cette configuration avec celle de référence, sans aucune régulation.



Courbes de Garantie de capacité comparées :



Sur la configuration avec régulation optimisée, il est important de noter qu'au vu de l'étanchéité du bâtiment, l'inertie ne permet pas de réaliser des opérations de flexibilité sans impacter le confort. La régulation est justement choisie pour s'adapter parfaitement aux déperditions thermiques du bâtiment, au taux d'occupation, pour garantir un confort thermique pour les usagers. La monotone de la configuration avec régulation peut être vue comme la limite à ne pas dépasser pour réaliser de la flexibilité, sous peine d'impacter le confort thermique (dans le cas où l'on décide de ne pas gaspiller de l'énergie, c'est-à-dire consommer uniquement aux moments où le bâtiment sera occupé). La configuration sans régulation représente la référence, à partir de laquelle il est possible soit d'économiser de l'énergie par une régulation, soit de réaliser de l'effacement. Lorsque la courbe « sans régulation » est au-dessus de la courbe « avec régulation », l'aire entre les deux représente la marge de manœuvre sur laquelle il est possible d'agir sans impacter le confort.

Les effacements sont moins faciles dans la configuration avec régulation optimisée, surtout lors des relances après l'inoccupation, avec beaucoup moins de périodes possibles sur le NEBEF (environ 40 jours de chauffage évités).

Au-delà de 30 kW, la courbe « avec régulation » représente la relance après inoccupation. Elle n'est pas effaçable sans toucher au confort thermique des occupants. La chute de la température intérieure peut être drastique pendant les jours PP1, même avec seulement 10 minutes d'effacement. La période entre 326 et 2 276 heures représente également de l'effacement moins mobilisable.

On obtient le bilan économique suivant :

Coût total TTC de la solution de référence : 13 300 € (186,5 €/MWh).

4.4 SCENARIO 3 : RESPECT DU DECRET TERTIAIRE (-40%)

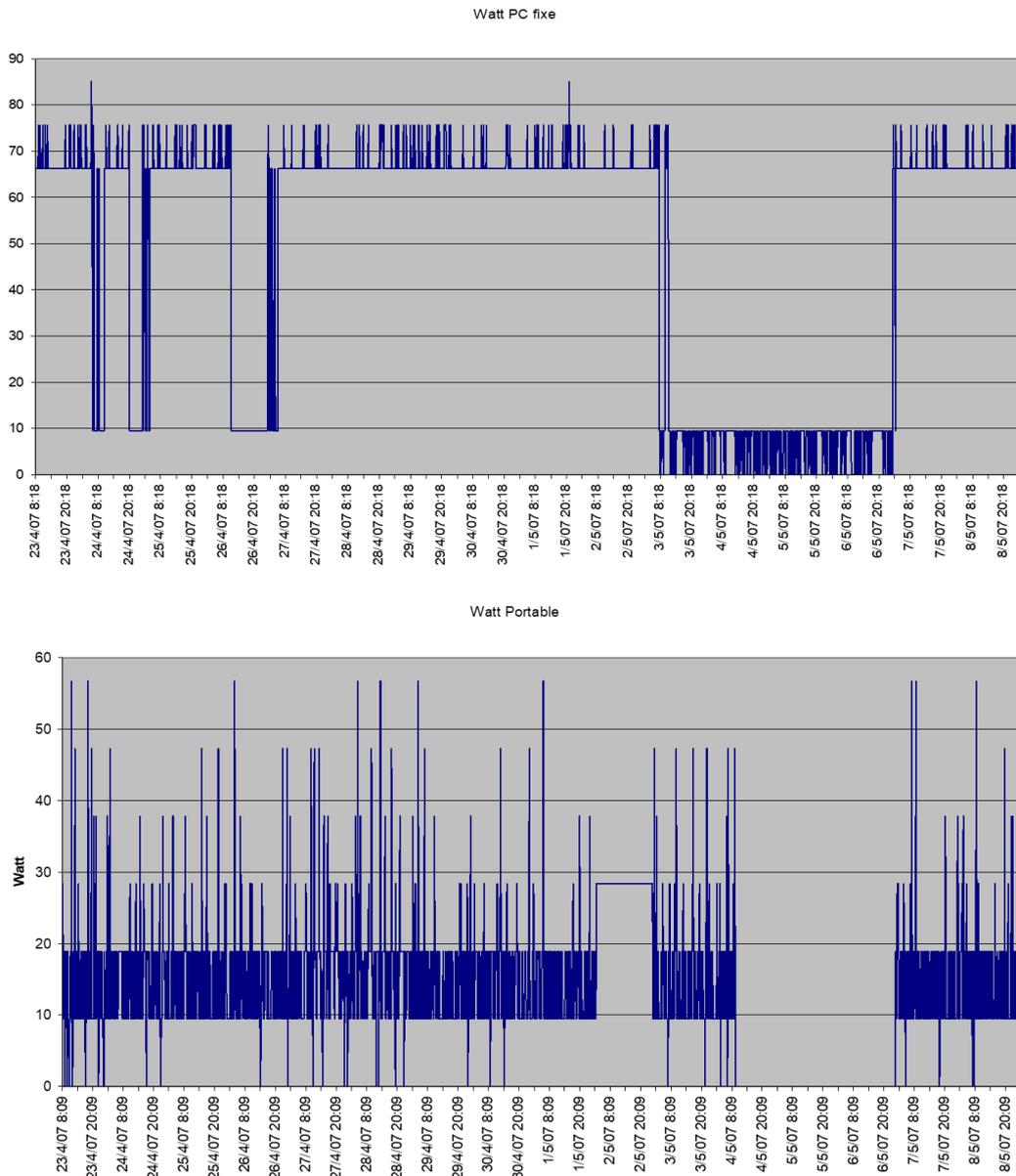
Solutions préconisées par l'audit :

Description		Coût des travaux (€ HT)	Economie annuelle d'énergie EE (kWh)	Economie annuelle CO2 (tonna)	Economie réalisée (€/an)
Bâti	1 Renforcement isolation planchers hauts (hors salle conseil) - <i>matériau classique</i>	12804	2616	0,5	421
	2 Renforcement isolation planchers hauts - (hors salle conseil) - <i>matériau bio sourcé</i>	16005	2616	0,5	421
	3 Isolation des murs (hors salle conseil) - <i>matériau classique ITE</i>	52078,5	4667	0,9	751
	4 Isolation des murs (hors salle conseil) - <i>matériau bio sourcé ITE</i>	60758,25	4667	0,9	751
	5 Isolation des murs (hors salle conseil) - <i>matériau classique ITE</i>	85797,5	9393	1,7	1512
	6 Isolation des murs (hors salle conseil) - <i>matériau bio sourcé ITE</i>	104157	9393	1,7	1512
	7 Remplacement des ouvrants hors menuiseries en double vitrage 4/16/4	158000	4640	0,9	747
Ventilation	8 Mise en œuvre d'une VMC simple flux avec modulation des débits par sonde CO2	19717,5	-8787	-1,4	-1415
	9 Mise en œuvre d'une VMC double flux (hors salle du conseil)	78870	-4561	-0,5	-750
Installations techniques	10 Régulation hebdomadaire des émetteurs électrique	2500	10592	1,9	1705
	11 Dépose des convecteurs électriques pour généraliser l'usage des climatisations réversible	1500	5511	1,6	1048
Installations électriques	12 Optimisation des sources d'éclairage hors salle du conseil	19717,5	4796	-0,2	772
Energie renouvelable	13 Mise en place d'une pompe à chaleur air/eau et création réseau à eau chaude avec panneaux rayonnants pour les bureaux et radiateurs basse température dans les circulations et sanitaires. Optimisation de la régulation centralisée		Voir scénario 3		
	14 Mise en place d'une pompe à chaleur géothermie et création réseau à eau chaude avec panneaux rayonnants pour les bureaux et radiateurs basse température dans les circulations et sanitaires. Optimisation de la régulation centralisée		Voir scénario 4		

Recommandations envisagées		Coût (€ HT)
2	Renforcement isolation planchers hauts - (hors salle conseil) - <i>matériau bio sourcé</i>	16005
6	Isolation des murs (hors salle conseil) - <i>matériau bio sourcé ITE</i>	104157
7	Remplacement des ouvrants hors menuiseries en double vitrage 4/16/4	158000
9	Mise en œuvre d'une VMC double flux (hors salle du conseil)	78870
13	Mise en place d'une pompe à chaleur air/eau et création réseau à eau chaude avec panneaux rayonnants pour les bureaux et radiateurs basse température dans les circulations et sanitaires. Optimisation de la régulation centralisée	92 000
12	Optimisation des sources d'éclairage hors salle du conseil	19717

Améliorations possibles :

- 1) Remplacement des postes fixes par des portables (consommation réduite de 60%), voir les courbes de charges comparées sur une même période :



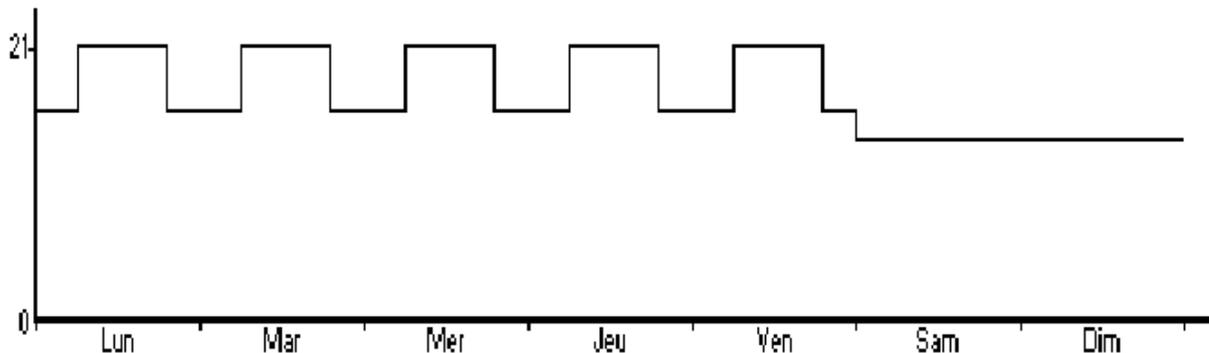
La consommation est 3 fois inférieure (environ 8000 kWh/an). A noter qu'avec 50 m² de panneaux photovoltaïques performants en autoconsommation (12000 kWh), on obtient 60% d'économie en énergie finale.

- 2) DRV trois tubes + CTA double flux et échangeur, le DRV trois tubes permettrait de récupérer la chaleur des petits serveurs.

Le scénario de régulation de température est le suivant :

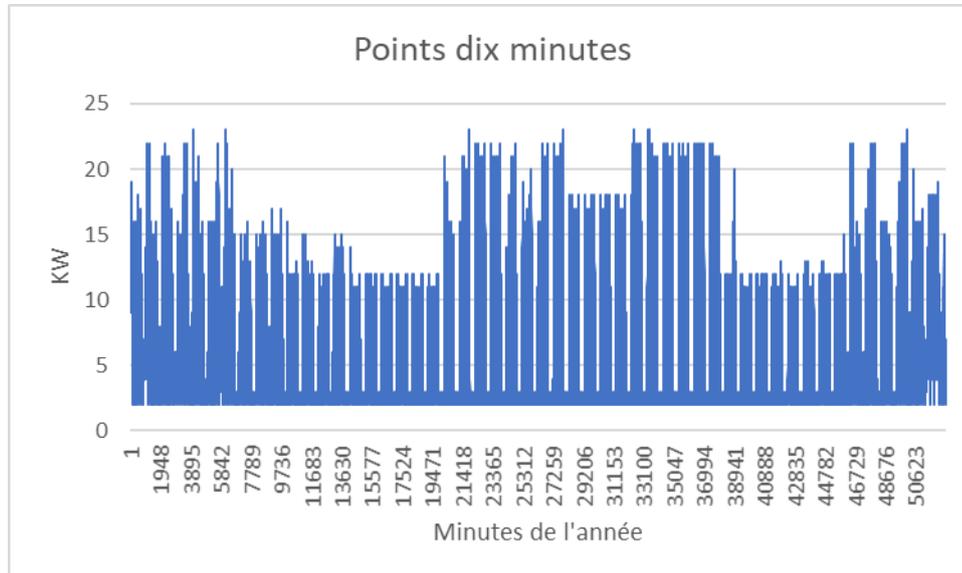
- 16°C les jours ouvrés, lors des périodes d'inoccupation,
- 21°C lors des périodes d'occupation,
- 15°C les weekends.

