

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À  
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE,  
CONCENTRATION ÉNERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE  
M. Ing.

PAR  
Patrick BELZILE

DIMINUTION DE LA PUISSANCE MAXIMALE  
APPELÉE D'UN BÂTIMENT INSTITUTIONNEL

MONTRÉAL, LE 16 AVRIL 2012

©Tous droits réservés, Patrick Belzile, 2012

**PRÉSENTATION DU JURY**  
CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ  
PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Stanislaw Kajl, codirecteur de mémoire  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Christian Masson, président du jury  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Louis Lamarche, membre du jury  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 12 AVRIL 2012

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

## REMERCIEMENTS

Rien n'aurait été possible sans :

Ma famille et mes amis, qui m'ont encouragé, supporté et qui ont toléré mon esprit vagabond.

Daniel Rousse, pour sa vision panoramique, sa critique constructive et son dévouement à bâtir une structure permettant aux étudiants à concrétiser leurs rêves (T3E).

Stanislaw Kaji, pour ses judicieux conseils, sa montagne de connaissances et pour toutes ses questions qui demandent juste UN PEU plus de travail.

Yvan Dutil, pour ses questions, commentaires et innombrables sujets de discussions.

Mes collègues de la Chaire de recherche T3E, avec qui il est possible de partager des idées sur des sujets qui les intéressent autant que moi.

Mes anciens collègues de SNC-Lavalin, qui m'ont donné le coup de pouce dont j'avais besoin pour retourner aux études.

L'économie rocambolesque, qui m'a permis de remanier l'ordre d'importance entre l'argent, le plaisir et la famille.

# DIMINUTION DE LA PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE D'UN BÂTIMENT INSTITUTIONNEL

Patrick BELZILE

## RÉSUMÉ

Cette recherche vise à évaluer l'impact de stockage thermique sur l'appel de puissance maximal de bâtiments institutionnels et commerciaux au Québec.

Une fonction est développée à l'aide de MATLAB<sup>®</sup> pour évaluer l'impact d'appareils de stockage ThermElect<sup>®</sup> sur des profils d'appel de puissance de bâtiments. Les appels de puissance enregistrés du Centech, ainsi que de bâtiments simulés sur Simeb<sup>®</sup> sont utilisés pour évaluer l'impact de ThermElect<sup>®</sup> sur la puissance à facturer, en visant un retour sur investissement simple de 5 ans. Les économies annuelles sont optimisées par itération en utilisant un point de consigne fixe annuel.

La source principale de chauffage des bâtiments doit être l'électricité. La réponse des appareils ThermElect<sup>®</sup> est déduite à partir de courbes de fonctionnement empiriques venant du fournisseur. Il est aussi tenu en compte que les profils d'appel de puissance de bâtiments archétypes de Simeb<sup>®</sup> représentent bien la réalité de bâtiments existant. Le prix des appareils et de leur installation est estimé.

Il est possible d'en arriver à un retour sur investissement simple de 5 ans dans la plupart des cas simulés. Dépendant des profils d'appel de puissance, un arrangement de plus d'un appareil pourrait permettre d'atteindre cet objectif. Dans le cas du Centech, un seul appareil de 80 kW serait nécessaire pour obtenir des économies d'environ 6 000 \$ par an, basé les données de décembre 2009 à novembre 2010 à un point de consigne fixe annuel de 55 kW.

**Mots clés :** Stockage thermique, simulation périodique, bâtiments institutionnels et commerciaux, efficacité énergétique.

# LOWERING ENERGY PEAK-DEMAND OF AN INSTITUTIONAL BUILDING

Patrick BELZILE

## ABSTRACT

This research aims to assess the impact of thermal storage on energy demand of institutional and commercial buildings in Quebec.

A function is developed on MATLAB<sup>®</sup> to evaluate the impact ThermElect<sup>®</sup> storage devices on periodic demand profiles of buildings. Demand profiles measured from the Centech, and those from simulated buildings are used to evaluate the impact of ThermElect<sup>®</sup> on the electricity bill, aiming at a simple return on investment of 5 years. Annual economies are optimized iterating a fixed set point annually.

The main source of heating of buildings has to be electricity. The response of the ThermElect<sup>®</sup> devices is deduced from empirical operating curves supplied by the manufacturer. This research also takes into account that Simeb<sup>®</sup> archetypes buildings demand profiles represent the reality of existing buildings. The price of devices and their installation cost are estimated.

It is possible to achieve a return on investment of 5 years for most of the simulations performed. Depending on demand profiles, an arrangement of more than one device could achieve this objective. In the case of the Centech, one unit of 80 kW would be necessary for savings of about \$ 6,000 per year, based on data from December 2009 to November 2010 with a set point fixed annually at 55 kW.

**Key words:** Thermal storage, periodic simulation, institutional and commercial buildings, energy efficiency.

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 STOCKAGE THERMIQUE .....	4
1.1 Objectif de la recherche .....	5
1.2 Revue de littérature .....	6
1.3 Description du système .....	8
1.4 Point de consigne .....	10
1.5 Simulation périodique de stockage thermique .....	13
1.6 Exemple de fonctionnement du modèle .....	13
1.7 ThermElect® .....	15
1.8 Discrétisation des performances du ThermElect® .....	17
CHAPITRE 2 ÉTUDE DU CENTECH .....	21
2.1 Puissance appelée et demande de chauffage .....	21
2.2 Paramètres de simulation .....	26
2.2.1 Profil de températures annuel .....	26
2.2.2 Arrangements et point de consigne .....	26
2.2.3 Considérations financières et coût des appareils .....	27
2.3 Simulation de stockage .....	27
2.3.1 Choix de l'arrangement et du point de consigne .....	27
2.3.2 Impact sur l'appel de puissance de chauffage .....	30
2.3.3 Impact sur l'appel de puissance totale .....	31
2.3.4 Impact sur l'appel de puissance totale mensuel .....	32
2.3.5 Impact sur la facture énergétique .....	33
2.3.6 Impact en fonction de la température extérieure .....	35
2.3.7 Dépassement du point de consigne .....	36
2.3.8 Énergie thermique accumulée .....	37
2.4 Simulation horaire .....	38
CHAPITRE 3 BÂTIMENTS ARCHÉTYPES .....	46
3.1 Paramètres de simulation .....	46
3.2 Paramètres économiques .....	47
3.3 Résultats de simulations .....	48
3.4 Recommandations sur la dimension du ThermElect® .....	51
CONCLUSION .....	53
ANNEXE I ÉNERGIE ET BÂTIMENTS AU QUÉBEC .....	55
ANNEXE II MODÉLISATION DE BÂTIMENTS .....	67
ANNEXE III PROJET HEURE JUSTE .....	72

ANNEXE IV FEUILLE DE DONNÉES DU THERMELECT .....	74
ANNEXE V THERMAL ENERGY STORAGE BELOW HOUSE BASEMENT .....	79
ANNEXE VI ELECTRIC THERMAL STORAGE OPTIMIZATION FOR DEMAND SIDE MANAGEMENT .....	90
ANNEXE VII EXCÈS D'APPEL, NIVEAU DE STOCK ET ÉCONOMIES .....	102
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	105

## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Vérification de modèle simple .....14
Tableau 1.2	Tabulation de courbes de puissance thermique maximale disponible empiriques d'un appareil de 53 kW .....18
Tableau 1.3	Tabulation de courbes de puissance thermique fournie empiriques d'un appareil de 80 kW .....19
Tableau 2.1	Valeurs de meilleures économies de première itération .....28
Tableau 2.2	Facture mensuelle avec et sans stockage .....34
Tableau 2.3	Pénalité mensuelle avec et sans stockage .....34
Tableau 3.1	Résultats de simulation d'archétypes de bureaux .....48
Tableau 3.2	Résultats de simulation d'archétypes de CHSLD .....49
Tableau 3.3	Résultats de simulation d'archétypes de commerces de détail .....49
Tableau 3.4	Résultats de simulation d'archétypes d'établissement d'enseignement .....50
Tableau 3.5	Résultats de simulation d'archétypes d'hôtels et motels .....51



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Scénario de décharge d'appareil de stockage .....9
Figure 1.2	Scénario de recharge de l'appareil de stockage .....9
Figure 1.3	Scénario sans l'utilisation de l'appareil de stockage .....10
Figure 1.4	Profils d'appel de puissance total (gauche) et pour le chauffage (droite).....11
Figure 1.5	Profils d'appel de puissance de chauffage et point de consigne .....12
Figure 1.6	Schéma du ThermElect <sup>®</sup> hydronique (Moreau, 2010).....15
Figure 1.7	Puissance fournie du ThermElect <sup>®</sup> de 80 kW.....16
Figure 1.8	Puissance thermique fournie par appareils de 53 kW (gauche) et 80 kW (droite).....17
Figure 2.1	Prisme de puissance appelée du Centech.....22
Figure 2.2	Prisme de puissance appelée, jours de semaine, de 8h à 22h .....23
Figure 2.3	Médianes de puissance appelée, jours (gauche) et de soirs (droite) de semaine .....24
Figure 2.4	Appel de puissance du Centech, Décembre 2009 à Décembre 2010.....25
Figure 2.5	Demande de chauffage du Centech.....25
Figure 2.6	Économies annuelles Centech, première itération .....28
Figure 2.7	Économies annuelles du Centech, deuxième itération (appareil de 80 kW)..29
Figure 2.8	Puissance appelée pour chauffage avec et sans stockage .....30
Figure 2.9	Puissance appelée pour chauffage avec et sans stockage .....31
Figure 2.10	Puissance appelée totale du Centech avec et sans stockage .....32
Figure 2.11	Appel de puissance total maximal mensuel avec et sans stockage.....33
Figure 2.12	Différence des puissances de chauffage vs température extérieure.....36
Figure 2.13	Appel de puissance excédant le point de consigne .....37

Figure 2.14	Puissance appelée avec et sans stockage vs. énergie thermique accumulée..38
Figure 2.15	Comparaison de profil d'appel de puissance totale entre Simeb <sup>®</sup> et les données enregistrées du Centech .....39
Figure 2.16	Comparaison de profil d'appel de puissance de chauffage entre Simeb <sup>®</sup> et les données du Centech .....40
Figure 2.17	Comparaison d'appels de puissance simulés et enregistrés du Centech.....42
Figure 2.18	Consommation mensuelle simulée et enregistrée du Centech.....43
Figure 2.19	Coût énergétique mensuel simulé et enregistré du Centech .....44

## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

### Abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
CDD	Cooling Degree-days (Degrés-jours de climatisation)
Centech	Centre d'entrepreneuriat technologique de l'École de technologie supérieure
COP	Coefficient de performance
CVCA	Chauffage, ventilation et conditionnement d'air
DOE	Department of Energy
DSM	Demand-side management
ÉTS	École de technologie supérieure
HDD	Heating Degree-days (Degrés-jours de chauffage)
MCP	Matériaux à changement de phase
RSIS	Retour sur investissement simple
SI	Système international (unités de mesure)

### Définitions

Écrêtage (*Peak Clipping*) : réduction de l'appel de puissance maximal à l'aide de contrôle direct d'appareils (Gellings, 1985).

Diminution stratégique (*Strategic conservation*) : changement du profil de l'appel de puissance encouragé par une tarification variable de l'énergie (Gellings, 1985).

Croissance stratégique (*Strategic load growth*) : changement du profil de l'appel de puissance encouragé par une tarification variable de l'énergie (Gellings, 1985).

Profil de demande flexible (*Flexible load shape*) : modification du profil de l'appel de puissance basé sur la prévision de l'appel de puissance (Gellings, 1985).

Déplacement de la demande (*Load shifting*) : déplacement de l'appel de puissance en période hors-pointe (Gellings, 1985).

Remplissage de vallées (*Valley filling*) : utilisation d'énergie lorsque le prix est sous le prix moyen, diminuant le coût moyen d'énergie pour le consommateur (Gellings, 1985).

## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

### Symboles

L	Demande en énergie thermique du bâtiment [kW]
$L_c$	Puissance thermique fournie par la chaudière [kW]
$L_d$	Puissance thermique fournie par l'appareil de stockage [kW]
$P_b$	Puissance électrique appelée totale du bâtiment [kW]
$P_c$	Puissance électrique appelée par la chaudière [kW]
$P_r$	Puissance électrique appelée pour la recharge de l'appareil de stockage [kW]
S	Énergie thermique accumulée dans l'appareil de stockage [kWh]
$S_{max}$	Énergie thermique maximale accumulée dans l'appareil de stockage [kWh]
T	Point de consigne de l'appareil de stockage [kW]
DL	Différence de la puissance appelée entre un système sans stockage et un avec stockage thermique [kW]
DS	Différence de stock d'énergie accumulée entre deux instants [kW]

### Unités de mesure

BTU	British Thermal Unit
GJ	Giga-Joules ( $10^9$ Joules)
pi	Pieds
PJ	Peta-Joules ( $10^{15}$ Joules)



## INTRODUCTION

La gestion de la demande énergétique d'un bâtiment est une activité qui vise à diminuer la facture énergétique en appliquant des mesures du côté des utilisateurs finaux, tels des gestionnaires de bâtiments. Ce type de gestion est composé de stratégies pour changer la forme de profil de la demande énergétique : écrêtage, diminution stratégique, croissance stratégique, profil de demande flexible, déplacement de la demande et remplissage de vallées. Le déplacement de la demande permet de diminuer l'appel de puissance d'une période pour l'augmenter à un moment plus avantageux. Cette méthode ne permet pas d'économies d'énergies, mais peut en revanche diminuer la facture énergétique dans le cas d'une tarification variable. Un outil disponible pour déplacer la demande énergétique d'un bâtiment ou procédé est le stockage d'énergie thermique sensible. Des incitatifs à diminuer l'appel de puissance durant certaines périodes peuvent venir du fournisseur d'énergie, comme c'est le cas au Québec.

En 2011, une modification au tarif de moyenne puissance d'Hydro-Québec est entrée en vigueur. La nouvelle méthode limite la facture minimale en fonction des pointes d'appel de puissance en hiver. Bien que l'énergie sous forme électrique ne compte que pour 6% de l'énergie utilisée pour le chauffage de bâtiments institutionnels et commerciaux en 2008, son utilisation couplée à du stockage thermique sensible pourrait la rendre plus intéressante d'un point de vue économique pour les gestionnaires de ce type de bâtiments comparativement aux autres sources d'énergie.

Cette recherche évalue l'impact du stockage thermique sensible sur l'appel de puissance maximal de bâtiments institutionnels et commerciaux, ainsi que sur la facture énergétique de ces types de bâtiments. Le medium de stockage thermique à l'étude est le ThermElect<sup>®</sup> de Steffe's Corporation, un appareil électrique qui permet d'accumuler de l'énergie sous forme thermique et qui est disponible commercialement. L'objectif de cette recherche est d'offrir une référence aux gestionnaires de bâtiments pour qu'ils puissent évaluer l'intérêt

économique d'appareils de stockage thermique électriques ThermElect<sup>®</sup> sur leurs installations.

Une fonction MATLAB<sup>®</sup> est développée pour simuler l'impact d'appareils ThermElect<sup>®</sup> sur l'appel de puissance de bâtiments. La fonction utilise des données périodiques d'appel de puissance et un point de consigne fixe annuel pour le contrôle de l'appareil de stockage thermique. Elle optimise les économies annuelles en fonction de ce point de consigne et de différents modèles de ThermElect<sup>®</sup>. La fonction traite les données énergétiques enregistrées en provenance d'un pavillon de l'École de technologie supérieure, le Centech, pour évaluer le meilleur arrangement d'appareil(s) ThermElect<sup>®</sup> pour un retour sur investissement simple de 5 ans. Des profils d'appel de puissance extraits des simulations de bâtiment « archétypes » de Simeb<sup>®</sup> sont utilisés dans la fonction MATLAB<sup>®</sup> développée pour tenter de trouver le meilleur nombre et le modèle d'appareil ThermElect<sup>®</sup> pour obtenir un retour sur investissement simple le plus près de 5 ans possible.

Le chapitre 1 de ce mémoire présente les objectifs de cette recherche, une revue de littérature, ainsi que la description de la méthode utilisée pour simuler l'impact du stockage thermique sur l'appel de puissance d'un bâtiment. Le chapitre 2 présente l'analyse de données énergétiques du Centech, de l'École de technologie supérieure, ainsi que les résultats de simulation d'appareil ThermElect<sup>®</sup> sur le profil d'appel de puissance du bâtiment. L'analyse économique y est aussi discutée. Le chapitre 3 présente les résultats de trente simulations de bâtiments archétypes de Simeb<sup>®</sup> avec stockage thermique et l'impact de paramètres tels la vocation de bâtiment, la superficie et la localisation y sont discutés.

Dans le but d'aider les gestionnaires à situer leurs installations dans le contexte énergétique québécois, une analyse de consommation de différentes sources d'énergie est disponible en l'annexe I et une analyse de factures énergétique pour différents bâtiments archétypes et différentes sources d'énergie est disponible à l'annexe II. L'annexe III présente un projet de tarification variable résidentiel d'Hydro-Québec intitulé « Heure-juste ». La feuille de données du ThermElect<sup>®</sup> est disponible en annexe IV. L'annexe V renferme un article



intitulé : « Thermal storage below house basement » accepté pour présentation à INNOSTOCK 2012 qui aura lieu à Lleida, en Espagne, du 16 au 18 mai 2012. L'annexe VI renferme un article intitulé « Electrical thermal storage optimization for demand side management », aussi accepté pour présentation à INNOSTOCK 2012. Une analyse plus détaillée de l'excès d'appel de puissance, du niveau de stock de chaleur accumulé et des économies annuelles est présentée à l'annexe VII.

## CHAPITRE 1

### STOCKAGE THERMIQUE

L'agence internationale de l'énergie (AIE) a mis sur pied un programme pour offrir des solutions aux problèmes de gestion de la demande et d'efficacité énergétique. La gestion de la demande (« demand-side management » ou DSM) a été largement discutée dans les années 1980 pour réduire la surconsommation de systèmes énergétiques. Le concept peut être défini comme des activités coopératives entre les producteurs d'énergie et leurs consommateurs. Les principes généraux ont été décrits dans une publication de l'IEEE (Gellings, 1985). Une des méthodes utilisées est de déplacer l'appel de puissance de la période de pointe, aussi appelé « peak shifting » (AIE, 2011).

Un incitatif financier de diminution d'appel de puissance est offert par Hydro-Québec à environ 13 000 clients de moyenne puissance. Ces clients sont surtout institutionnels, commerciaux et industriels de petite taille. Depuis avril 2011, une nouvelle méthode de calcul de tarif est entrée en vigueur pour ces clients. Le nouveau tarif M tient compte de l'appel de puissance maximal entre le 1<sup>er</sup> décembre et le 31 mars suivant. La puissance appelée facturable mensuelle est dorénavant au minimum 65% de l'appel maximal enregistré entre le 1<sup>er</sup> décembre de l'année précédente et le 31 mars de l'année en cours. Comme le climat québécois est rigoureux en hiver, le stockage thermique pourrait avoir un impact sur les pointes d'appel de puissance électrique qui surviennent à cette période de l'année, particulièrement pour un bâtiment chauffé à l'électricité. C'est ce type de bâtiment qui fait l'objet de cette étude.

Essentiellement, la technique de déplacement de l'appel de puissance consiste à charger un appareil de stockage d'énergie – sous forme thermique ou électrique – pendant que l'appel de puissance est inférieur à une puissance maximale souhaitée. Lorsque l'appel de puissance excède cette puissance maximale souhaitée, la puissance supplémentaire requise pour

combler l'appel (qui comporte au Québec une part de demande de chauffage) est puisée dans le réservoir de stockage. L'objectif du concepteur consiste alors à dimensionner adéquatement la taille de stockage maximal. Concurrément, il s'agit d'abaisser le point de consigne de manière à utiliser la pointe électrique de manière optimale. Concernant cet optimum, il est important de noter que, sous certaines conditions, il est préférable de dépasser cette puissance maximale souhaitée, quitte à payer une pénalité d'avril à novembre, lorsque cette pénalité est inférieure aux économies engendrées par une consigne basse pendant les trois autres mois de l'année. L'optimum n'est pas seulement énergétique, mais tient compte du tarif M imposé par Hydro-Québec.

### **1.1 Objectif de la recherche**

Cette recherche vise à développer la stratégie de contrôle de l'appel de puissance électrique d'un bâtiment ( $P_b$ ) comportant le stockage d'énergie. L'élément principal de cette stratégie consiste à trouver un point de consigne fixe annuel qui donnera des économies optimales selon une base de données d'appel de puissance d'un bâtiment ( $P_b$ ). Ce point de consigne ( $T$ ) contrôlera le démarrage et l'arrêt des composantes d'un système de chauffage électrique, soit : la chaudière et l'appareil de stockage.

Le tarif M d'Hydro-Québec est basé sur l'appel de puissance maximal ( $P_{b,max}$ ) durant la période hivernale. Pour obtenir des économies sur la puissance facturée, le point de consigne doit avoir une valeur plus basse que cet appel de puissance. Une description plus détaillée du système suit à la section 1.3 et du point de consigne à la section 1.4.

Une différence importante existe entre l'approche utilisée dans cette recherche et un cas réel de stockage thermique dans un bâtiment : dans cette recherche, les appels de puissances sont connus sur une période annuelle, alors qu'ils devraient être anticipés dans un cas réel. Le point de consigne est considéré ici comme fixe annuellement, qui pourrait être variable dans un cas réel.

## 1.2 Revue de littérature

Le stockage de l'énergie thermique a comme avantages majeurs de rendre disponible de la chaleur lorsque la période de production est différente de la période de consommation, de diminuer la taille des appareils de chauffage et climatisation et de diminuer les coûts énergétiques lors de tarification variables (Dinçer et Rosen, 2011). Des travaux ont été effectués sur la diminution de consommation d'énergie à l'aide de stockage thermique couplé à une pompe à chaleur (ex. : pompes géothermiques (Kavanaugh, 1997)), mais peu sur l'impact de stockage thermique sur la pointe d'appel de puissance de ces systèmes.

Une étude sur l'impact de stockage thermique d'un système de refroidissement actif et passif a été rédigé (Henze, Felsmann et Knabe, 2004). Cette dernière montre qu'un système de stockage thermique couplé avec des algorithmes de météo prédictif améliore les performances énergétiques d'un bâtiment. D'autres ouvrages discutent de pré-conditionnement d'air dans la masse de bâtiments (Rabl et Norford, 1991), mais à peu près tous sont au sujet de la climatisation d'air.

Une étude sur les performances d'appareils centraux de stockage thermique électriques a été réalisée sur TRNSYS<sup>®</sup> et validée expérimentalement (Bedouani et al., 2001). Cette étude se base sur un modèle numérique (Type 10 : « Rock bed thermal model ») modifié, en utilisant les paramètres d'un appareil vendu par la compagnie Steffe's Corporation. L'approche de ces chercheurs utilise un modèle 1D et demande une connaissance approfondie des caractéristiques et du système de contrôle de l'appareil. Ces caractéristiques sont difficiles à évaluer sans avoir accès aux données du manufacturier, comme la chaleur spécifique de la brique, les surfaces et débits des échangeurs de chaleur, les températures de stockage et même la masse volumique de la brique incluant les vides.

Une description d'un appareil de stockage thermique sensible disponible sur le marché est disponible (Moreau, 2010). Un appareil ThermElect<sup>®</sup> a été installé dans une école primaire du Québec et l'impact de l'appareil a été mesuré durant 3 jours d'hiver. Une baisse d'appel

de puissance entre 60 kW et 100 kW le matin, alors que l'appareil avait profité d'un appel de puissance inférieur de nuit pour se recharger. Il faut toutefois une bonne connaissance du système et un modèle numérique pour évaluer son impact.

Le déplacement de demande énergétique de bâtiments à l'aide de chaudières à stockage thermique plutôt que chaudières électriques régulières a été évalué dans une publication en deux parties (Geilings et al., 1982). Cette méthode utilise une approche d'« appel de puissance équivalente » et des profils d'appels de puissance sur 24 heures (Gellings et al., 1982). Elle permet d'évaluer la puissance et l'énergie accumulée de systèmes de stockage de chaleur pour combler la demande d'une journée choisie.

Des résultats expérimentaux sont disponibles sur l'effet de matériaux à changement de phase (MCP) sur le déplacement de la pointe et la réduction de consommation énergétique d'un édifice à bureau en Nouvelle-Zélande (Qureshi, Nair et Farid, 2011). La comparaison d'un édifice avec des murs de gypse conventionnels avec un autre édifice identique avec des murs de gypse imprégnés de MCP. Les profils d'appel de puissance et les économies d'énergie pour le chauffage sont évalués en tenant compte du tarif variable d'électricité en Nouvelle-Zélande. Les chercheurs concluent que l'utilisation de matériaux à changement de phase offre un avantage potentiel significatif sur le déplacement de l'appel de puissance ainsi que sur les économies d'énergie.