Soit le scénario de régulation de température :

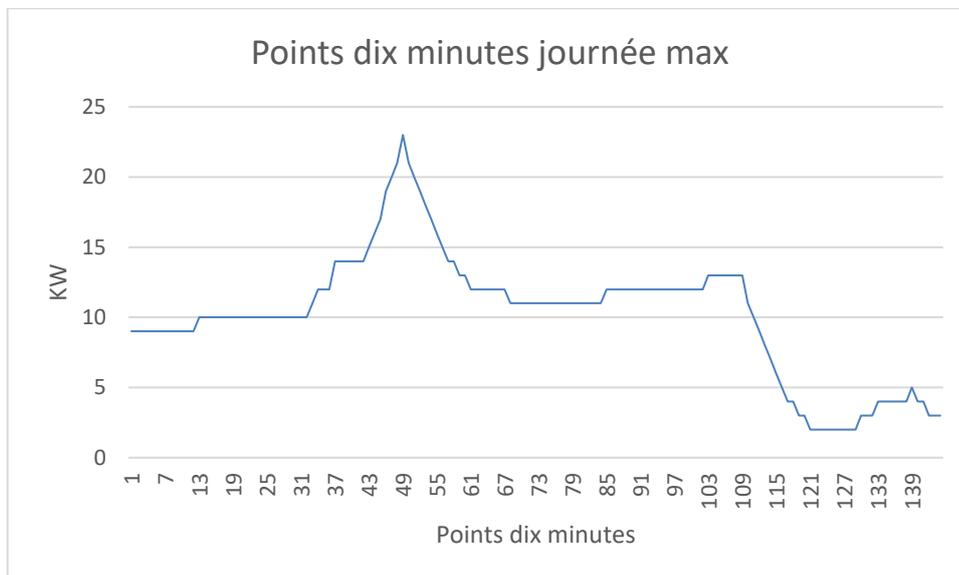


Ce scénario peut être amélioré (relance progressive et décalage CTA, émetteurs), mais il permet de montrer la P max en relance

Avatar énergétique (points dix minutes) : 53 956 kWh



A remarquer une consommation de climatisation (mais qui ne représente que 5 886 kWh, soit 10% de la consommation globale). A noter que l'étude n'optimise consommations de la climatisation. Journée de la puissance maximale appelée : 216 kWh (23 kW, soit environ 27 kVA)



La puissance souscrite est inférieure à 36 KVA et il faut changer de comptage, à noter également même si ce n'est pas le cas ici que les TCFE deviennent plus importantes environ 9,82 €/MWh au lieu de 3,2 €/MWh. Pour l'exemple, un gain de 50 MWh sur 100 MWh avec une puissance inférieure à 36 kVA peut se transformer pour un professionnel (entreprise) en une taxe supplémentaire de 170 € HT sur la facture d'énergie. Cette remarque est aussi vraie lorsque l'on passe de la HTA à de la basse tension < 250 kVA (taxe supplémentaire de 3,2 €/MWh). Dans cette configuration de régulation, l'effacement n'est pas conseillé car la PAC ne fonctionne qu'en cas de besoins calorifiques non couverts par les apports et la récupération de chaleur sur la CTA.

Remarque : Lors d'un passage à une puissance souscrite inférieure à 36 kVA pour une entreprise, les taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) deviennent plus importantes, aux alentours de 9,82 €/MWh au lieu de 3,2 €/MWh. A titre d'exemple, un gain de 50 MWh sur 100 MWh avec une puissance inférieure à 36 kVA peut se transformer pour un professionnel (entreprise) en une taxe supplémentaire de 170 € HT sur la facture d'énergie. Cette remarque est aussi vraie lorsque l'on passe de la HTA à de la basse tension < 250 kVA (taxe supplémentaire de 3,2 €/MWh). Ceci ne s'applique pas ici car le site n'appartient pas à une entreprise mais à une collectivité (secteur public).

On obtient le bilan économique suivant :

Coût total TTC : 9 463 € (175,4 €/MWh)

4.5 SCENARIO 3BIS : SCENARIO 3 AVEC DU STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE

Point important : des infrastructures énergétiques très souvent surdimensionnées

La conception des productions énergétiques est souvent réalisée de façon conventionnelle. C'est le cas par exemple pour le calcul des puissance de chauffage qui ne tient pas compte des apports internes ((norme NF EN 12831), mais c'est aussi le cas pour les puissances électriques qui ne tiennent pas compte des retours des réels taux de foisonnement (NFC 15-100). Ainsi, les systèmes énergétiques sont systématiquement surdimensionnés et cela pose certaines contraintes.

Des Capex non optimisés : le surdimensionnement engendre souvent des investissements importants/

Des Opex non optimisés :

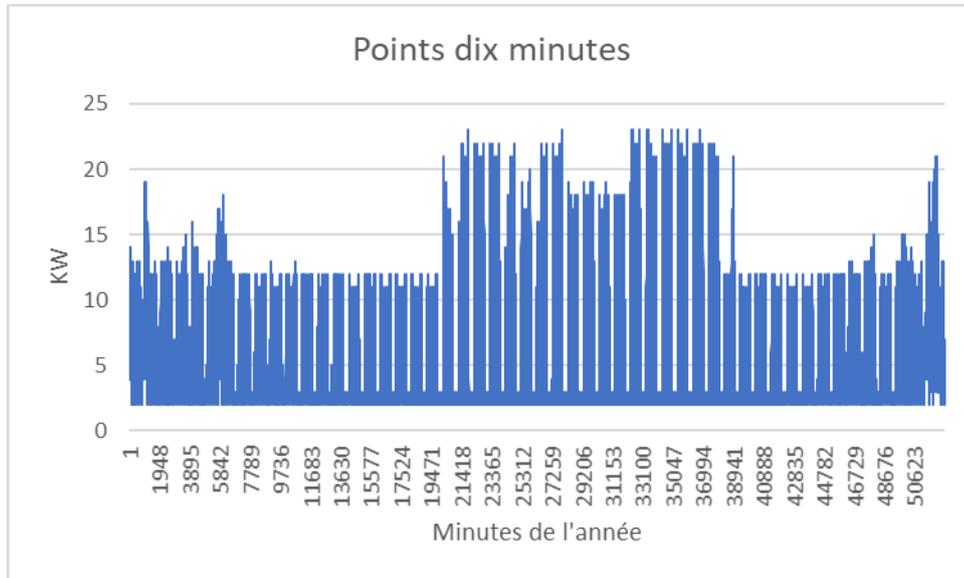
- Puissance souscrite trop importante
- Fonctionnement en charge partielle générant une baisse des rendements de productions, voire des couts de maintenance plus élevés (exemple de courts cycles pour une PAC surdimensionnée)

Dans le cas d'une électrification des usages (recours à une PAC), le sujet du surdimensionnement deviendra croissant dans les prochaines années. Nous avons donc considéré un dimensionnement optimum ainsi qu'un scénario avec un volume de stockage couplé.

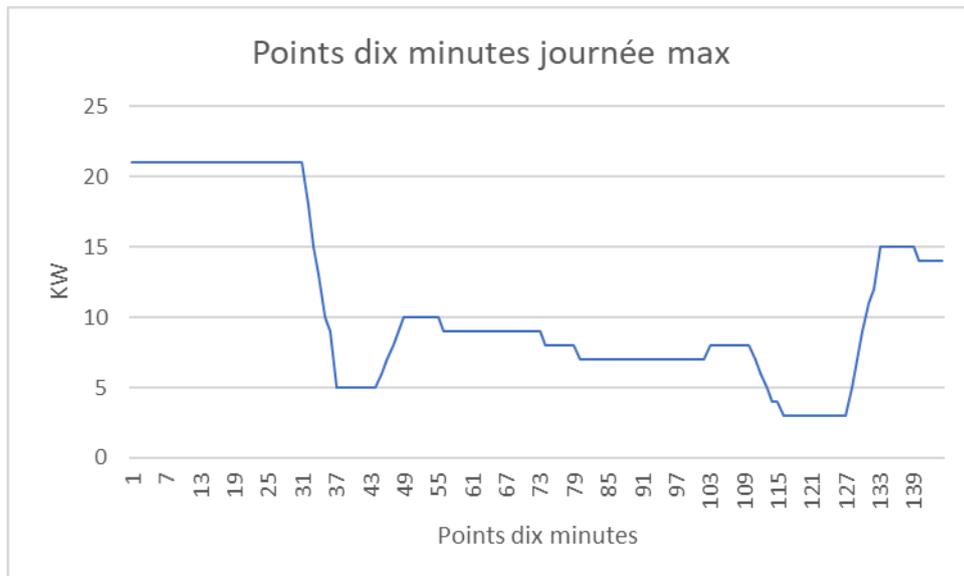
Dans ce scénario nous considérons un stockage total en heures creuses du turpe 6. La consommation annuelle est de 54 613 kWh.

Nous ne considérons pas de surdimensionnement de la production. C'est une hypothèse structurante car tout surdimensionnement de la production implique la possibilité d'utiliser le stockage en flexibilité explicite.

L'effacement est totalement en implicite, il n'y a pas de consommations de la PAC pendant les périodes d'heures pleines et notamment les périodes PP1 et PP2



Points dix minutes :



On obtient le bilan économique suivant :

Coût total TTC : 9 177 € (173,7 €/MWh)

4.6 SCENARIO 4 : DECRET TERTIAIRE AVEC DES ENERGIES RENOUVELABLES EN AUTOCONSOMMATION

Ce scénario n'a pas été étudié car hors périmètre de l'étude. Il mériterait néanmoins d'être exploré car la mise en œuvre d'un stockage permet de disposer de leviers de flexibilités qui peuvent contribuer à mieux maîtriser l'autoconsommation ?

4.7 SYNTHÈSE DES SIMULATIONS

Désignation	Consommation annuelle en kWh	Coût annuel en € TTC	Gain énergétique annuel en kWh	Gain en coût d'énergie annuel en € TTC	Gain d'exploitation sur les effacements en €
Scénario 1 solution existante de référence	86 899	16 092	4 450 (*)	800 (*)	Capacité : 546
					MA : 152
					NEBEF : 231
Scénario 2 Solution existante avec régulation optimisée	71 311	13 300	15 588	2 792	faible
Scénario n°3 : décret tertiaire	53 956	9 463	32 943	6 629	très faible ou au détriment de la MDE
Scénario n°3bis avec stockage thermique	54 613	9 177	32 286	6 915	Gisement explicite si surdimensionnement de la puissance Sinon la flex est au détriment de la MDE
Solution du scénario n°4 avec ENRR (autoconsommation), stockage thermique (Flex explicite) etc...	non étudié !				

(*) Effacements

En synthèse, les bilans économiques sont les suivants :

Scénario de référence

- Capex : très faible voire nulle
- Opex :
 - MDE : aucune action menée
 - Flexibilité implicite 5% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité explicite d'environ 5% de la facture énergétique globale de référence

Conclusion : la flexibilité permet des gains avec un très faible capex. Elle se nourrit de gisements potentiels de MDE et les met en lumière.

Scénario 2 : régulation optimisée

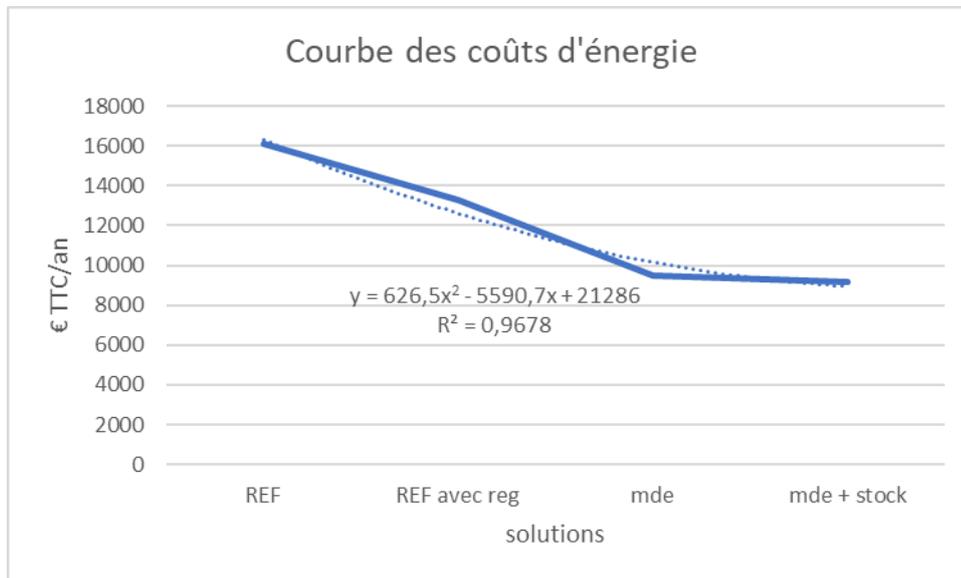
- Capex : faible
- Opex :
 - MDE : 17% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité implicite et explicite faible (non estimé)

Scénario 3 : décret tertiaire

- Capex : élevé
- Opex :
 - MDE : 41% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité implicite et explicite très faible ou au détriment de la MDE (non estimé)

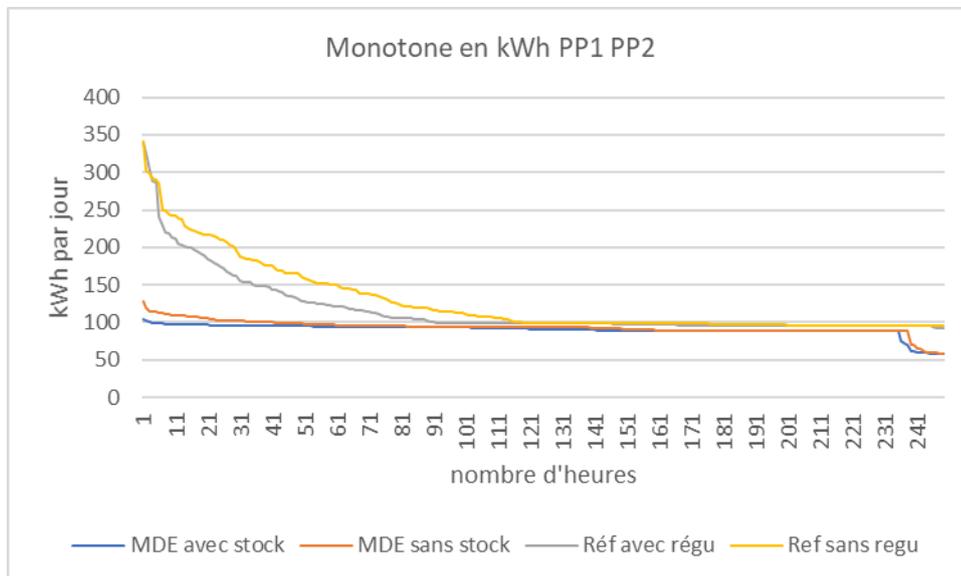
Scénario 3bis : décret tertiaire + stockage thermique

- Capex : surcoût très faible par rapport au scénario précédent
- Opex :
 - MDE : 43% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité explicite
 - Existante si puissance installée surdimensionnée (non estimée)
 - Très faible ou au détriment de la MDE sinon (non estimée)



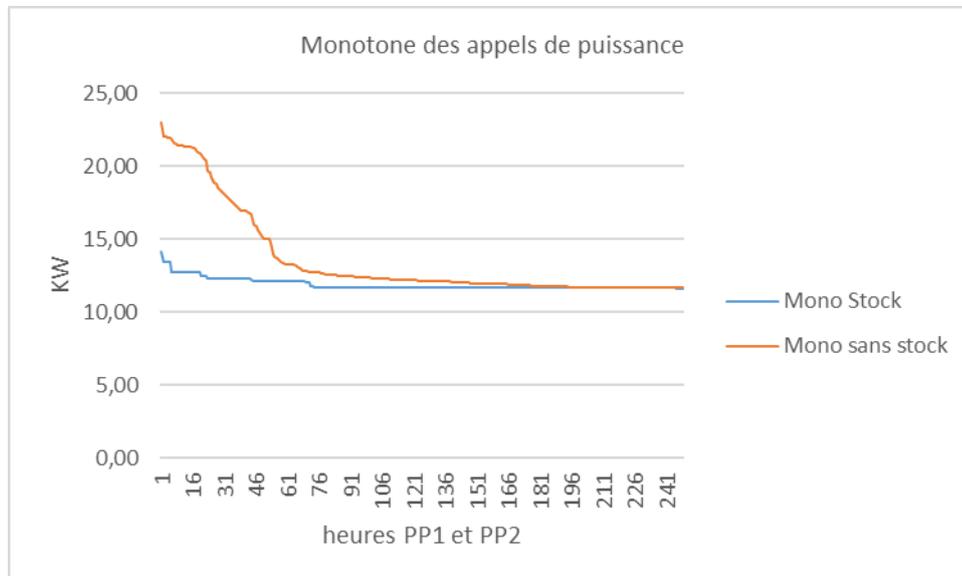
A noter l'asymptote en 9 000 € pour 40% de MDE, après il faut passer à de l'autoproduction, des portables au lieu des postes fixes, voire de la récupération de chaleur sur les serveurs (VRV trois tubes)

ANALYSE COMPAREE DES SITES AU TRAVERS DE LA MONOTONE SUR LES JOURS PP1 ET PP2 (25 JOURS et 250 heures).



L'écart est considérable entre les solutions non MDE et celle avec PAC et MDE à -40%.
A analyser en prospective sur la chute future de la thermosensibilité du réseau électrique en 2030.

FOCUS sur la MDE avec Stockage ou sans stockage :



La période d'effacement est aux alentours des 55 heures pour le stockage après il ne sert plus vraiment.

Dans ce cas, on peut imaginer se servir de cet effacement également en explicite. Toutefois la courbe de référence ne doit pas tenir compte du stockage, autrement dit j'utilise en année N la PAC seule et je me sers du stockage les autres années.

L'effacement en KWh est de 332 pendant cette période avec une puissance moyenne de 6 kW sur la moitié des heures PP1. Nous ne tiendrons pas compte du peu d'intérêt de ce type d'utilisation en faux effacement, les gains étant inférieurs à 100 € pour un risque potentiel de non effacement.

4.8 CONCLUSION

Une première synthèse montre que l'effacement diffus permet de « réguler » des bâtiments énergivores et mal régulés (pas d'anticipation, pas de récupération des apports internes, également sans programmation en fonction de l'occupation) généralement. Si la régulation est bien construite, l'effacement est moins facile à réaliser.

L'effacement est lié aussi à la performance du bâtiment et à l'aptitude de la régulation à s'adapter (optimisation des relances, anticipation des températures extérieures, bonne récupération des apports internes), car un bâtiment performant thermiquement et bien régulé n'a besoin que peu de chauffage. Ce chauffage fonctionne alors pratiquement comme un appoint secours en sus de l'équilibre thermique du bâtiment. Cet appoint secours est difficile à effacer au dernier moment sans stockage.

Le stockage permettant de toute façon de profiter de l'implicite et d'être en dehors des périodes tendues du réseau.

A voir notamment, si l'effacement est adapté à une régulation de type IA qui devra intégrer des coupures de système et regarder également son intégration à la future tarification dynamique prévue pour 2023 pour les clients dont la puissance est inférieure à 36 kVA.

Toutes les simulations en PAC ont été réalisées sur un mode de fonctionnement modulant entre 15 et 100% de la puissance. La simulation avec une PAC très surpuissante (surdimensionnement très souvent mis en œuvre) par rapport aux besoins n'a pas été réalisée sur cette partie.

5 ANALYSE DE LA FLEXIBILITE ET DE LA MDE D'UNE MAIRIE ET D'UNE SALLE DES FETES EN VENDEE

5.1 PRESENTATION DU SITE

Les données générales du site ainsi que des photos sont visible ci-dessous.

Nature du/des bâtiment(s)	Mairie et salle des fêtes
Année de construction	Ancienne pour la salle des fêtes et extension en 1999
Surface SHON	704 m ²
Nombre de niveaux	2 niveaux (RdC + étage)
Occupation	<p>Mairie : Du lundi au jeudi de 8h30 à 18h Le vendredi de 8h30 à 18h30</p> <p>Salle des fêtes : 3 locations par mois en moyenne</p> <p>Zone réunions : 2 jours par semaine</p>
Nombre d'occupants	<p>Mairie : 8 Salle des fêtes : 50 personnes max Zone réunions : 15 personnes</p>
Confort des usagers	Pas d'inconfort durable durant la période estivale.

Tableau 4: Informations générales du site



Figure 9: photos du site

L'isolation de la mairie est dans l'ensemble moyenne. De plus, certains murs et planchers sont dans un état avancé de vétusté. La salle des fêtes ayant subi une rénovation récente (hormis la zone cuisine), sa performance est relativement correcte (hormis la zone cuisine). La zone réunion a des murs non isolés, un

plafond étanche à l'air, et des infiltrations d'air au niveau du plafond. Elle est donc peu performante. Le calcul des déperditions dans l'audit montre une déperdition de 33,7 kW, impliquant une puissance de chauffage à installer de 50,8 kW.

Le système de ventilation est de type simple flux. Actuellement, les débits extraits ne permettent pas de respecter le débit réglementaire en occupation.

Le chauffage se fait via une pompe à chaleur air/eau avec des émetteurs en fonte pour la salle des fêtes et la zone réunion, ainsi qu'un rideau d'air chaud et des panneaux rayonnants pour la mairie. Une régulation permet un démarrage programmé du chauffage via la pompe à chaleur, et une sonde et un thermostat est disponible pour la Mairie. Il n'y a pas de régulation, hormis une sonde intérieure avec une programmation. La consigne intérieure est de 21°C.

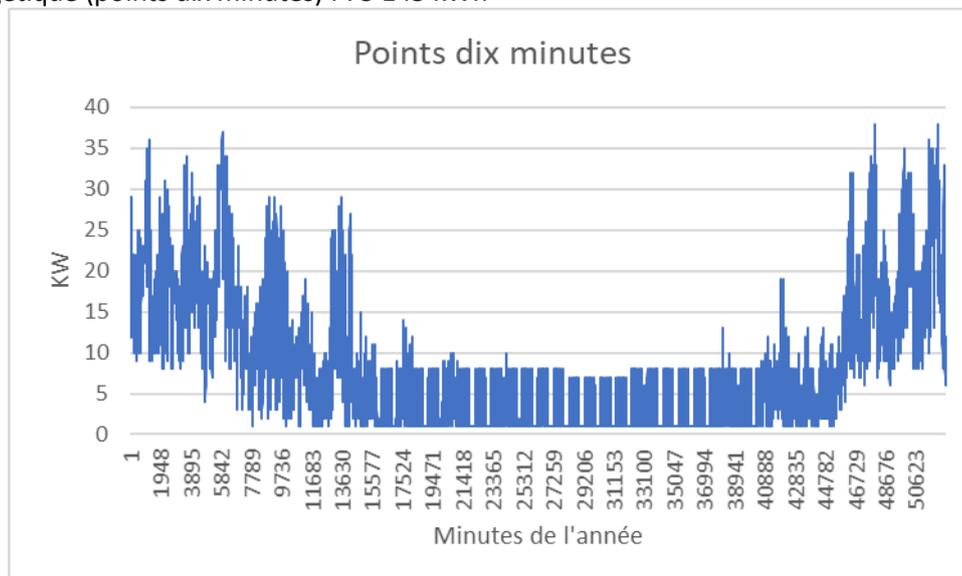
La production d'ECS se fait via des accumulateurs électriques, bien dimensionnés pour répondre aux besoins ECS de la salle des fêtes et de la zone réunions. La mairie ne semble pas disposer de production d'ECS.

L'éclairage répond aux besoins mais se fait majoritairement par des installations anciennes et énergivores pour les bureaux de la mairie, et il n'y a pas de commandes d'allumage optimisée pour les sanitaires de la zone réunion.