Le présent travail de recherche utilise une approche semblable à celle proposée par Gellings et ses collaborateurs (Geilings et al., 1982). Elle s'apparente aussi à celle de Moreau (Moreau, 2010), en utilisant les courbes de performances expérimentales d'appareils fournis par Steffe's Corporation. Le travail tente d'évaluer l'impact d'une chaudière électrique couplée à un appareil de stockage thermique sensible sur le profil de puissance du bâtiment pendant une période annuelle et de trouver un meilleur point de consigne fixe annuel en visant un retour sur investissement simple de 5 ans.

Cette étude est effectuée pour une utilisation éventuelle du stockage d'énergie dans l'édifice où se trouve le Centech de l'École de Technologie Supérieure, à Montréal. Ce bâtiment a été choisi en raison de son type de chaudière (électrique), de la grande qualité de données qui sont disponibles sur son fonctionnement et de l'ouverture de la direction du service de l'équipement pour en améliorer la performance technico-économique.

### 1.3 Description du système

Dans un bâtiment chauffé par une chaudière électrique, la totalité de la demande de chauffage bâtiment ( $L$ ) est couverte par cette dernière ( $L_c$ ). L'appel de puissance dépend directement de la demande de chauffage du bâtiment. En ajoutant un appareil de stockage thermique, une partie de la demande ( $L$ ) peut être couverte par l'appareil de stockage, qui se décharge ( $L_d$ ). Cette partie de la demande ( $L_d$ ) est contrôlée selon un point de consigne ( $T$ ). Lorsque la demande de chauffage du bâtiment ( $L$ ) est inférieure à ce point de consigne, l'appareil de stockage peut utiliser la différence entre ces valeurs pour se recharger ( $P_r$ ), et ce, jusqu'à ce que l'énergie accumulée dans l'appareil ( $S$ ) atteigne sa capacité maximale ( $S_{max}$ ).

Deux scénarios peuvent se présenter du côté de la demande de chauffage du bâtiment ( $L$ ) : supérieure ( $L_1$ ) ou inférieure ( $L_2$ ) au point de consigne ( $T$ ), alors que trois scénarios de niveau de chaleur accumulée ( $S$ ) dans l'appareil de stockage : vide ( $S_1$ ), suffisant à la demande ( $S_2$ ) et à pleine capacité ( $S_3$ ).

La figure 1.1 montre le premier scénario ( $L_1 : S_2$ ) représentant la décharge de l'appareil de stockage. La demande de chauffage du bâtiment est supérieure au point de consigne ( $L > T$ ), avec un stock d'énergie accumulée ( $S$ ) suffisant à la demande ( $0 < S \leq S_{max}$ ) :

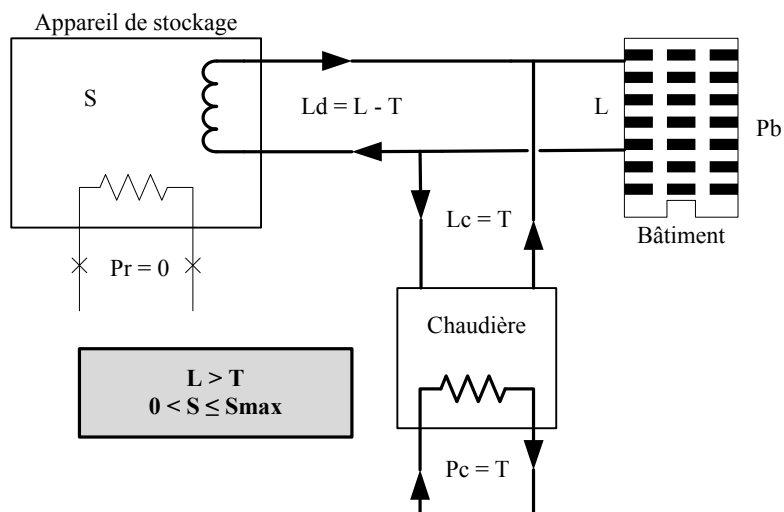


Figure 1.1 Scénario de décharge d'appareil de stockage

Dans ce cas, la puissance de décharge de l'appareil de stockage est égale à la différence entre la demande de chauffage du bâtiment et le point de consigne ( $L_d = L - T$ ). Lorsque la demande de chauffage du bâtiment passe sous le point de consigne, il est possible d'utiliser cette différence pour recharger l'énergie thermique accumulée dans l'appareil de stockage ( $L_2 : S_2$ ), tel que montré à la figure 1.2 :

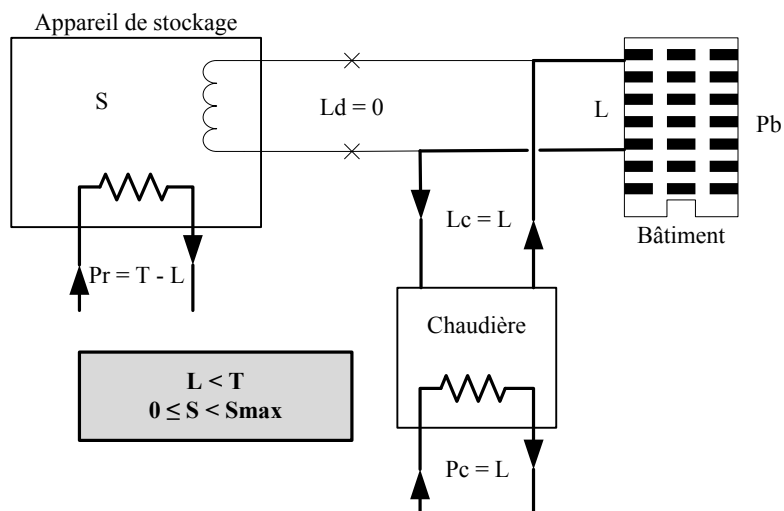


Figure 1.2 Scénario de recharge de l'appareil de stockage

La puissance de décharge de l'appareil de stockage ( $L_d$ ) est nulle car le point de consigne n'est pas dépassé. La puissance de recharge de l'appareil de stockage ( $P_r$ ) utilise la différence

entre la demande de chauffage du bâtiment et ce point de consigne pour recharger l'appareil de stockage, jusqu'à ce que ce dernier soit à sa capacité maximale ( $S_{max}$ ).

Il peut se produire deux autres scénarios : soit la demande de chauffage du bâtiment ( $L$ ) est inférieure au point de consigne ( $T$ ) pendant que l'appareil de stockage est à sa capacité maximale ( $L_2 : S_3$ ), ou encore la demande de chauffage ( $L$ ) dépasse le point de consigne alors que le niveau d'énergie accumulée est nul ( $L_1 : S_1$ ). La figure 1.3 montre le fonctionnement du système pour ces deux scénarios :

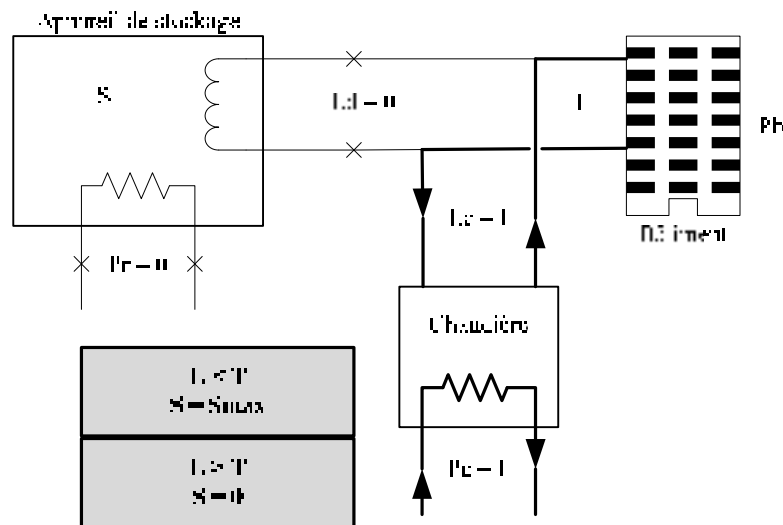


Figure 1.3 Scénario sans l'utilisation de l'appareil de stockage

Si la demande de chauffage est sous le point de consigne et que l'appareil de stockage est à sa capacité maximale, la chaudière comble la demande dans sa totalité ( $L_c = L$ ). Il en va de même pour le cas où le stock d'énergie accumulé est nul. Dans ce dernier cas, un excès d'appel de puissance au-delà du point de consigne se fera remarquer.

#### 1.4 Point de consigne

La logique de contrôle de cette étude considère le point de consigne de l'appareil de stockage thermique ( $T$ ) fixe à l'année. Ce point de consigne est la limite à laquelle l'appareil s'enclenche ou s'arrête. S'il n'y a pas de demande de chauffage, il ne peut y avoir de



déplacement d'appel de puissance avec un appareil de stockage thermique. Pour s'assurer, dans nos calculs, que la demande couverte par l'appareil de stockage ( $L_d$ ) ne soit pas supérieure à la demande de chauffage du bâtiment, le profil de demande de chauffage du bâtiment est isolé de l'appel de puissance total du bâtiment (incluant le chauffage, la climatisation, l'éclairage, les équipements divers, la ventilation, etc.). La figure 1.4 représente les appels de puissance total et pour le chauffage d'un bâtiment commercial de 100 000 pi<sup>2</sup>, simulé à l'aide de Simeb<sup>®</sup> :

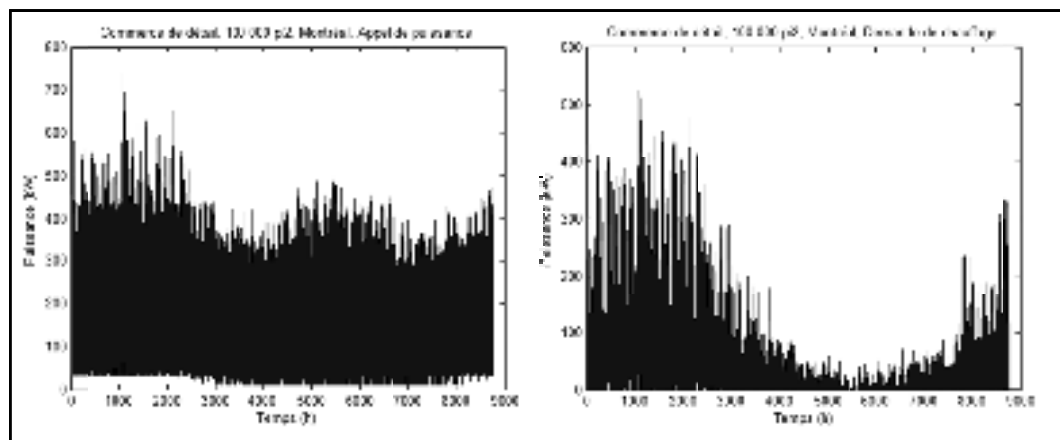


Figure 1.4 Profils d'appel de puissance total (gauche) et pour le chauffage (droite)

À partir du profil d'appel de puissance pour le chauffage, le point de consigne fixe annuel est choisi pour obtenir les meilleures économies sur la facture électrique sur une base annuelle. Le point de consigne de l'exemple de la figure 1.5 est fixé annuellement à 95 kW :

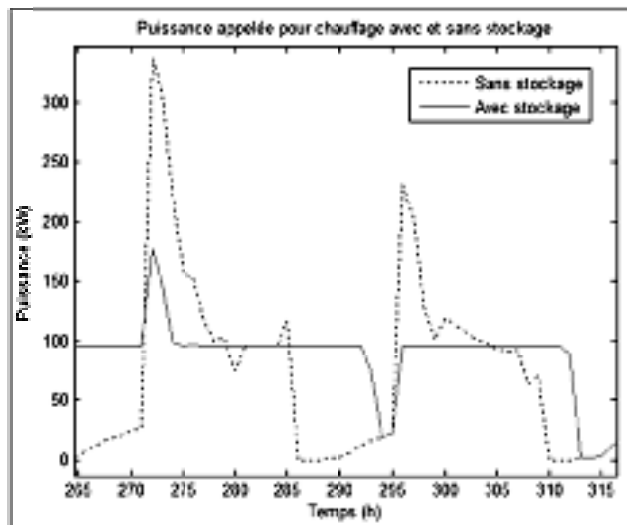


Figure 1.5 Profils d'appel de puissance de chauffage et point de consigne

Dans ce cas de bâtiment commercial simulé, des excès d'appel de puissance au-delà du point de consigne se produisent en période hivernale. Après plusieurs itérations, c'est pourtant à ce niveau de point de consigne que les économies annuelles sur la facture électrique sont les plus intéressantes, dans les conditions de simulation utilisées. Les économies sur les appels de puissance maximale durant les mois d'hiver compensent pour les pénalités qui découlent de l'excès durant l'hiver. Ces économies d'appel de puissance de chauffage du bâtiment sont ensuite soustraites de l'appel de puissance total du bâtiment pour évaluer la facture énergétique avec appareil de stockage.