5.2 SCENARIO 1 : SITUATION DE REFERENCE ACTUELLE

5.2.1 COURBE ENERGETIQUE DE REFERENCE

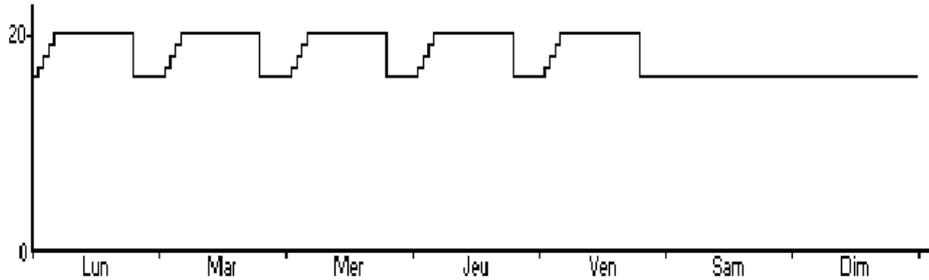
Avatar énergétique (points dix minutes) : 73 145 kWh



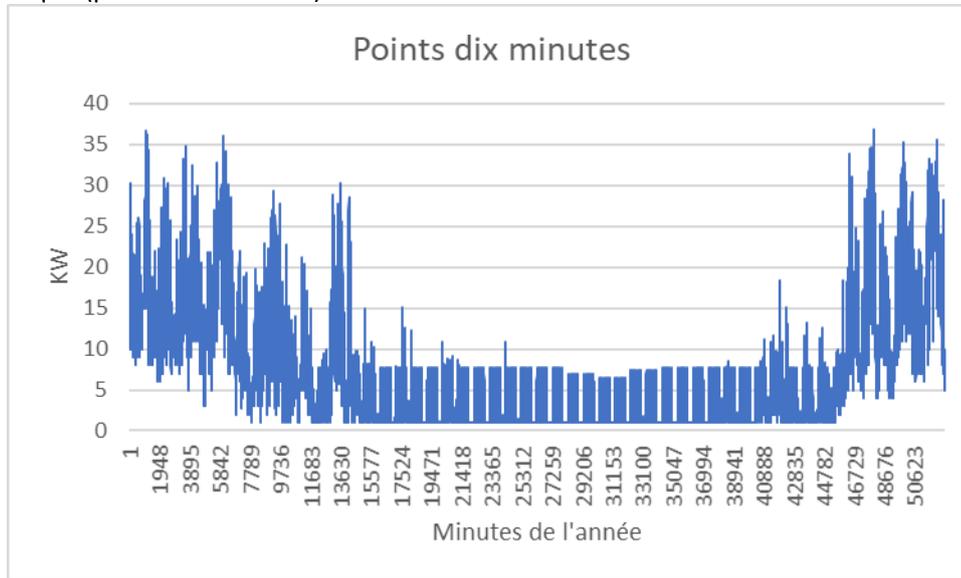
Coût total TTC de la solution de référence : 13 769 € (188,24€/MWh).

5.3 SCENARIO 2 : SOLUTION DE REFERENCE AVEC UNE REGULATION OPTIMISEE

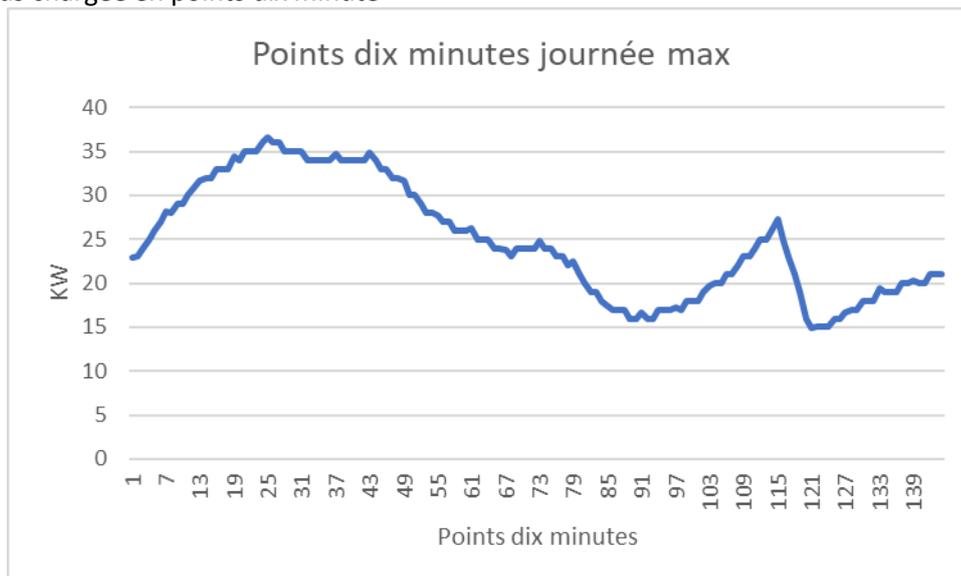
La régulation hebdomadaire est la suivante :



Avatar énergétique (points dix minutes) : 63 663 kWh



Journée la plus chargée en points dix minute



La puissance maximale est 37 kW sur la journée la plus chargée

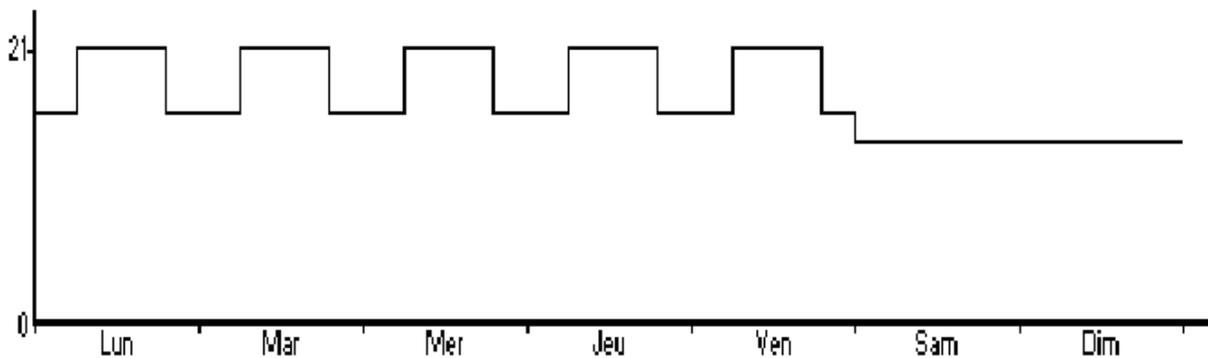
Coût total TTC de la solution de référence : 11 700 € (181,16 €/MWh).

5.4 SCENARIO 3 : RESPECT DU DECRET TERTIAIRE (-40%)

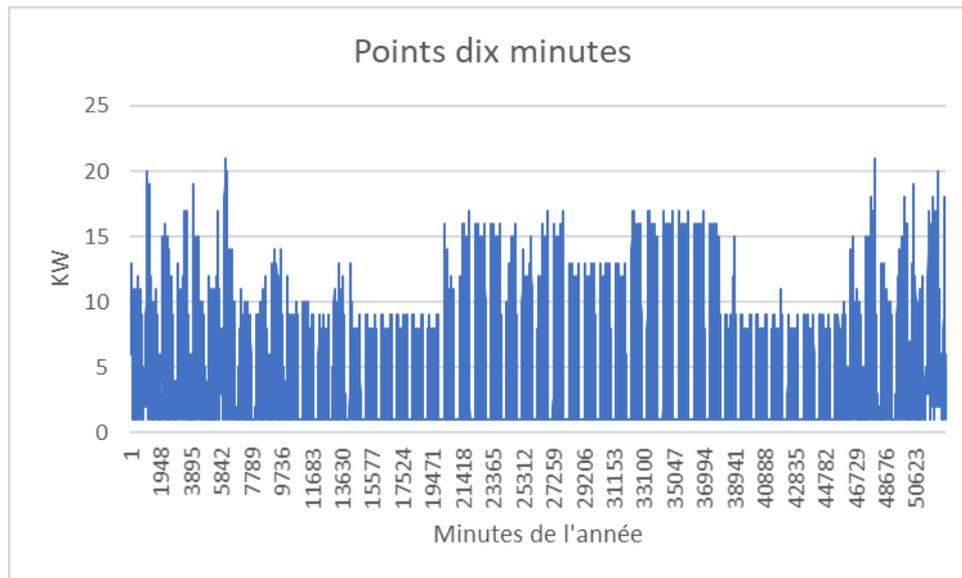
Solutions recommandées dans l'audit énergétique :

Recommandations envisagées		Coût (€ HT)
2	Rénovation du planchers hauts avec isolation soufflé puis finition placoplâtre (hors salle zone salle des fêtes) - <i>matériau bio sourcé</i>	49 145
6	Isolation des murs par l'extérieur zone mairie puis Isolation des murs par l'intérieur zone salle des fêtes et réunion (hors murs de la salle zone salle des fêtes) - <i>matériau bio sourcé ITE</i>	46 427
7	Remplacement des ouvrants (hors sas zone mairie, hors ouvrant façade zone salle des fêtes et hors ouvrant zone réunion)	53 740
9	Mise en œuvre d'une VMC double flux par zone	53 756
10	Raccordement de la mairie à la pompe à chaleur Air/Eau	25 700
11	Remplacement et optimisation des sources d'éclairage	13 350

Soit le scénario de régulation de température :



Avatar énergétique (points dix minutes) : 33 158 kWh



A remarquer une consommation de climatisation (mais qui ne représente que 3 178 kWh, soit 10% de la consommation globale). A noter que l'étude n'optimise pas les consommations de la climatisation.

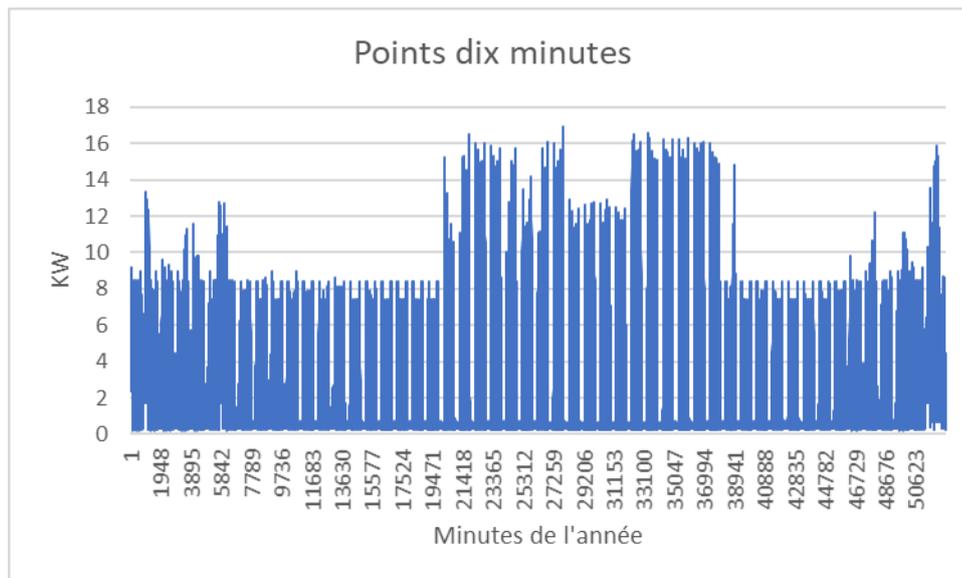
La puissance souscrite est inférieure à 36 KVA et il faut changer de comptage, à noter également même si ce n'est pas le cas ici que les TCFE deviennent plus importantes environ 9,82 €/MWh au lieu de 3,2 €/MWh. Pour l'exemple, un gain de 50 MWh sur 100 MWh avec une puissance inférieure à 36 kVA peut se transformer pour un professionnel (entreprise) en une taxe supplémentaire de 170 € HT sur la facture d'énergie. Cette remarque est aussi vraie lorsque l'on passe de la HTA à de la basse tension < 250 kVA (taxe supplémentaire de 3,2 €/MWh). Dans cette configuration de régulation, l'effacement n'est pas conseillé car la PAC ne fonctionne qu'en cas de besoins calorifiques non couverts par les apports et la récupération de chaleur sur la CTA.

Coût total TTC : 5 996 € (180,08 €/MWh)

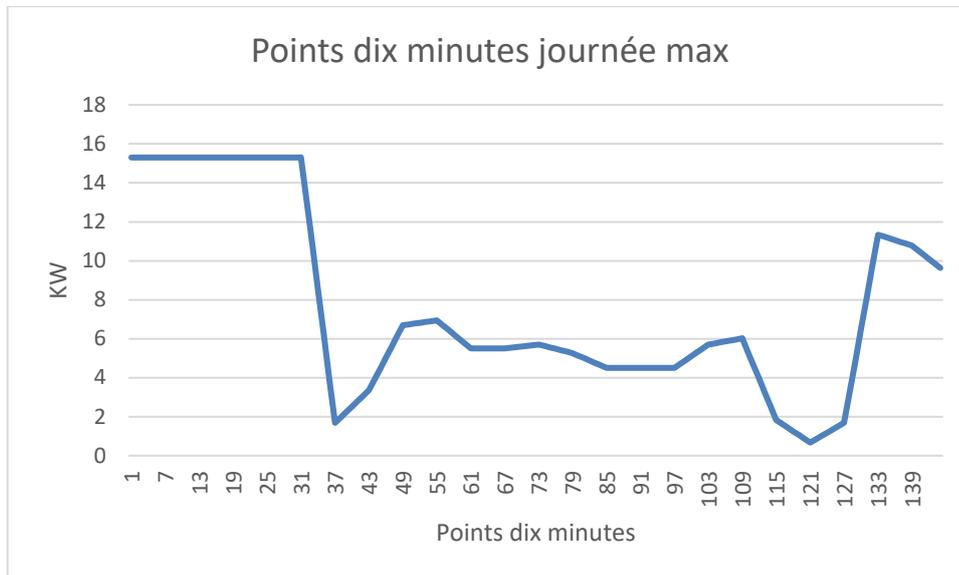
5.5 SCENARIO 3BIS : SCENARIO 3 AVEC DU STOCKAGE D'ENERGIE THERMIQUE

Recommandations envisagées		Coût (€ HT)
2	Rénovation du planchers hauts avec isolation soufflé puis finition placoplâtre (hors salle zone salle des fêtes) - <i>matériau bio sourcé</i>	49 145
6	Isolation des murs par l'extérieur zone mairie puis Isolation des murs par l'intérieur zone salle des fêtes et réunion (hors murs de la salle zone salle des fêtes) - <i>matériau bio sourcé ITE</i>	46 427
7	Remplacement des ouvrants (hors sas zone mairie, hors ouvrant façade zone salle des fêtes et hors ouvrant zone réunion)	53 740
9	Mise en œuvre d'une VMC double flux par zone	53 756
10	Raccordement de la mairie à la pompe à chaleur Air/Eau	25 700
11	Remplacement et optimisation des sources d'éclairage	13 350

Avatar énergétique (points dix minutes) : 34268 kWh



A remarquer une consommation de climatisation (mais qui ne représente que 3 178 kWh, soit 10% de la consommation globale). A noter que l'étude n'optimise pas les consommations de la climatisation. Journée la plus chargée en points dix minute.



La puissance maximale est 15 kW sur la journée la plus chargée

La puissance souscrite est inférieure à 36 KVA et il faut changer de comptage, à noter également même si ce n'est pas le cas ici que les TCFE deviennent plus importantes environ 9,82 €/MWh au lieu de 3,2 €/MWh. Pour l'exemple, un gain de 50 MWh sur 100 MWh avec une puissance inférieure à 36 kVA peut se transformer pour un professionnel (entreprise) en une taxe supplémentaire de 170 € HT sur la facture d'énergie. Cette remarque est aussi vraie lorsque l'on passe de la HTA à de la basse tension < 250 kVA (taxe supplémentaire de 3,2 €/MWh). Dans cette configuration de régulation, l'effacement n'est pas conseillé car la PAC ne fonctionne qu'en cas de besoins calorifiques non couverts par les apports et la récupération de chaleur sur la CTA.

Coût total TTC : 5 616 € (176,31 €/MWh)

5.6 SYNTHÈSE DES SIMULATIONS

Désignation	Consommation annuelle en kWh	Coût annuel en € TTC	Gain énergétique annuel en kWh	Gain en coût d'énergie annuel en € TTC	Gain d'exploitation sur les effacements en €
Scénario 1 solution existante de référence	73 145	13 505	5 340 (*)	960 (*)	Capacité : 390
					MA : 182
					NEBEF : 277
Scénario 2 Solution existante avec régulation optimisée	63 663	11 700	9 482	1 805	faible
Scénario n°3 : décret tertiaire	33 158	5 996	39 987	7 509	très faible ou au détriment de la MDE
Scénario n°3bis avec stockage thermique	34 268	5 616	38 877	7 889	Gisement explicite si surdimensionnement de la puissance Sinon la flex est au détriment de la MDE
Solution du scénario n°4 avec ENRR (autoconsommation), stockage thermique (Flex explicite) etc...	non étudié !				

(*) effacement des consommations (au prorata des consommations de chauffage plus importantes que pour le premier bâtiment étudié (20%) mais avec une puissance appelée inférieure.

En synthèse, les bilans économiques sont les suivants :

Scénario de référence

- Capex : très faible voire nulle
- Opex :
 - MDE : aucune action menée
 - Flexibilité implicite 7% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité explicite d'environ 5% de la facture énergétique globale de référence
- Conclusion : la flexibilité permet des gains avec un très faible capex. Elle se nourrit de gisements potentiels de MDE et les met en lumière.

Scénario 2 : régulation optimisée

- Capex : faible
- Opex :
 - MDE : 13,3% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité implicite et explicite faible (non estimé)

Scénario 3 : décret tertiaire

- Capex : élevé
- Opex :
 - MDE : 55,6% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité implicite et explicite très faible ou au détriment de la MDE (non estimé)

Scénario 3bis : décret tertiaire + stockage thermique

- Capex : surcoût très faible par rapport au scénario précédent
- Opex :
 - MDE : 58,4% de la facture énergétique globale de référence
 - Flexibilité explicite
 - Existante si puissance installée surdimensionnée (non estimée)
 - Très faible ou au détriment de la MDE sinon (non estimée)

6 ANALYSE DU CHANGEMENT DE VECTEUR ENERGETIQUE (GAZ NATUREL → PAC) POUR UN SIEGE DANS LE MORBIHAN

6.1 PRESENTATION DU SITE

Les données générales du site ainsi que des photos sont visible ci-dessous.

Nature du/des bâtiment(s)	Siège
Année de construction	2014
Label	Bâtiment RT2012
Surface SHON	911 m ²
Nombre de niveaux	2 niveaux (RdC + étage)
Occupation	Du lundi au vendredi de 8h30 à 12h30 et de 14h à 17h30 Fermé le mardi après-midi, le samedi et le dimanche
Nombre d'occupants	Cf audit

Tableau 5: Informations générales du site



Figure 10: photos du site

Le bâtiment est équipé d'une ventilation double flux, assurée par 3 centrales équipées d'un échangeur haute efficacité (>90%). La ventilation des locaux est gérée par une horloge programmable, et par des clapets de régulation du débit via un taux de CO₂ ou une absence/présence. Le chauffage est réalisé par une chaudière à condensation d'une puissance nominale égale à 60 kW.

6.2 PREAMBULE



Ce site est un bâtiment récent (RT2012) construit en 2015 alimenté pour les besoins calorifiques par une chaudière à gaz.

La simulation a été réalisée avec des centrales d'air double-flux et récupération de l'air extrait avec un échangeur dont l'efficacité est de 90%. Le rafraîchissement est de type free-cooling avec un bypass en été sur l'échangeur.

Les besoins thermiques du site ont été calculés et représentent selon l'étude thermique environ 6375 kWh/m², soit 7 kWh/m²/an

La consommation du site sur 2019-2020 est de d'environ 32500 kWh (36 kWh/m²), ce qui représente 5 fois la consommation prévue (apparemment 37000 kWh en moyenne annuelle selon le responsable du site).

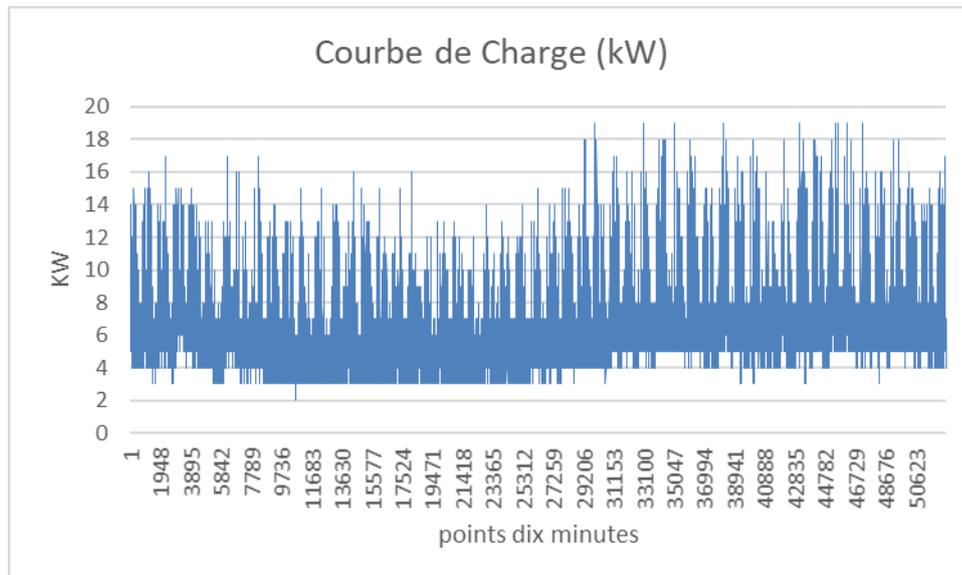
Le chauffage est assuré par une seule chaudière gaz à condensation et brûleur atmosphérique de 60 KW nominal dont la puissance installée est probablement calée sur 33% en plus des déperditions.

La puissance de la chaudière peut être modulée entre 100 et 20%.

Calcul des consommations (avatar énergétique) en tenant compte des besoins utiles du bâtiment (récupération sur air extrait avec un récupérateur de 90% et en tenant compte des apports internes et externes).

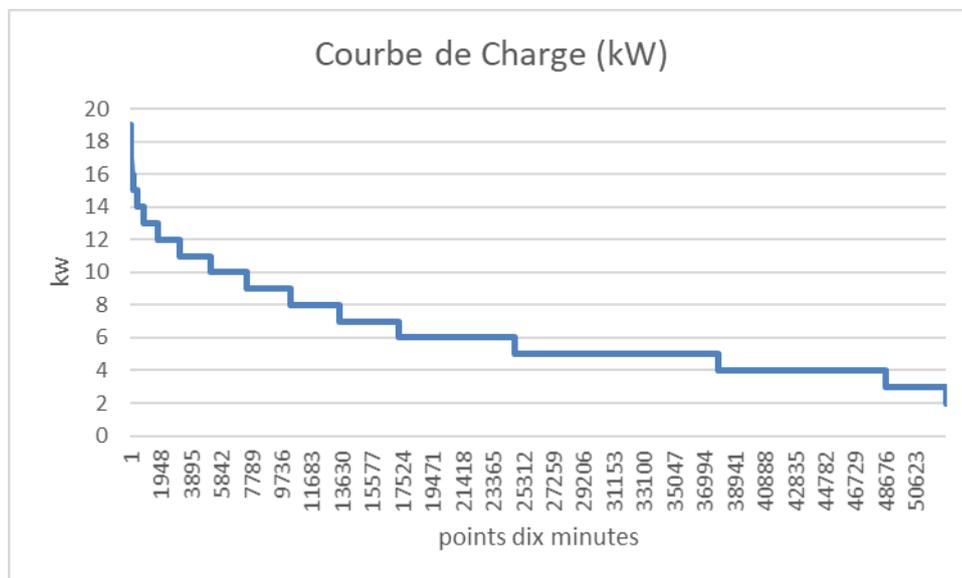
Etude théorique des besoins réels du bâtiment.

Courbe de charge annuelle en points dix minute (export réel comptage du 13/03/2019 au 12/03/2020)



La consommation annuelle est d'environ 54 890 kWh, soit 55 kWh/m²

En monotone :



A noter la puissance maximale pour 1000 m² d'environ 19VA/m², il est fortement probable que l'installation de base en électricité aye été dimensionnée en tarif C4 > 36 KVa.