Le but de cette recherche consiste à évaluer l'impact qu'un appareil de stockage peut avoir sur l'appel de puissance maximal d'un bâtiment. La différence de la puissance appelée ( $DP$ ) est la différence de puissance appelée d'un système qui n'est composé que d'une chaudière avec un système muni d'une chaudière et d'un appareil de stockage thermique. Cette différence est aussi utilisée pour évaluer les économies sur la facture d'électricité. La différence de stock ( $DS$ ) est la différence d'énergie accumulée.

## 1.5 Simulation périodique de stockage thermique

Une fonction MATLAB<sup>®</sup> a été développée dans le but d'évaluer l'impact d'un appareil de stockage thermique sensible sur la puissance appelée d'un bâtiment. Des profils d'appels de puissances périodiques sont importés par la fonction. Si un profil d'appel de puissance pour le chauffage seulement n'est pas disponible, il doit en être déduit en fonction du profil d'appel de puissance total du bâtiment. La simulation se base sur la période de facturation du tarif M, soit du 1<sup>er</sup> décembre d'une année au 30 novembre de l'année suivante. L'énergie thermique accumulée dans l'appareil de stockage est considérée comme à pleine capacité en début de simulation, le 1<sup>er</sup> décembre.

Les performances de l'appareil de stockage sont évaluées à chaque donnée du profil d'appel de puissance de chauffage importée, soit :

- le niveau de chaleur accumulée restant dans l'appareil de stockage;
- la puissance de chauffage demandée;
- la puissance de chauffage que l'appareil de stockage peut possiblement fournir;
- la puissance de chauffage effectivement fournie par l'appareil de stockage.

Les variations sur l'appel de puissance de chauffage ( $DP$ ) sont déduites de l'appel de puissance total du bâtiment, générant donc le profil d'appel de puissance total du bâtiment avec appareil de stockage. Dans le cadre de cette analyse, on considère que les pertes de chaleur contribuent à diminuer la puissance thermique à fournir par le système de chauffage du bâtiment. Par conséquent, elles ne sont pas prises en compte de façon explicite dans les calculs.

## 1.6 Exemple de fonctionnement du modèle

Un exemple de profil de puissance simple est utilisé pour aider à la compréhension du comportement de la fonction développée. L'appel de puissance électrique pour le chauffage d'un bâtiment ( $L$ ) qui ne comporte pas d'appareil de stockage thermique initialement, sera

égal à la demande de chauffage de ce bâtiment fourni par la chaudière ( $P_b = P_c = L$ ). En ajoutant un appareil de stockage thermique, cet appel de puissance électrique sera égal à la demande de chauffage couverte par la chaudière, plus la puissance électrique nécessaire à recharger l'appareil de stockage ( $P_b = P_c + P_r$ ). Pour cet exemple, un point de consigne ( $T$ ) fixé à 1,5 kW, une puissance thermique fournie par l'appareil de stockage ( $L_d$ ) de 2 kW et un stock maximal d'énergie thermique ( $S_{\max}$ ) de 3 kWh ont été utilisés. Le tableau 1.1 présente les résultats :

Tableau 1.1 Vérification de modèle simple

Temps [h]	Sans stockage $P_b = P_c = L$ [kW]	Avec stockage $P_b = P_c + P_r$ [kW]	$L_d$ [kW]	$P_r$ [kW]	$S$ [kWh]
1	1	1	0	0	3
2	1	1	0	0	3
3	1	1	0	0	3
4	2	1,5	0,5	0	2,5
5	3	1,5	1,5	0	1
6	2	1,5	0,5	0	0,5
7	1	1,5	0	0,5	1
8	1	1,5	0	0,5	1,5
9	1	1,5	0	0,5	2
Somme	13 kWh	12 kWh	2,5 kWh	1,5 kWh	1 kWh

En calculant l'énergie consommée pendant les heures avec le stockage, on obtient 13 kWh, dont 12 proviennent de source électrique et 1 de l'appareil de stockage. Cette quantité d'énergie correspond donc bien à la quantité consommée par une chaudière sans stockage pendant la même période. La fonction développée n'a pas d'impact sur la consommation d'énergie du bâtiment. On remarque que le stock ( $S$ ) diminue lorsque le point de consigne ( $T$ ) est atteint et que l'appel de puissance ( $P_b$ ) sans stockage dépasse celui avec stockage lorsque la demande passe sous le point de consigne. Cependant, sans stockage, la puissance maximale requise du réseau électrique atteint 3 kW alors qu'il demeure tout au plus au point de consigne de 1,5 kW pour la même chaudière avec stockage. La cinquième colonne de ce tableau indique que 1,5 kWh d'énergie est accumulé dans l'appareil pour les périodes de 7 à

9 heure. Suite à cette simple validation de la fonction MATLAB<sup>®</sup> qui excluait tout appel de puissance autre que pour le chauffage, le stockage avec ThermElect<sup>®</sup> fut considéré.

### 1.7 ThermElect<sup>®</sup>

Le ThermElect<sup>®</sup> est un système de chauffage électrique qui emmagasine de la chaleur sous forme sensible dans des matériaux réfractaires à haute capacité thermique. Hydro-Québec a participé à son développement (Hydro-Québec, 2010). Deux types sont disponibles : aérolique et hydronique. Dans les deux cas, des éléments électriques sont insérés dans une masse de brique. Un courant d'air est réchauffé en passant à travers ces briques. Dans un système hydronique, un échangeur de chaleur air-eau est installé pour transmettre la chaleur à la boucle de chauffage d'un bâtiment.

La figure 1.6 montre un schéma de fonctionnement d'un ThermElect<sup>®</sup> hydronique :

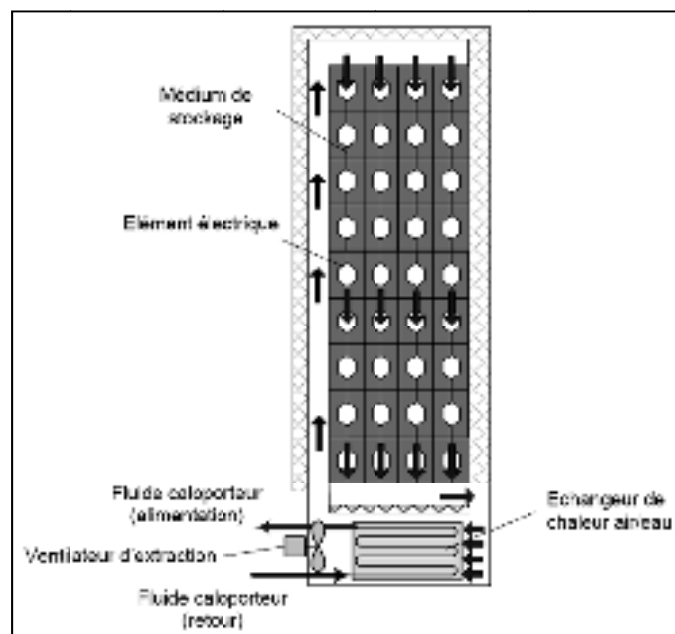


Figure 1.6 Schéma du ThermElect<sup>®</sup> hydronique (Moreau, 2010)

L'unité de stockage proprement dite est constituée de briques chauffées à une température maximale de 900 °C par des éléments électriques (Moreau, 2010). Ce type d'appareil a été étudié à l'aide du logiciel TRNSYS<sup>®</sup> (Bedouani et al., 2001). Un appareil de stockage thermique utilisant des matériaux à changement de phase a aussi été étudié (Lavigne, 2007).

La figure 1.7 présente la plage de puissance thermique fournie sous différents appels de puissance thermique, en fonction du niveau de stock d'énergie thermique accumulé (ou temps de décharge) pour un modèle de 80 kW:

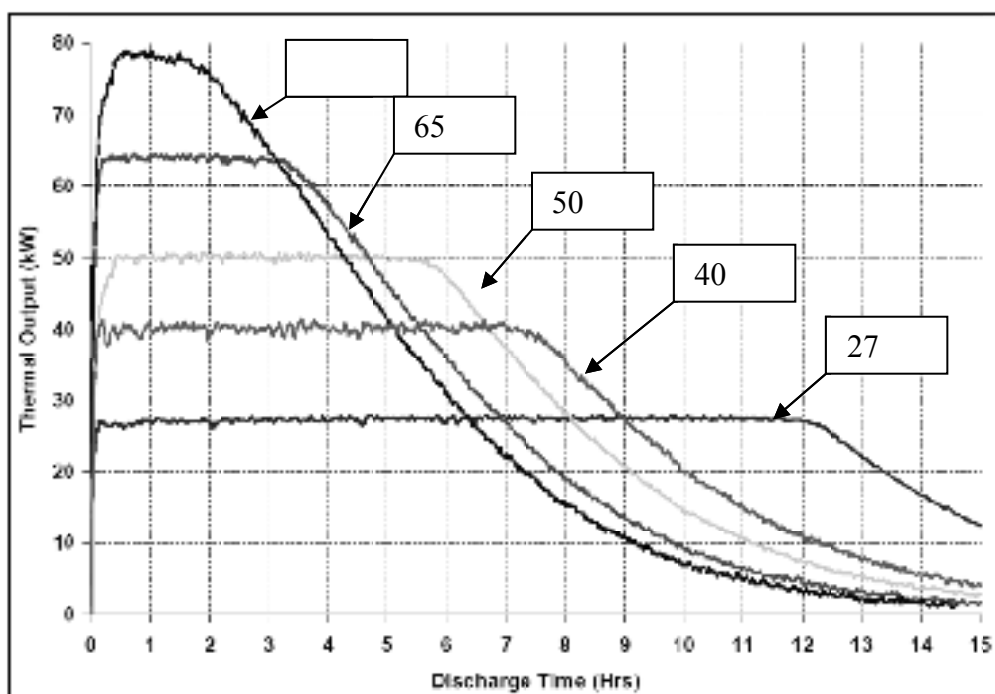


Figure 1.7 Puissance fournie du ThermElect<sup>®</sup> de 80 kW

L'appareil de stockage ne peut fournir une puissance thermique à la puissance spécifiée que durant quelques heures après quoi sa température interne diminue, ce qui entraîne une diminution de la puissance disponible. Cette limite de puissance thermique disponible impose que le système de stockage doit être utilisé comme système d'appoint et non comme système primaire de chauffage dans un bâtiment de grande taille.

Deux modèles sont disponibles dans la série 9100 : 53 kW et 80 kW. Ces puissances spécifiées se rapprochent de la puissance de recharge ( $P_r$ ) de chaque modèle, la puissance de décharge est, quant à elle, variable. Sans un modèle numérique décrivant précisément le fonctionnement de l'appareil, il est difficile d'en évaluer l'impact sur l'appel de puissance d'un bâtiment. L'échange de chaleur de l'écoulement d'air à travers les trous des briques vers un échangeur de chaleur air-eau sans connaître les débits et dimensions du système serait quasi-impossible à évaluer précisément. Une méthode de discrétisation des performances du système de stockage est donc proposée en fonction de courbes empiriques fournies par le fabricant de l'appareil.

### 1.8 Discrétisation des performances du ThermElect<sup>®</sup>

L'appareil ThermElect<sup>®</sup> ne fournit pas une puissance constante sur toute sa plage d'utilisation. La puissance thermique fournie par l'appareil de stockage dépend du niveau de chaleur accumulée dans l'appareil. La figure 1.8 montre deux courbes de fonctionnement empiriques d'appareils ThermElect<sup>®</sup> de 53 kW (gauche) et de 80 kW (droite). Les courbes ont été superposées dans Excel<sup>®</sup> et les valeurs évaluées à chaque heure de temps de décharge de l'appareil. Les lignes bruitées sont des données du fabricant alors que les lignes pleines sont celles évaluées sur Excel<sup>®</sup>. La feuille de données technique du ThermElect<sup>®</sup> est disponible à l'annexe IV.