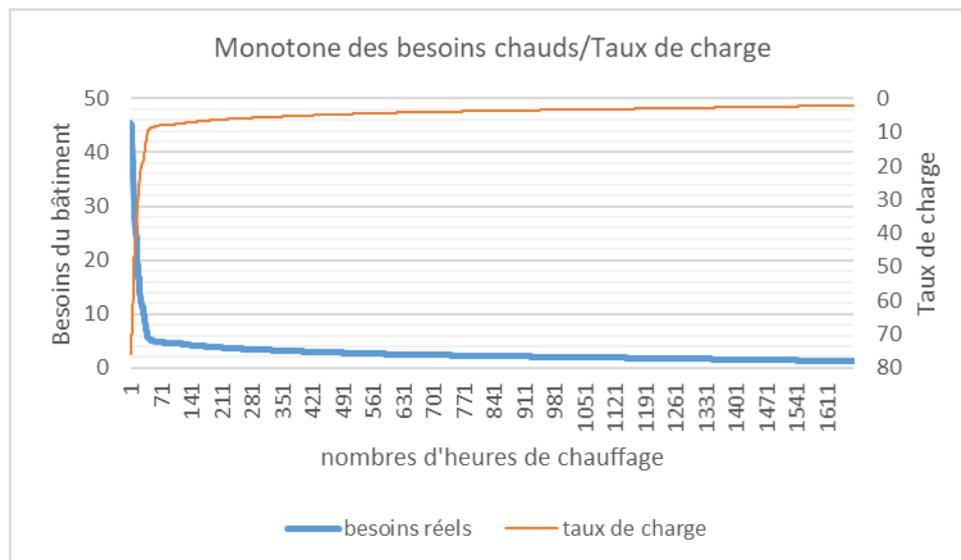
Les déperditions du bâtiment sont les suivantes :

- Air neuf : 30 kW sans tenir compte de la récupération

- Déperditions statiques : environ 15 kW (à noter que les apports internes sont un peu près équivalents pendant la période de novembre à mars).
- Soit une puissance installée de 60 kW avec 33% de surpuissance.

Selon les données :

Calcul du taux de charge avec une simulations thermique des besoins calorifiques du bâtiment

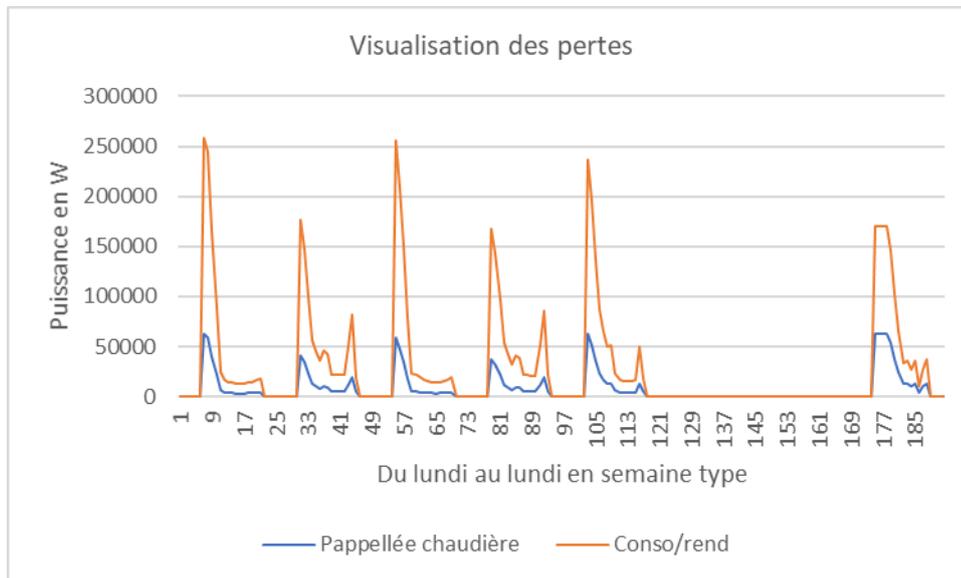


Le taux de charge moyen est de **4,7% et est 95% en dessous des 20%**, la chaudière est en cours cycle la majeure partie du temps avec des pertes à l'arrêt considérables et un rendement saisonnier global d'exploitation calculé à 25%, avec un rendement en sortie de chaudière à 37% (selon la formule ci-après) :

$$h_{\text{sais}} = [h_{\text{comb}} - \%q_r] / [1 + q_E \times (n_T/n_B - 1)]$$

- le rendement de combustion h_{comb} [%],
- le pourcentage de perte vers la chaufferie, brûleur en marche $\%q_r$ [%],
- le coefficient de perte à l'arrêt q_E
- le rapport entre la durée de la saison de chauffe et le temps de fonctionnement annuel du brûleur n_T/n_B [-], image du surdimensionnement.

Soit la consommation la visualisation des pertes sur une semaine type :



En fait, **il aurait fallu deux chaudières de 25 kW avec brûleurs modulant**, pour suivre au plus près les besoins du bâtiment, avec en plus un circuit de distribution à 50/30°C pour optimiser au maximum la condensation.

Dans le cas d'un changement de chaudière, 2 chaudières VISSMANN VITODENS 222-F de 25 kW sont très bien adaptées :

Chaudière gaz compacte à condensation **VITODENS 222-F**

Type	B2F			
Plage de puissance nominale				
50/30 °C	kW	1,9 - 19,0	1,9 - 25,0	1,9 - 32,0
80/60 °C	kW	1,7 - 17,5	1,7 - 23,0	1,7 - 29,3
Dimensions				
Longueur	mm	595	595	595
Largeur	mm	600	600	600
Hauteur	mm	1400	1400	1400
Poids	kg	112	112	112
Ballon d'eau chaude sanitaire	litres	100	100	100
Débit de soutirage	l/min	20	24	26
Débit eau chaude sanitaire	kW	22,0	28,6	33,9

Type	B2F			
Plage de puissance nominale				
50/30 °C	kW	1,9 - 11,0	1,9 - 19,0	1,9 - 25,0
80/60 °C	kW	1,7 - 10,1	1,7 - 17,5	1,7 - 23,0
Dimensions				
Longueur	mm	595	595	595
Largeur	mm	600	600	600
Hauteur	mm	1600	1600	1600
Poids	kg	132	132	132
Ballon d'eau chaude à serpentin tubulaire	litres	130	130	130
Débit de soutirage	l/min	19	20	21
Débit eau chaude sanitaire	kW	17,6	22,0	26,6

Classe d'efficacité énergétique	A	B	C	D
Classe d'efficacité énergétique	A	A	A	A
Etc 0	%	92	93	94
Etc 0 avec sonde extérieure et Vitotrol	%	96	97	98



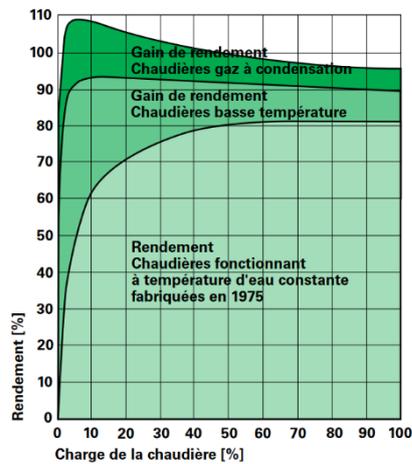
Eligible aux aides financières selon la loi de finances en vigueur

Les appareils ont été contrôlés et homologués selon la norme EN 15502 pour le gaz naturel et le propane. Puissance nominale différente en cas de fonctionnement au propane, voir notice pour l'étude.
Remarque débit de soutirage !
Indication à ΔT 30 K selon la norme EN 13203.

CARACTÉRISTIQUES DU PRODUIT

- + Chaudière gaz compacte à condensation, de 1,9 à 32 kW
- + Ballon d'eau chaude sanitaire émaillé à système de charge (capacité 100 l) ou ballon d'eau chaude à serpentin tubulaire (capacité 130 l)
- + Rendement global annuel allant jusqu'à 98 % (PCS)
- + Plage de modulation jusqu'à 1:17
- + Circulateur à haute efficacité énergétique, à faible consommation de courant
- + Classe d'efficacité énergétique : A

Elles permettraient de suivre la charge très facilement avec de bien meilleurs rendements, voir la courbe de VISSMANN, qui peut s'appliquer dans ce cas :



A noter que le dimensionnement de la puissance est plus complexe dans les bâtiments performants et qu'il faut sortir des vieux calculs des années 80. Également, il n'existe pas dans les normalisations du rendement des chaudières un calcul de rendement à moins de 5% de taux charge annuel, pour des chaudières dont la modulation ne peut descendre à 20%. Avec cette installation, la consommation du site ne dépasse pas 9500 kWh, ce qui est conforme aux simulations.

Conséquences sur la puissance de la mise en place de PAC en lieu et place de la chaudière.

Cette étude permet de tirer les conséquences sur le réseau électrique d'une installation de chauffage électrique.

Il y a deux scénarii de simulations :

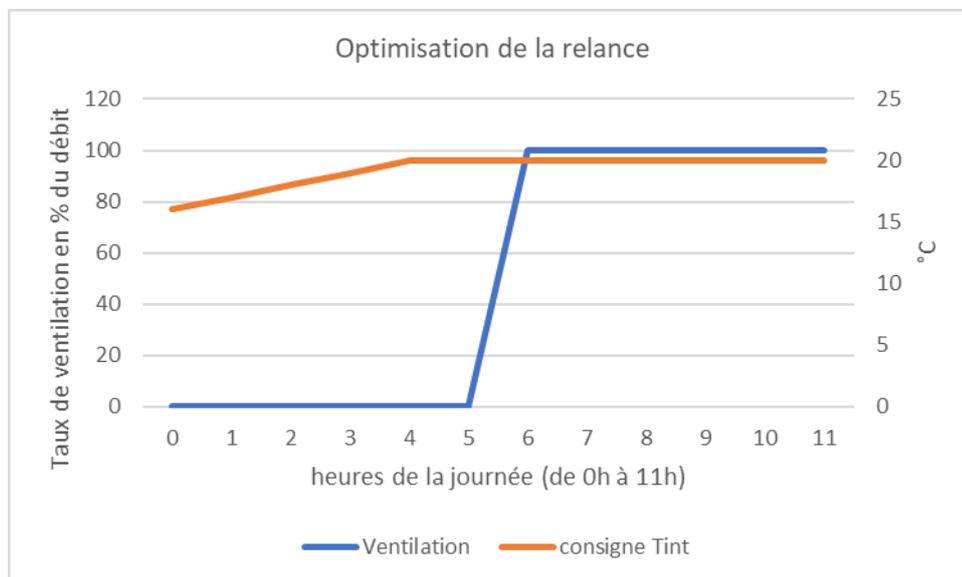
- 2 PAC INVERTER de 25 kW chaud adaptées aux besoins en modulation de 15 à 100%.
- Une PAC surdimensionnée avec une puissance de 60 kW chaud

6.3 SCENARIO 1 : SOLUTION AVEC 2 PAC INVERTER AVEC UN DIMENSIONNEMENT OPTIMUM

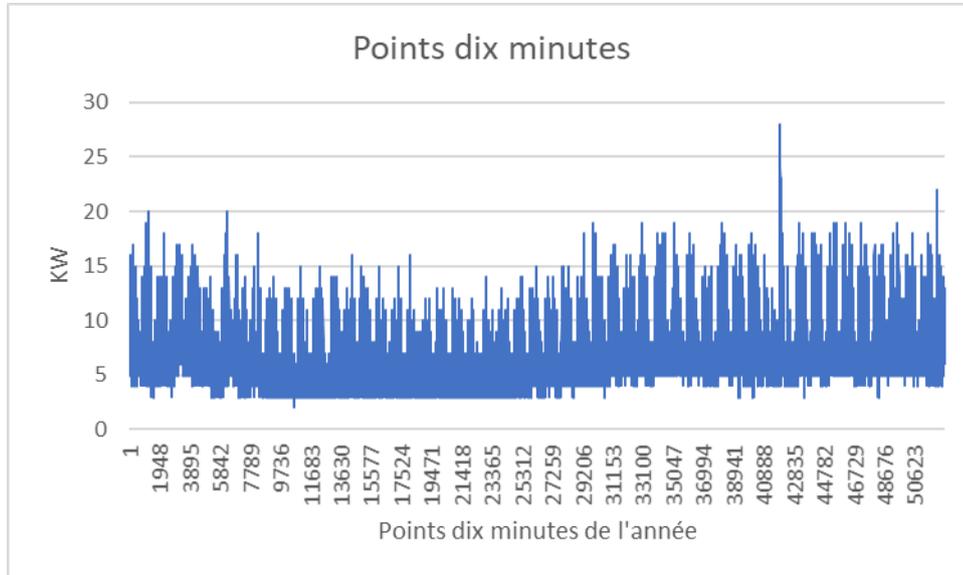
Dans cette solution l'idée en régulation est de relancer le statique en période froides et d'heures creuses pour obtenir une température intérieure de 20°C à la relance de la CTA en fin de nuit. On a ainsi un découplage des besoins à la relance et une température intéressante en extraction.