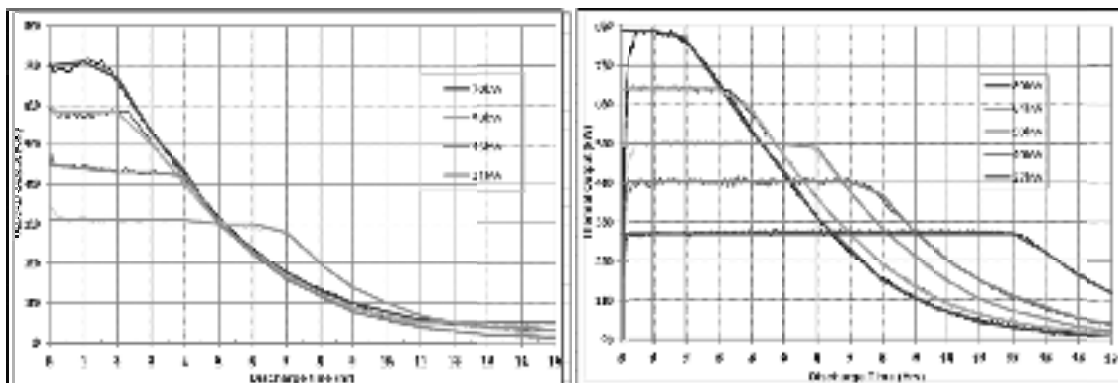


Figure 1.8 Puissance thermique fournie par appareils de 53 kW (gauche) et 80 kW (droite)

Si on prend en exemple l'appareil de 80 kW, après 6 heures de temps de décharge à 80 kW de puissance fournie demandé par le système de chauffage (ligne qui débute la plus haute), la puissance maximale fournie est de 30 kW, alors qu'elle serait supérieure à cette valeur si l'appel de puissance thermique constant était inférieur car il resterait davantage de chaleur accumulée dans l'appareil.

La puissance maximale disponible de l'appareil dépend de la température de la brique, qu'on peut considérer comme énergie thermique accumulée. Sur ces figures de puissances fournies en fonction du temps, la chaleur accumulée est représentée par la surface occupée sous la courbe de puissance. Elle équivaut à l'énergie thermique accumulée ( $S$ ) et peut être évaluée comme étant la somme des puissances à partir d'un temps choisi jusqu'à la dernière valeur de temps.

Les tableaux 1.2 et 1.3 représentent les valeurs utilisées sur Excel<sup>®</sup> pour les superposer aux courbes du fournisseur (figure 1.5), pour les appareils de 53 kW et 80 kW:

Tableau 1.2 Tabulation de courbes de puissance thermique maximale disponible empiriques d'un appareil de 53 kW

		Puissance maximale disponible [kW]														
Heure	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	70	71	67	53	43	30	23	18	13	10	8	6	5	5	5	5
	58	58	58	50	40	30	23	17	12	9	7	5	5	4	4	3
	45	44	43	43	42	30	23	16	12	8	6	4	3	2	2	1
	31	31	31	31	31	30	30	28	20	14	10	7	5	4	4	3

		Chaleur accumulée [kWh]														
Heure	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	432	362	291	224	171	128	98	75	57	44	34	26	20	15	10	5
	383	325	267	209	159	119	89	66	49	37	28	21	16	11	7	3
	324	279	235	192	149	107	77	54	38	26	18	12	8	5	3	1
	310	279	248	217	186	155	125	95	67	47	33	23	16	11	7	3



Tableau 1.3 Tabulation de courbes de puissance thermique fournie empiriques d'un appareil de 80 kW

		Puissance maximale disponible [kW]															
Heure		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	79	79	77	65	53	43	31	23	15	10	7	4	3	2	1	1	
	64	64	64	64	59	47	36	27	19	13	9	6	4	3	2	1	
	50	50	50	50	50	50	49	38	28	21	15	10	7	5	3	2	
	40	40	40	40	40	40	40	40	37	27	20	15	11	8	5	4	
	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	22	16	12

		Chaleur accumulée [kWh]															
Heure		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	493	414	335	258	193	140	97	66	43	28	18	11	7	4	2	1	
	482	418	354	290	226	167	120	84	57	38	25	16	10	6	3	1	
	478	428	378	328	278	228	178	129	91	63	42	27	17	10	5	2	
	447	407	367	327	287	247	207	167	127	90	63	43	28	17	9	4	
	401	374	347	320	293	266	239	212	185	158	131	104	77	50	28	12	

Ces valeurs tabulées sont utilisées pour évaluer numériquement la puissance thermique maximale que l'appareil peut fournir. Cette puissance fournie se trouvera régulièrement entre les valeurs des graphiques du fournisseur. Il faut donc deux données pour évaluer la puissance maximale fournie à chaque étape de simulation: la puissance thermique demandée à l'appareil de stockage  $L_d$  [kW] et la chaleur accumulée dans l'appareil de stockage  $S$  [kWh].

On peut évaluer la puissance thermique maximale que l'appareil de stockage peut fournir en trois étapes (double interpolation), représentées à la figure 1.8 :

**Étape 1** : Un vecteur d'énergie thermique accumulée est généré à partir de l'interpolation des valeurs des rangées de stock d'énergie thermique accumulée correspondant à la puissance fournie initiale (à l'heure zéro, ou à  $S_{\max}$ ).

**Étape 2 :** On trouve la valeur de stock d'énergie thermique accumulée sur le vecteur de l'étape 1 à l'aide d'une interpolation entre la première valeur de stock d'énergie thermique accumulée inférieure et la précédente.

**Étape 3 :** La position de la valeur de stock d'énergie thermique accumulée est alors retournée vers la position de la valeur de puissance fournie maximale en faisant une interpolation des rangées de puissances fournies correspondantes.

L'appareil ne peut pas toujours fournir autant de puissance thermique que le système de contrôle pourrait s'attendre, cette puissance étant en lien direct avec la quantité de chaleur accumulée. La diminution de l'appel de puissance maximal mensuel pourrait ne pas être la puissance utilisée dans la nomenclature des modèles d'appareils de stockage, p. ex. « 53 kW storage module ». Pour évaluer l'impact de ThermElect<sup>®</sup> dans un cas réel, les données enregistrées d'appel de puissance d'un pavillon de l'ÉTS ont été utilisées avec la fonction MATLAB<sup>®</sup> développée.

## CHAPITRE 2

### ÉTUDE DU CENTECH

Le pavillon de l'industrie de l'ÉTS se situe à Montréal, Québec (Canada). Il comprend une partie locative et une partie utilisée par l'ÉTS appelée Centre d'entrepreneuriat technologique (Centech). Le Centech est chauffé à l'aide d'une chaudière électrique et de serpentins électriques installés dans les boîtes d'alimentation en air. La puissance appelée du Centech est grandement influencée par la température extérieure, particulièrement l'hiver. Le bâtiment étant instrumenté, les données sur les appels de puissance avec une résolution temporelle de 5 minutes sont disponibles.

#### **2.1 Puissance appelée et demande de chauffage**

L'analyse de la puissance appelée peut se faire à l'aide d'un prisme de puissance appelée en fonction de la température. Chaque donnée enregistrée est ordonnée en fonction de la température extérieure sous forme de nuage de points. Les données enregistrées du Centech se situent entre le 1<sup>er</sup> juillet 2009 et le 30 avril 2011.

La figure 2.1 illustre la relation entre la puissance appelée du bâtiment en kW (ordonnée) et la température extérieure en °C (abscisse) :

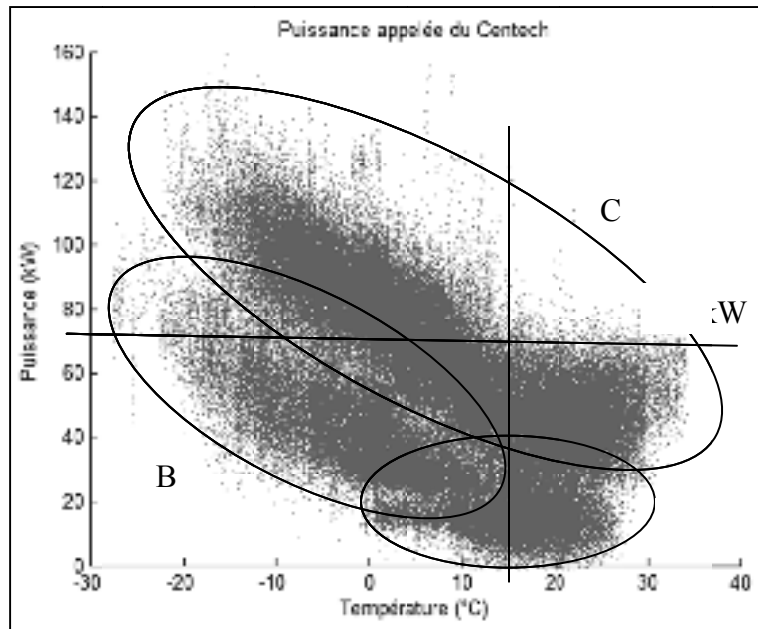


Figure 2.1 Prisme de puissance appelée du Centech

La présence de trois zones distinctes est visible. Elles sont dues aux changements de consignes horaires et journalières dans le système de contrôle d'équipements de mécanique, de chauffage et d'éclairage. Tout d'abord, une petite zone (A) dans le bas de la figure ce qui correspond à des puissances de 0 à 20 ou 30 kW pour une plage de température qui varie de 0 à environ 27 °C. Ensuite, une zone (B) qui varie presque linéairement de 80 kW à 25 kW pour une plage de température qui varie de -20 à environ 10 °C, et enfin une zone (C) localisée au-delà de la dernière qui fait l'objet de la section suivante. De cette figure on note que même en été et au printemps, lorsque les températures sont supérieures à 15 °C, l'appel de puissance peut atteindre 70 kW et plus malgré l'absence de chauffage. La vocation du bâtiment est donc assez singulière et ne correspond pas à un usage typique.

En regroupant la puissance appelée du Centech selon différentes périodes, on obtient pour les jours de semaines, les soirs de semaines et les fins de semaines des comportements différents. Les divisions les plus marquées sont pour les périodes du lundi au vendredi de 8h à 22h pour les jours de semaine, de 22h à 8h pour les soirs de semaines ainsi que les samedis et dimanches pour les fins de semaines. La figure 2.2 représente les appels de puissance de jour de semaine seulement :

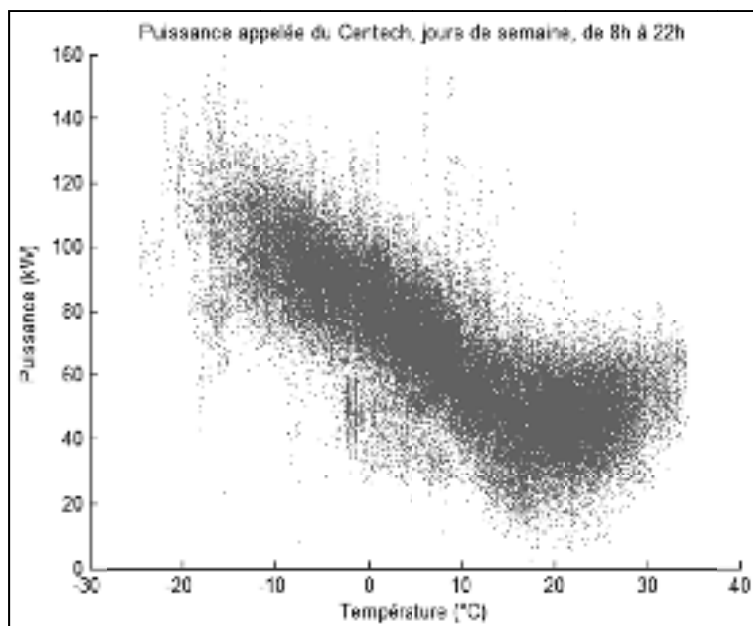


Figure 2.2 Prisme de puissance appelée, jours de semaine, de 8h à 22h

Afin de simplifier la lecture des données, seule la médiane de puissance appelée lors des jours de semaine, pour chaque différence de 5 °C en fonction de la température extérieure est considérée appropriée. L'utilisation de la médiane est justifiée par la présence de points hors norme qui affecteraient la valeur moyenne. Ces points peuvent être causés par un mauvais ajustement des paramètres de contrôle des systèmes de CVCA de l'édifice ou encore de conditions d'utilisation du bâtiment inhabituelle (ex : jour fériés). La relation entre ces deux variables est affichée sur les graphiques de la figure 2.3, pour les jours de semaine et soirs de semaines:

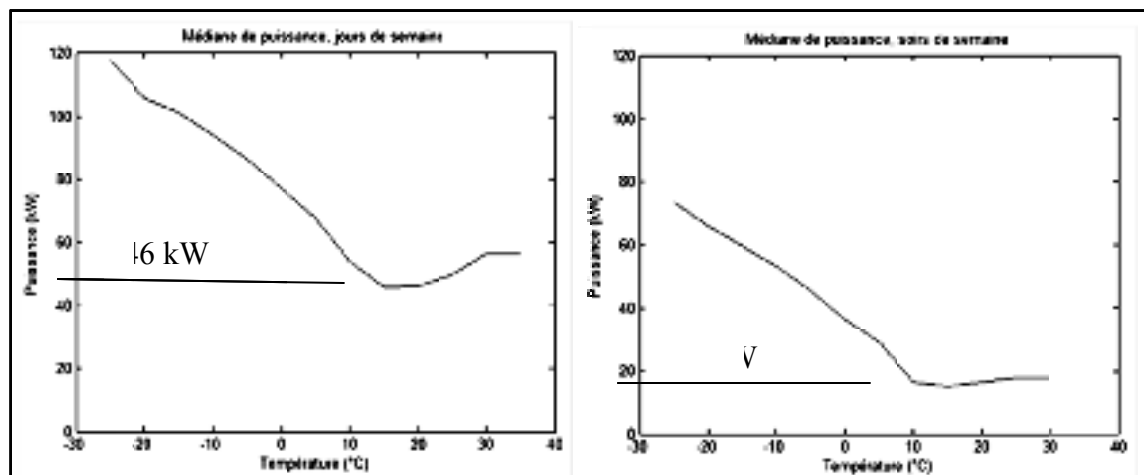


Figure 2.3 Médianes de puissance appelée, jours (gauche) et de soirs (droite) de semaine

La figure 2.3 indique une relation quasi-linéaire entre la température extérieure par temps froid et la puissance appelée du bâtiment. Comme la demande de chauffage jusqu'à environ 10 °C est grandement supérieure à la demande de climatisation, qui augmente avec une température extérieure supérieure à 15 °C, on peut déduire que du stockage de chaleur sensible pourrait faire diminuer la puissance appelée maximale en hiver, donc le montant de la facture d'électricité annuel.

Il est aussi possible d'évaluer la médiane d'appel de puissance de base pour ce qui serait « autre que de la demande de chauffage ». La figure 2.3 montre que cette médiane minimale s'établit à environ 46 kW le jour et 16 kW le soir. On peut alors évaluer la demande de chauffage du bâtiment en soustrayant ces médianes minimales aux données d'appel de puissance total, chaque donnée de profil d'appel étant réduite de la médiane de jour ou de soir. De plus, la température d'équilibre peut être définie comme étant la température extérieure autour de laquelle il n'y a pas de demande de chauffage, soit une médiane d'environ 15 °C (la figure 2.3 indique des minimums autour de cette valeur pour les deux profils). La demande de chauffage à des températures extérieures supérieures ou égales à cette température d'équilibre sera considérée nulle. La figure 2.4 montre le profil d'appel de puissance en kW du Centech pour une année (8760 heures) entre le 1<sup>er</sup> décembre 2009 et le 30 novembre 2010 :

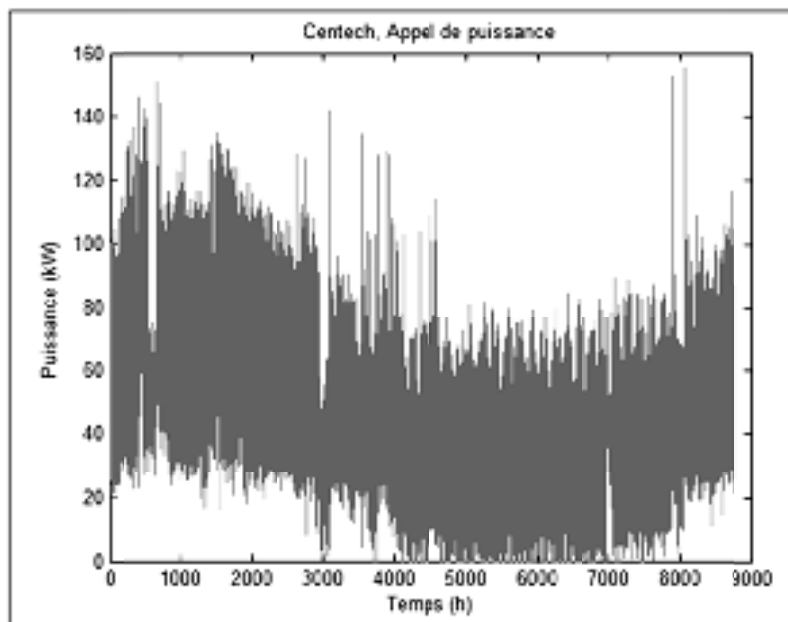


Figure 2.4 Appel de puissance du Centech, Décembre 2009 à Décembre 2010

À partir de ces données, la figure 2.5 représente la demande de chauffage évaluée avec une température d'équilibre de 15 °C et en soustrayant les médianes minimales de jour et de soir calculées ci-dessus à la puissance appelée du Centech, du 1<sup>er</sup> décembre 2009 au 30 novembre 2010 :

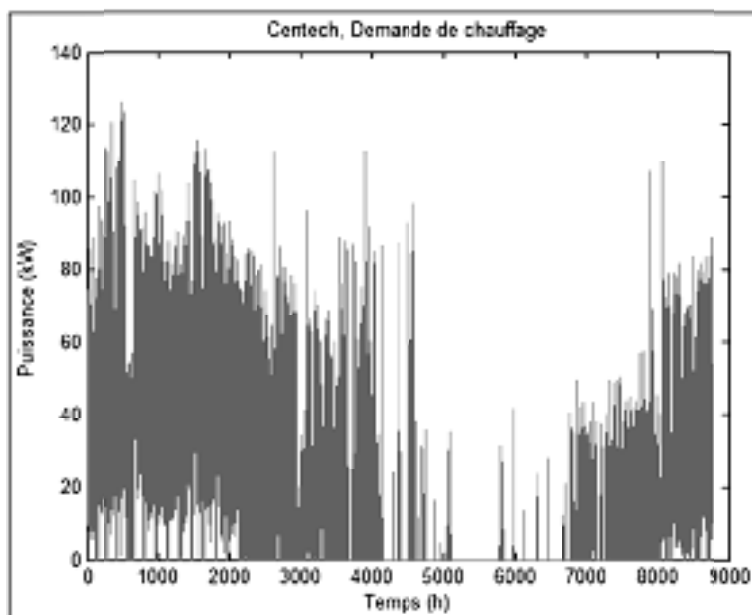


Figure 2.5 Demande de chauffage du Centech

Les demandes de chauffage estivales paraissent à priori singulières mais une vérification des profils de température extérieure pour la période concernée montre que la température extérieure est descendue sous zéro en juin 2010.

C'est la demande de chauffage illustrée à la figure 2.5 qui sera intégrée dans la fonction développée pour évaluer l'impact d'appareils de stockage sur l'appel maximal de puissance du bâtiment. Il est à noter que seule la demande de chauffage sera modifiée par la fonction MATLAB<sup>®</sup> (figure 2.5) et non l'appel de puissance total du bâtiment (figure 2.4). Cependant, la différence entre les profils avec et sans appareil de stockage sera appliquée sur le profil d'appel de puissance total sans stockage du Centech (figure 2.4). Un appel de puissance de chauffage nul en hiver semble inexact et il serait mieux de limiter l'appel minimal en période de chauffage.

## **2.2 Paramètres de simulation**

### **2.2.1 Profil de températures annuel**

Les températures enregistrées à l'aéroport Pierre-Elliott Trudeau durant la période simulée se situent entre -27,4 °C et 34,2 °C, avec une moyenne de 6,8 °C (Environnement Canada, 2011). Les températures extrêmes avec une probabilité de retour à chaque 5 ans sont de -28,6 °C et 33,4 °C, alors que la moyenne de température annuelle est de 6,9 °C (ASHRAE, 2009). L'année simulée peut être considérée comme près des températures normales.

### **2.2.2 Arrangements et point de consigne**

L'objectif de la simulation est d'aider à choisir un arrangement d'appareils et un point de consigne fixe. Dans cette analyse, la simulation est celle d'appareils de stockages de 53 kW et de 80 kW de puissance sur le profil de demande de chauffage du Centech. Des arrangements d'un appareil de 53 kW, un de 80 kW, deux de 53 kW, deux de 80 kW et trois



de 80 kW sont comparés. Pour chacun de ces arrangements, plusieurs points de consigne fixes à l'année sont simulés pour comparer les économies annuelles sur la facture électrique.

### **2.2.3 Considérations financières et coût des appareils**

Le tarif M d'Hydro-Québec est basé sur un coût de consommation de 4,46 ¢/kWh, pour les premiers 210 000 kWh, 3,19 ¢/kWh pour les suivants et un coût de pointe mensuelle de 13,44 ¢/kWh, sans payer moins de 65 % de la pointe hivernale (entre le 1<sup>er</sup> décembre et le 31 mars suivant).

Le coût des appareils est estimé à 11 000 \$ pour un appareil de 53 kW, 15 000 \$ pour un appareil de 80 kW et 15 000 \$ pour l'installation de chaque appareil. Le retour sur investissement simple (RSIS) est utilisé pour trouver l'arrangement le plus avantageux pour le profil d'appel de puissance analysé. Ce retour est estimé sans égard à l'inflation, aux taux d'intérêt et à l'accroissement des coûts de l'énergie supérieur à l'inflation. Il est considéré comme l'investissement initial, divisé par les économies annuelles, donnant un nombre d'années pour récupérer son investissement.

## **2.3 Simulation de stockage**

### **2.3.1 Choix de l'arrangement et du point de consigne**

Pour accélérer les calculs, deux séries d'analyse ont été effectuées, la 1<sup>re</sup> avec une plage de point de consigne plus large que la seconde, de même que l'écart entre chaque point de consigne. La figure 2.6 compare les arrangements décrits ci-dessus, à des points de consigne fixes sur une plage de 60 kW  $\pm$  20 kW, incrémentés aux 5 kW :

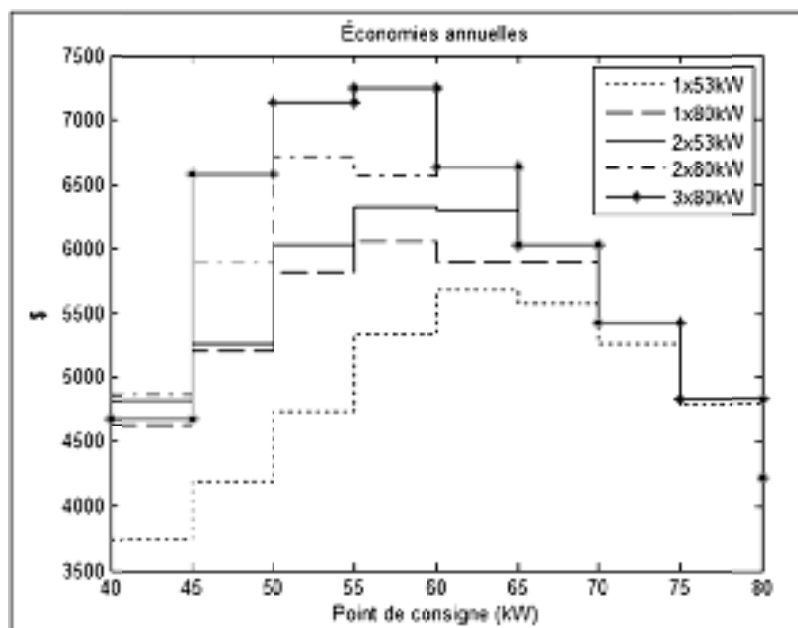


Figure 2.6 Économies annuelles Centech, première itération

Chaque arrangement d'appareil présente des économies annuelles différentes selon le point de consigne fixe annuel choisi. Les économies annuelles correspondent à la valeur du point de consigne à la gauche de chaque palier. L'écart entre les courbes de 1x80 kW, 2x53 kW et 2x80 kW semble marginal, l'appareil le moins coûteux des trois pourrait être rentabilisé plus rapidement. Les meilleures valeurs trouvées sont reportées dans le tableau 2.1 pour les cinq configurations étudiées:

Tableau 2.1 Valeurs de meilleures économies de première itération

Arrangement	1 × 53 kW	1 × 80 kW	2 × 53 kW	2 × 80 kW	3 × 80 kW
Point de consigne (kW)	60	55	55	50	55
Économies annuelles	5 685 \$	6 000 \$	6 330 \$	6 730 \$	7 250 \$
RSIS (années)	4,6	5,0	8,2	8,9	12,4

En visant un retour sur investissement simple de 5 ans, l'arrangement le plus intéressant dans ce cas est un seul appareil de 80 kW car il permet des économies supérieures à celui de 53 kW. Le point de consigne se situe à 55 kW. Les économies annuelles simulées sont de 6 000\$. À partir de cet arrangement et en faisant varier le point de consigne autour de

60 kW  $\pm$  10 kW incrémenté à chaque 1 kW, la figure 2.7 montre les économies annuelles en fonction du point de consigne, comme seconde analyse:

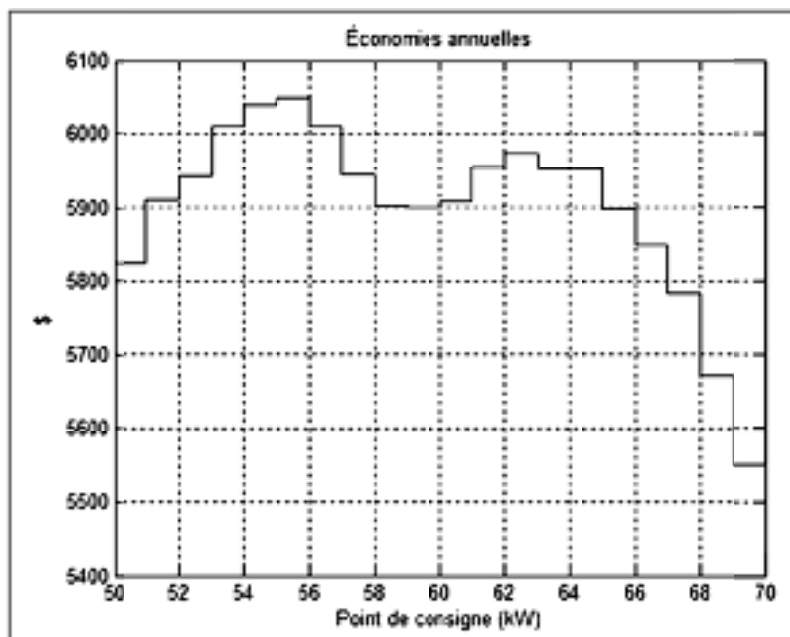


Figure 2.7 Économies annuelles du Centech, deuxième itération (appareil de 80 kW)

En utilisant un écart de point de consigne de 1 kW entre 50 et 70 kW, les résultats obtenus sont différents que ceux présentés à la figure 2.7 avec un écart de 5 kW. La valeur correspondant aux économies maximale (6 000 \$) reste à 55 kW, mais un sommet de 62 kW a été négligé lors de la 1<sup>re</sup> itération. Comme la demande de chauffage est différente d'une année à l'autre dû aux conditions météorologiques, ces économies varieront d'années en années. Le point de consigne où on retrouve les meilleures économies pour l'année simulée se situe à 55 kW. L'écart d'économies annuelles est de 200\$ entre des points de consigne de 50 kW et 60 kW. Cette faible variation d'économies sur une différence de 10 kW de point de consigne augmente la confiance de rentabilité d'un tel appareil. On peut conclure que le retour sur investissement simple d'un appareil de 80 kW se ferait en 5 ans dans des conditions climatiques normales. Une analyse plus détaillée de l'excès d'appel de puissance, du niveau de stock de chaleur accumulé et des économies annuelles est présentée à l'annexe VII.

### 2.3.2 Impact sur l'appel de puissance de chauffage

La figure 2.8 montre la demande de chauffage sans appareil de stockage (trait pointillé foncé), ainsi que la puissance appelée pour le chauffage avec appareil de stockage (trait plein clair), lors d'un point de consigne imposé à 55 kW pour un appareil de 80 kW :

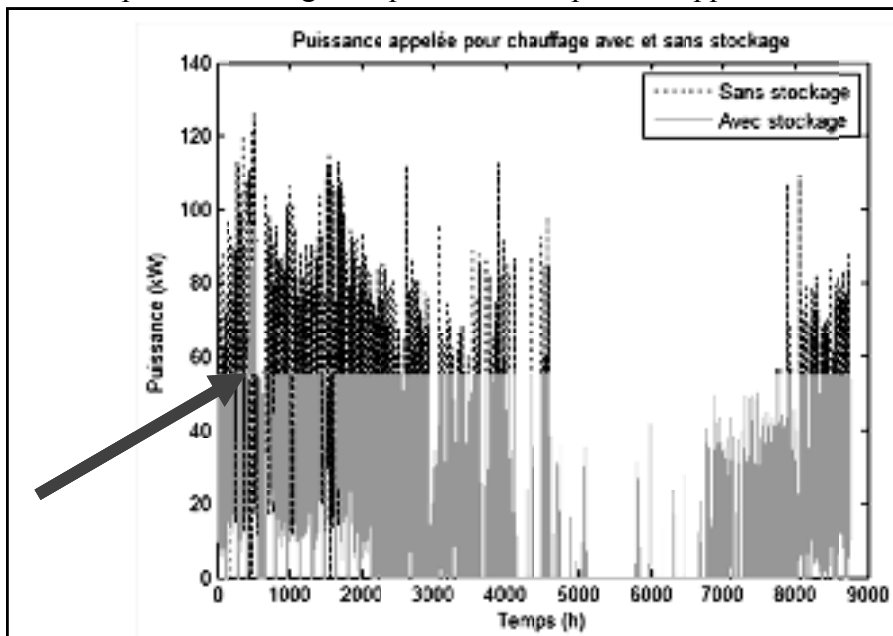


Figure 2.8 Puissance appelée pour chauffage avec et sans stockage

Le profil d'appel de puissance pour le chauffage reste au point de consigne sur presque toute la plage. Il peut cependant y avoir un dépassement du point de consigne lorsqu'à cause de l'énergie thermique accumulée, la puissance maximale disponible est inférieure à la demande de chauffage. En effet, on note que le point de consigne donnant les meilleures économies annuelles permet des dépassements d'appel de puissance, notée par une diminution d'appel de puissance de chauffage montré par la flèche de la figure 2.8. Pendant une courte période, l'appel de puissance excède 55 kW (atteint plus de 100 kW). L'algorithme d'optimisation permet ce dépassement qui est expliqué et justifié à la figure 2.14.

Pour aider à visualiser la simulation, la figure 2.9 présente une zone agrandie du profil d'appel de puissance pour le chauffage avec et sans appareil de stockage thermique pour la période du 13 au 14 décembre 2009 :

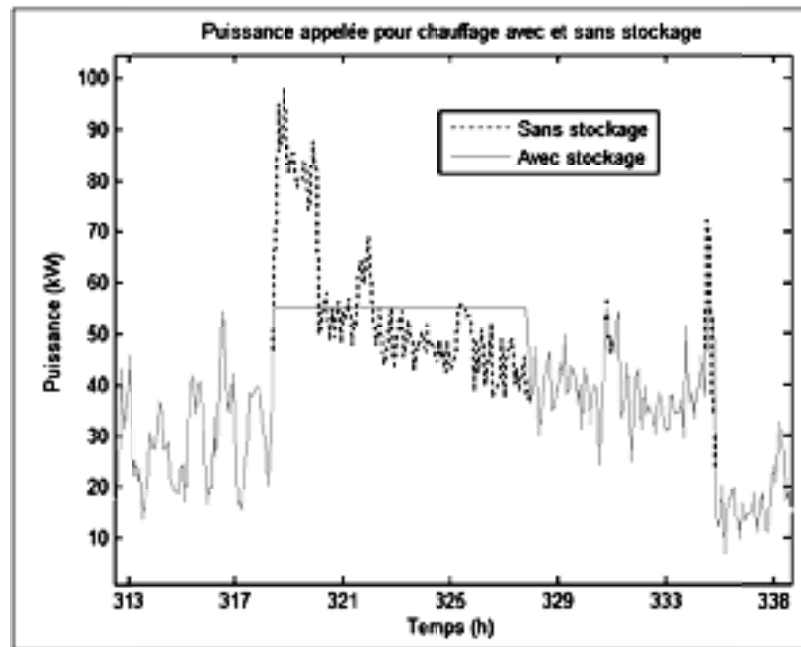


Figure 2.9 Puissance appelée pour chauffage avec et sans stockage

On remarque que la puissance appelée avec stockage est limitée au point de consigne, mais qu'elle demeure à ce point de consigne pour un certain temps lorsque la puissance appelée sans stockage diminue. Ceci est dû au cycle de recharge et décharge du système de stockage thermique.

### 2.3.3 Impact sur l'appel de puissance totale

En calculant la différence de demande de chauffage avec et sans appareil de stockage, on obtient une différence d'appel de puissance. En appliquant cette différence à l'appel de puissance du Centech, on obtient le profil d'appel de puissance avec appareil de stockage. La figure 2.10 montre l'appel de puissance totale avec et sans appareil de stockage pour la période d'hiver (du 1<sup>er</sup> décembre 2009 au 31 mars 2010).

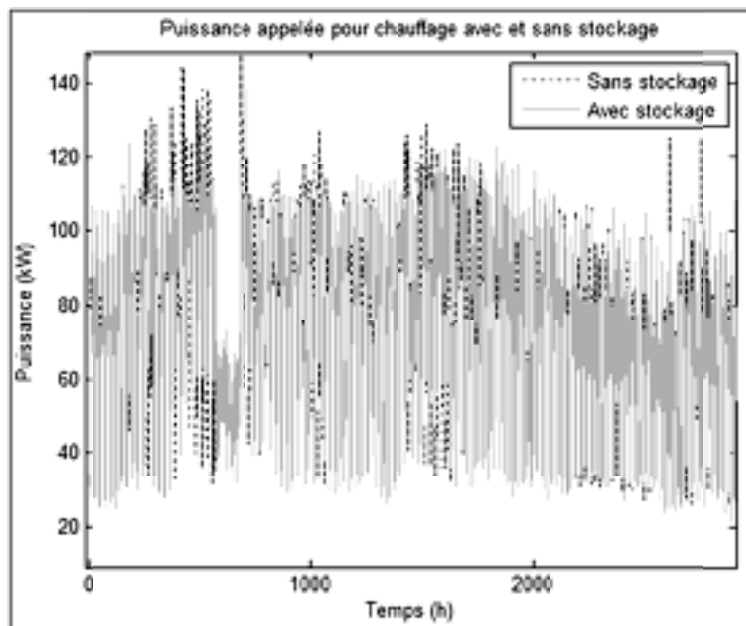


Figure 2.10 Puissance appelée totale du Centech avec et sans stockage

Le point de consigne de 55 kW étant fixé sur l'appel de puissance de chauffage, l'appel de puissance total du Centech le dépasse. Une autre approche de contrôle consisterait à fixer le point de consigne sur l'appel de puissance total du bâtiment, ayant donc un impact direct sur le niveau minimal de facturation de tarif M, mais cette stratégie n'est pas comprise dans cette étude. Il aurait aussi été intéressant d'évaluer des mesures de délestage sur l'appel de puissance total du Centech. Cette évaluation n'a pas été effectuée non plus.

### 2.3.4 Impact sur l'appel de puissance totale mensuel

À partir du nouveau profil d'appel de puissance de la figure 2.10, il est possible de comparer les appels de puissance maximaux mensuels entre un bâtiment qui comporte une chaudière avec stockage thermique et un sans. La figure 2.11 compare ainsi l'appel de puissance maximal mensuel pour le Centech avec et sans appareil de stockage :

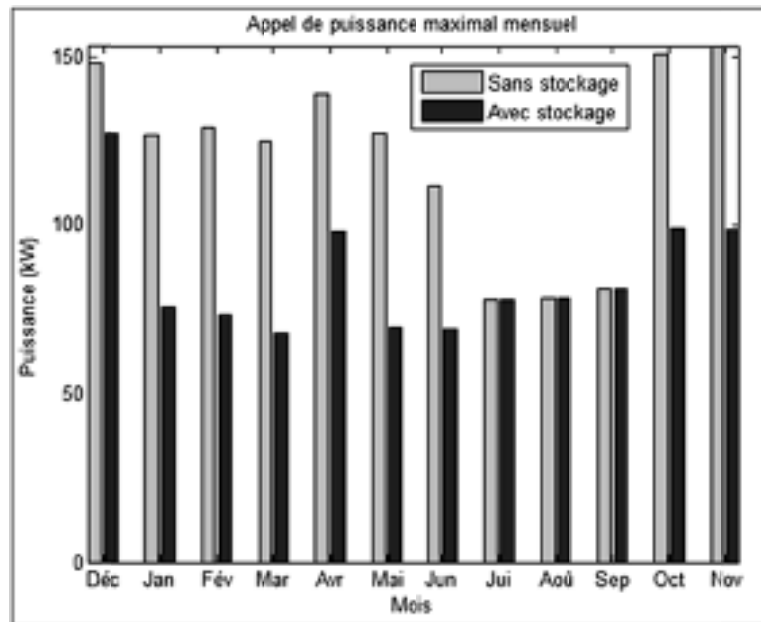


Figure 2.11 Appel de puissance total maximal mensuel avec et sans stockage

Le tarif M limite l'appel de puissance facturable minimal à partir des valeurs enregistrées de décembre à mars. Une diminution d'appel de puissance durant cette période affectera la facture pour le reste de l'année. Une deuxième source d'économies non-négligeable se trouve dans la diminution de chaque appel de puissance maximal mensuel enregistré durant la période de chauffage. Les économies du mois de mars sont supérieures à celles du mois de janvier. Le profil d'appel est donc primordial dans le cas de déplacement d'appel de puissance. L'appel maximal est identique de juillet à septembre car le système de chauffage ne fonctionne pas. Il est aussi intéressant de constater qu'un appareil de 80 kW ne permet pas de diminuer l'appel de puissance maximal de 80 kW, mais tout au plus de 58 kW dans ces conditions de simulation.