Le mode free-cooling sera gardé car son fonctionnement à l'air d'être accepté et n'engendre pas d'inconfort.

Soit la programmation suivante :

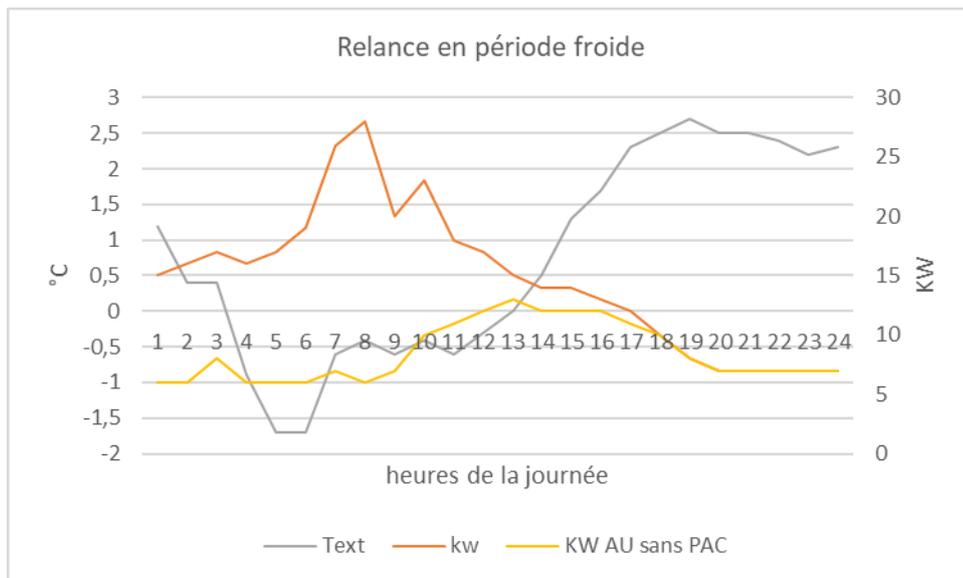


Simulation énergétique dynamique et courbe de charge annuelle en toute électrique avec deux PAC, reprise de la courbe de charge existante et rajout de la courbe de charge spécifique des deux PAC.



La consommation globale est de 56041 kWh, la puissance souscrite est de 30 kVA, le tarif C5 est possible, la puissance maximale moyenne horaire est de 25 kW soit environ 28 kVA. L'émergence en heures pleines de la puissance due au chauffage électrique est de 5 kVA (puissance maximale appelée hors chauffage de 21 kVA (19 kW), soit 6 VA/m². Cette puissance n'étant atteinte qu'une seule fois

Graphique du jour le plus chargé



Baseload

Name	Last Price	Last Volume	Settlement Price
Cal-22	-	26 280	78,65
Cal-23	-	-	68,50
Cal-24	-	-	62,69

Peakload

Name	Last Price	Last Volume	Settlement Price
Cal-22	-	-	90,75
Cal-23	-	-	80,56
Cal-24	-	-	74,59

TURPE 6

Coefficient pondérateur de la puissance (b)

€/KW / an	HPH	HCH	HPB	HCB
CU	11,61	7,11	5,90	3,74
LU	20,57	12,51	10,48	5,95
CU – autoproduction	11,67	6,87	5,34	3,40
LU – autoproduction	21,05	12,82	9,95	5,84

Coefficient pondérateur de l'énergie (c_e)

c€/kWh	HPH	HCH	HPB	HCB
CU	5,15	3,36	2,28	1,80
LU	4,43	3,11	2,00	1,70
CU – autoproduction, part autoproduite	2,93	1,78	0,76	0,56
CU – autoproduction, part alloproduite	5,24	2,88	2,06	1,81
LU – autoproduction, part autoproduite	2,93	1,78	0,76	0,56
LU – autoproduction, part alloproduite	4,57	2,68	1,84	1,27

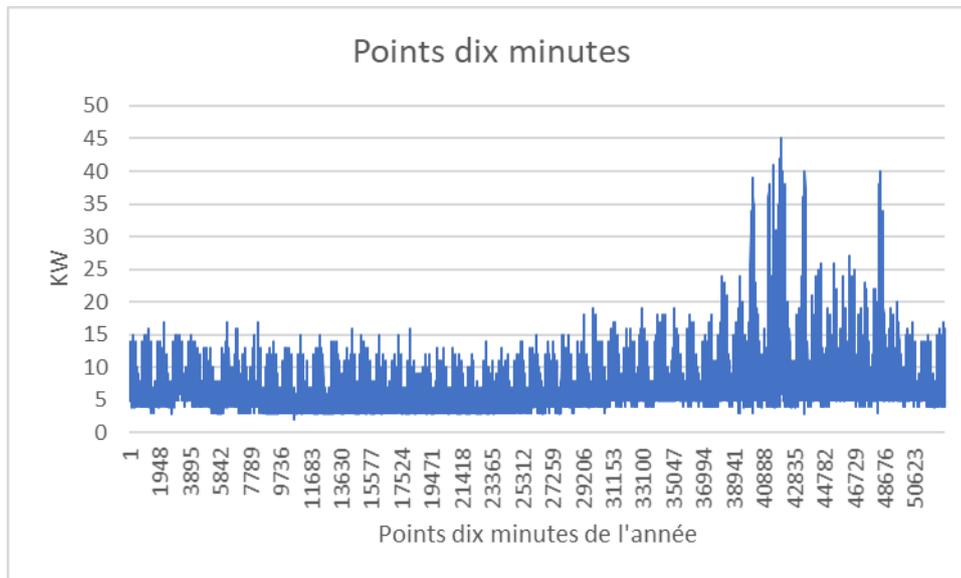
Coût total TTC : 9979 € (179,65 €/MWh)

A noter que les pics de puissance sont hors PP1 (en périodes scolaires), le bâtiment étant performant on peut se servir de son inertie, le stockage avec ballon tampon n'est pas nécessaire dans ce cas et génère peu de gains.

6.4 SCENARIO 2 : SOLUTION AVEC 1 PAC SEULE SURDIMENSIONNEE

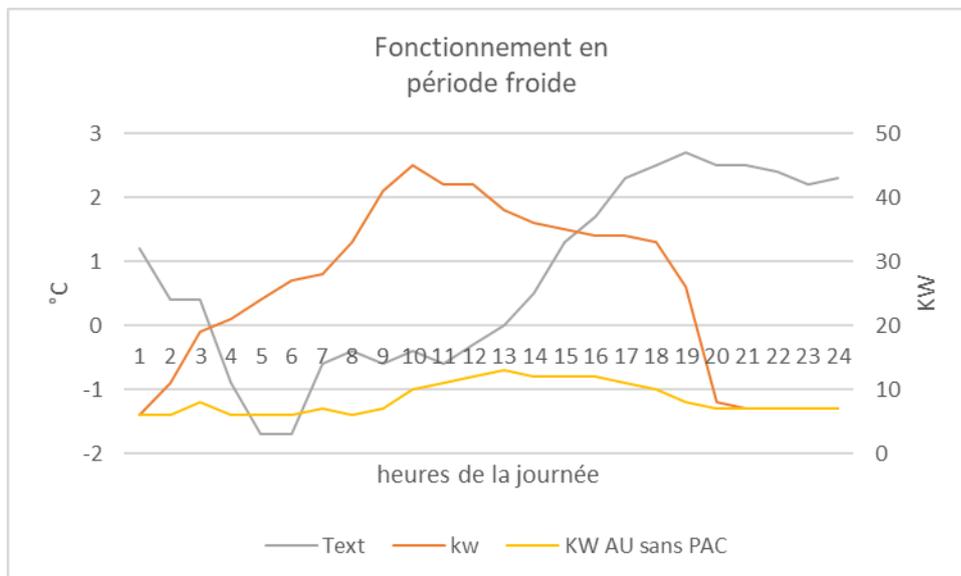
Tout d'abord, le taux de charge avec cette puissance est très inférieur aux possibilités de modulation de la PAC, même à 15%. La PAC est dans cette configuration pratiquement dans le même cas que la solution chaudière seule, elle fonctionnera en cycle court avec de mauvais rendements et des puissances d'appels importante au regard des besoins réels du bâtiment.

Simulation énergétique dynamique et courbe de charge annuelle en toute électrique avec une PAC, reprise de la courbe de charge existante et rajout de la courbe de charge spécifique de la PAC :



La consommation globale est de 59662 kWh, la puissance souscrite est de 54 kVA, le tarif C5 n'est plus possible, la puissance maximale moyenne horaire est de 45 kW soit environ 54 kVA. L'émergence en heures pleines de la puissance due au chauffage électrique est de 27 KVA (puissance maximale appelée hors chauffage de 21 kVA (19 kW), soit 27 VA/m². Cette puissance n'étant atteinte qu'une seule fois, mais il y a plusieurs pics au-dessus de 35 kW.

Graphique du jour le plus chargé



La consommation est deux fois supérieure à la solution optimisée.

A voir en effacement, la contrainte des courts cycles versus effacement diffus. La seule façon de s'effacer un certain temps est de surchauffer en inoccupation (23 voire 24 degrés), mais avec une surconsommation importante et cela ne résoudra pas le problème du vieillissement du matériel.

Coût total TTC : 11 122 € (187,78 €/MWh)

6.5 SYNTHÈSE DES SIMULATIONS

Désignation	Consommation annuelle en kWh	Coût annuel en € TTC	Impact énergétique annuel en kWh	Impact en coût d'énergie annuel en € TTC	Flexibilité
Scénario 1 Deux PAC avec puissance optimisée	56 041	9 979	<i>Sans objet</i>	<i>Sans objet</i>	<i>Sans objet</i>
Scénario 2 Une PAC surdimensionnée	59 762	11 122	3 721	+ 1 143 €	<i>Oui mais non estimé</i>

A noter le gain de 307 €/MWh en faveur de la première solution, c'est hors de portée de solutions éventuelles d'effacements sur la solution 2.

En synthèse :

Si la MDE pousse à changer de vecteur énergétique (gaz naturel → PAC), cela implique une légère augmentation du besoin de puissance électrique du site (6 VA/m²).

L'enjeu crucial devient alors le dimensionnement des équipements de puissance.

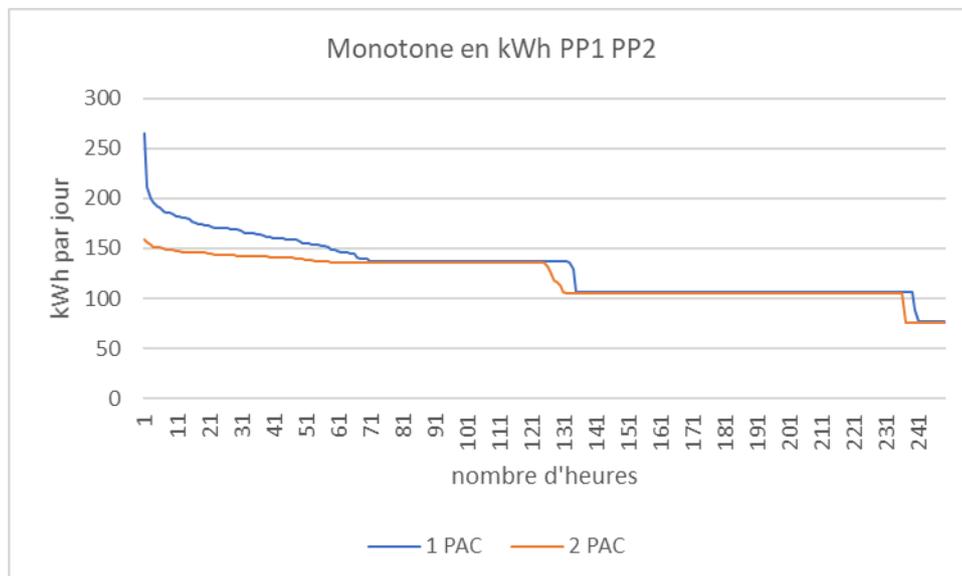
Si les équipements sont surdimensionnés (malheureusement la pratique courante constatée)

- Capex : surcout équipements
- Opex : surcouts implicite puissance et énergie
- Il y a alors un gisement de flexibilité mais liés à un surdimensionnement de la production

Si les équipements sont dimensionnés au plus juste et régulés de façon optimum

- Capex : optimisés
- Opex : optimisés

FOCUS sur les heures PP1 et PP2 entre les deux solutions :



7 ANALYSE D'UN COMPLEXE SPORTIF DANS LE MORBIHAN DANS LE MORBIHAN

7.1 PRESENTATION DU BATIMENT

Les données générales du site ainsi que des photos sont visible ci-dessous.

Nature du/des bâtiment(s)	Salles omnisport
Année de construction	Salle verte : 1980 Extension salle bleue : 2009 (cf photos ci-dessous)
Label	Bâtiment RT2012
Surface SHON	4 838 m ²
Nombre de niveaux	2 niveaux (RdC + étage)
Occupation	En fonction des zones
Nombre d'occupants	Nombre de salariés : 3 Nombre de visiteurs : variable
Confort des usagers	Confort hivernal et estival perfectibles

Tableau 6: Informations générales du site





Figure 11: photos du site

Les déperditions totales du site sont de 11 kW/°C extérieur. La majorité des déperditions viennent du renouvellement d'air et des vitrages. En additionnant ces postes avec les murs et les plafonds, on obtient 85% des déperditions.

Le système de chauffage est composé d'une chaudière gaz à condensation d'une puissance thermique unitaire entre 400 et 620 kW, possédant une régulation intégrée, en fonction de la température extérieure et d'un planning horaire. La plupart des émetteurs sont des radiateurs hydrauliques en acier, des ventilo-convecteurs et quelques aérothermes. La production d'ECS est assurée par un ballon solaire thermique avec des panneaux solaires et des ballons d'eau chaude liés à la chaudière.

La salle de sport datant de 1980 est ventilée par ventilation naturelle. Aucun système de ventilation n'est présent. La salle de sport de l'extension est ventilée par extraction simple flux et est régulé sur programmation horaire. D'après le technicien elle fonctionnerait 4 heures par jours. La CTA présente dans les salles de réunion n'est pas utilisée car le bruit qu'elle engendre perturbe les usagers. Les vestiaires, les sanitaires et les douches sont ventilé par extraction simple flux fonctionnant en permanence. Le reste des locaux est ventilé naturellement.

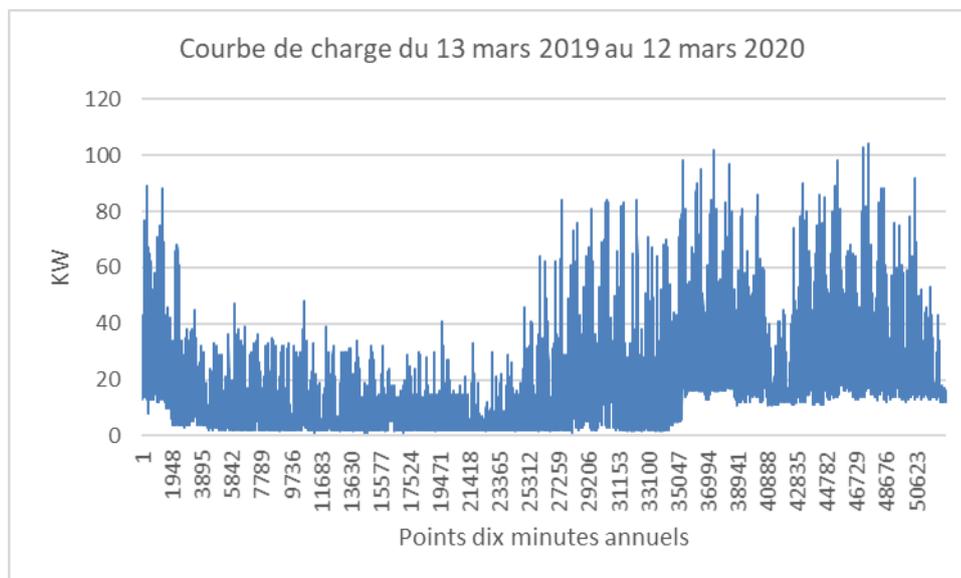
7.2 PREAMBULE

En préambule, la seule façon d'alimenter en tout électrique le Gymnase est d'installer des PAC AIR/AIR en pied de bâtiment au nombre de 3. Une PAC par salle et l'entrée du bâtiment, des convecteurs pour le vestiaire et un chauffe-eau thermodynamique pour l'ECS qui n'alimente que des douches. A noter l'inutilité des capteurs solaire ECS car le site est pratiquement inutilisé en juillet-août. De plus les douches de

vestiaires consomment peu. Il est étonnant de voir ce type d'installation pour ce type d'utilisation. La distribution de l'air dans les deux salles pourraient être réalisées à partir de gaines rigides ou de gaines textiles.

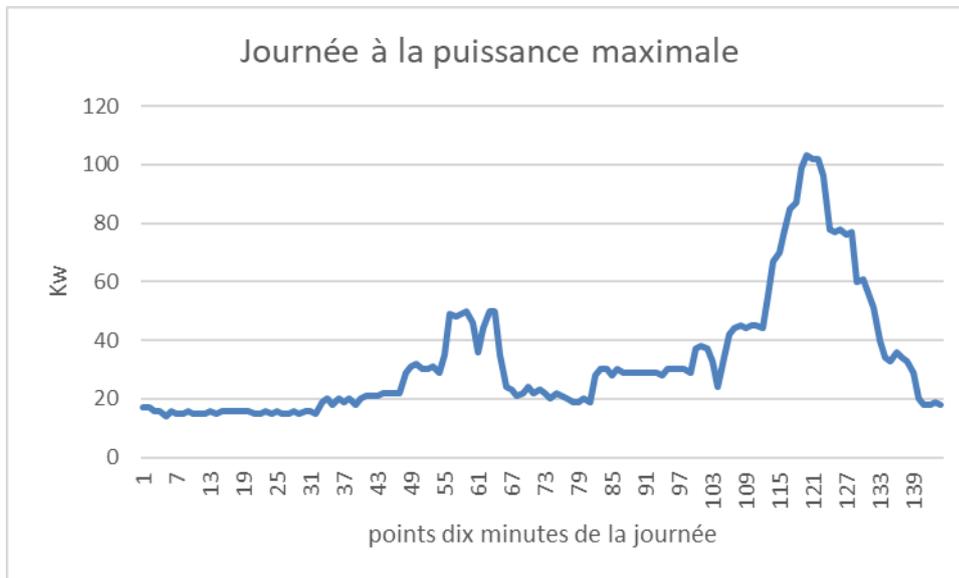
Les PAC permettront un rafraîchissement en mai, juin, en juillet et septembre qui améliorerait le confort et permettrait d'utiliser certains locaux inconfortables actuellement et même pourquoi pas attirer plus de personnes par rapport au confort supplémentaire.

Courbe de charge électrique du site, consommation de 196273 kWh :



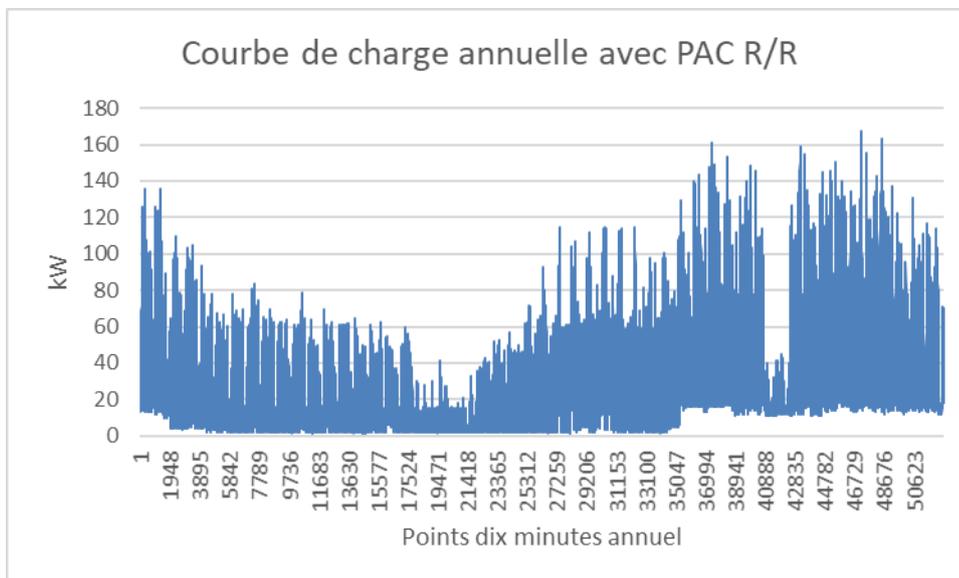
La courbe de charge amène quelques remarques :

- 1) L'activité est assez réduite en été d'où l'inintérêt du chauffage de l'eau chaude solaire
- 2) L'activité est principalement située entre mi-septembre et mars, soit six mois et demi
- 3) A noter des puissances qui varient de 1 à 50 fois.
- 4) Les pointes de demande semblent liées à des activités en début de soirée et aléatoires (rencontres de sport, rencontres culturelles) assez difficiles à maîtriser versus un effacement dû à la tension du réseau (concomitance aléatoire), voir le graphique suivant sur la courbe de charge native (chauffage au gaz) :



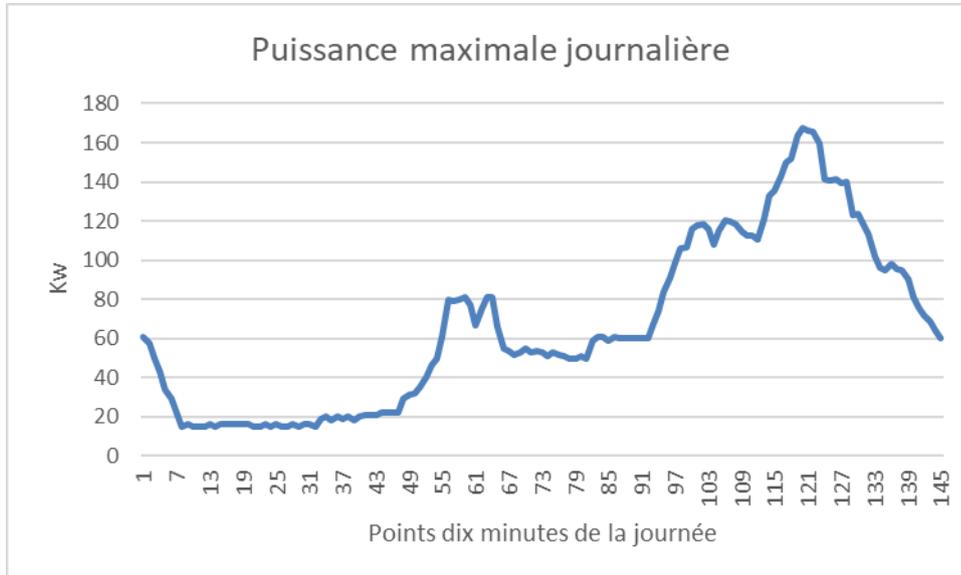
A noter une pointe du matin, et un appel de puissance le soir dû sûrement à une activité sportive ou culturelle avec beaucoup de personnes à l'intérieur du site, et des puissances variants de 1 à 5 fois.

Simulation avec les PAC de type ETT, soit le graphique suivant avec les PAC, la consommation est de 309000 kWh :



La puissance maximale est de 168 kW, soit 60 kW et 13 W/m² supplémentaire, en plus de la puissance maximale sans PAC.

Puissance maximale journalière avec PAC :



La puissance maximale est de 166 kW, soit en dessous du tarif C2 (ex tarif vert), si le PDL est alimenté par un poste HTA, il n'y aurait aucun problème pour alimenter le surplus de puissance. Si le raccordement est en C4 (ex tarif jaune), il faudra vérifier la puissance de raccordement

Calcul du coût d'énergie (mêmes hypothèses que pour les précédentes simulations) :

Le coût d'énergie est de 53454 € TTC pour le bâtiment (en TURPE 6 C4), en TURPE C2 (raccordement HTA, le coût serait inférieur de 3600 € TTC.

L'effacement est assez difficile à réaliser dans ce type de bâtiment qui est susceptible d'être chauffé en tout air. Il faut vérifier et maîtriser en priorité l'étanchéité, les périodes d'utilisations maximales de novembre à mars peuvent se trouver dans la même période d'effacement que les jours de tension du réseau. Cette étude d'effacement pourrait être approfondie en fonction de certains paramètres à mettre en œuvre avec l'exploitant du site.