### 2.3.5 Impact sur la facture énergétique

L'appel de puissance a un impact direct sur la facture d'électricité de tarif M. Le tableau 2.2 compare les factures mensuelles du Centech avec et sans appareil de stockage :

Tableau 2.2 Facture mensuelle avec et sans stockage

	Sans appareil	Avec appareil	Économie
Décembre 2009	4 509 \$	4 237 \$	272 \$
Janvier 2010	4 305 \$	3 617 \$	688 \$
Février 2010	4 081 \$	3 334 \$	747 \$
Mars 2010	3 785 \$	3 012 \$	773 \$
Avril 2010	3 309 \$	2 760 \$	548 \$
Mai 2010	3 013 \$	2 416 \$	597 \$
Juin 2010	2 653 \$	2 263 \$	390 \$
Juillet 2010	2 411 \$	2 235 \$	177 \$
Août 2010	2 436 \$	2 259 \$	177 \$
Septembre 2010	2 548 \$	2 371 \$	177 \$
Octobre 2010	3 420 \$	2 722 \$	698 \$
Novembre 2010	3 957 \$	3 223 \$	734 \$

Les économies sur la facture mensuelle ne sont dues qu'aux économies de pointe d'appel de puissance car il n'y a pas d'économie d'énergie avec du stockage thermique sensible. Le tableau 2.3 montre les pénalités pour les mois où l'appel de puissance maximal serait sous la limite de 65 % de l'appel maximal de puissance en hiver :

Tableau 2.3 Pénalité mensuelle avec et sans stockage

	Sans appareil	Avec appareil	Économie
Décembre 2009	- \$	- \$	- \$
Janvier 2010	- \$	- \$	- \$
Février 2010	- \$	- \$	- \$
Mars 2010	- \$	- \$	- \$
Avril 2010	- \$	- \$	- \$
Mai 2010	- \$	182 \$	(182 \$)
Juin 2010	- \$	187 \$	(187 \$)
Juillet 2010	239 \$	62 \$	177 \$
Août 2010	234 \$	57 \$	177 \$
Septembre 2010	200 \$	24 \$	177 \$
Octobre 2010	- \$	- \$	- \$
Novembre 2010	- \$	- \$	- \$



Des pénalités apparaissent à des mois où il n'y en avait pas sans appareil de stockage. Ceci est dû au fait que l'appareil diminue l'appel sous le seuil de pénalité. Cette pénalité est en fait un appel de puissance payé au fournisseur d'électricité, qui n'est pas utilisé. Il y a tout de même une économie d'appel de puissance dans les mois sans chauffage, qui compensent pour celles apparues les mois précédents. Comme le profil d'appel de puissance n'a pas changé durant les mois de chauffage, l'économie de pénalité pour chacun de ces mois est identique. Une stratégie de délestage pourrait aider un gestionnaire de bâtiment à réduire les pénalités. D'autres appareils pourraient aussi être ajoutés, mais le retour sur investissement simple serait moins intéressant.

Dans le cas précis d'un ThermElect<sup>®</sup> de 80 kW à un point de consigne de 55 kW de décembre 2009 à décembre 2010, les pénalités mensuelles du tarif M seraient grandement réduites, contribuant aux économies sur la facture d'électricité. Un appareil dans ces conditions aurait un retour sur investissement simple d'environ 5 ans.

### **2.3.6 Impact en fonction de la température extérieure**

Une autre méthode pour tenter d'évaluer la température d'équilibre du bâtiment (discuté à la section 2.1) est montrée à la figure 2.12 qui présente la différence de puissance de chauffage entre un système sans appareil de stockage et un avec appareil de stockage, comparée à la température ambiante extérieure :

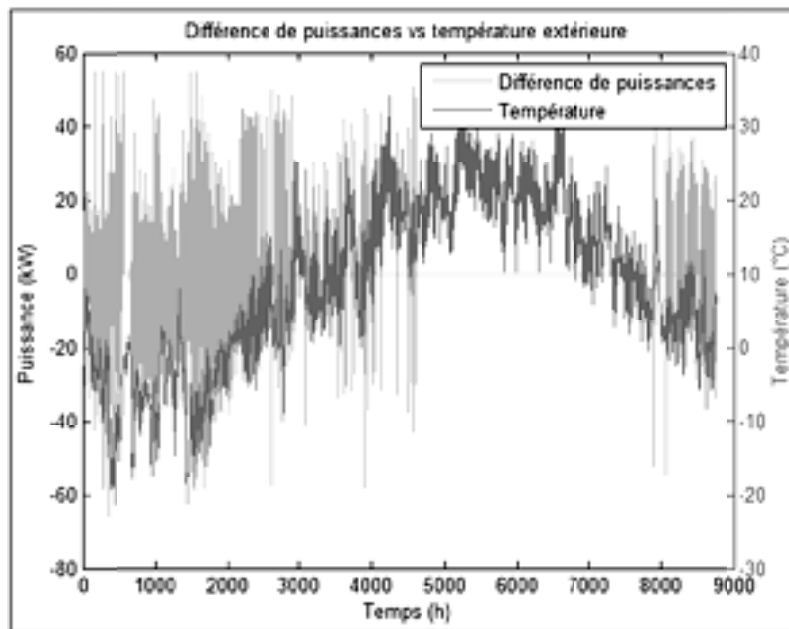


Figure 2.12 Différence des puissances de chauffage vs température extérieure

Les valeurs positives de différence entre les puissances de chauffage représentent l'accumulation d'énergie thermique, alors que les négatives représentent la puissance thermique couverte par l'appareil de stockage. Les valeurs nulles sont les appels de puissances égales entre un système sans appareil de stockage et avec appareil de stockage thermique. Les périodes de fonctionnement de l'appareil de stockage coïncident avec des températures sous les 15 °C.

### 2.3.7 Dépassement du point de consigne

Dans le cas d'un appareil qui se trouverait avec un stock d'énergie accumulée nul, la chaudière compenserait pour la demande du bâtiment et la puissance appelée pourrait dépasser le point de consigne de l'appareil. Par exemple, ce phénomène se produit avec un appareil de 80 kW, avec un point de consigne fixé à 55 kW. La figure 2.13 montre les appels de puissance excédant le point de consigne :

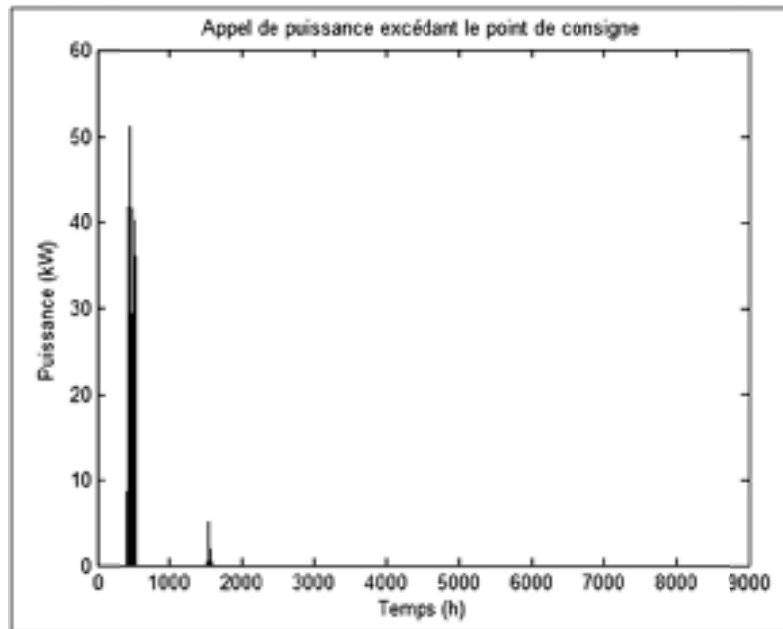


Figure 2.13 Appel de puissance excédant le point de consigne

Ces excédents d'appel de puissance ne se produisent que sur une courte période de temps. L'appel de puissance est 51 kW supérieur au point de consigne, ce qui a un impact sur la limite de puissance appelée hivernale et sur la facture annuelle d'électricité. Dans ce cas précis, on retrouve 940 appels supérieurs au point de consigne, sur les 105 130 points de mesures (chaque 5 minutes de l'année), ce qui correspondent à 0,9 % du temps de simulation ou environ trois journées complètes par an. Une anticipation des températures extrêmes, conjointement avec des mesures de délestage pourraient diminuer ces excédants d'appel de puissance de chauffage.

### 2.3.8 Énergie thermique accumulée

Tel que décrit précédemment, la puissance thermique maximale disponible par l'appareil de stockage est fonction de la puissance thermique demandée et de l'énergie thermique accumulée. La figure 2.14 montre la puissance appelée pour le chauffage avec appareil de stockage et sans appareil de stockage, ainsi que le niveau de stock d'énergie thermique accumulée :

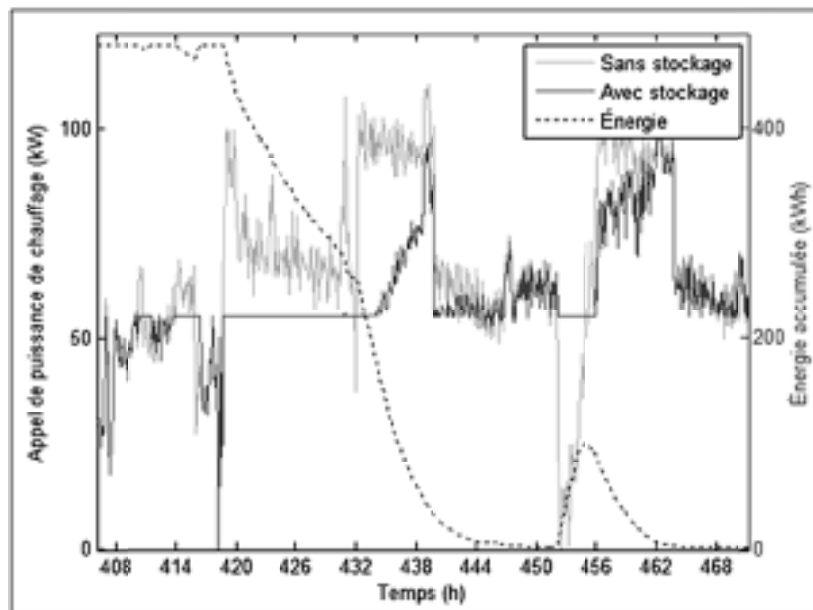


Figure 2.14 Puissance appelée avec et sans stockage vs. énergie thermique accumulée

On remarque plusieurs zones de fonctionnement sur ce graphique. Avant 433 heures, la demande de chauffage est sous le point de consigne ( $T$ ) et l'appel de puissance pour le chauffage avec appareil de stockage plafonne au point de consigne alors que l'énergie accumulée diminue. À 433 heures, la demande de chauffage et l'appel de puissance pour le chauffage avec appareil de stockage passent au-dessus du point de consigne car l'appareil de stockage ne peut couvrir la demande de chauffage attendue. À 452 heures, la demande de chauffage passe sous le point de consigne, qui permet de recharger partiellement l'énergie accumulée.

## 2.4 Simulation horaire

Les données, telles qu'enregistrées d'appel de puissance du pavillon de l'industrie de l'ÉTS, ne sont pas toujours disponibles dans d'autres bâtiments. Il existe des logiciels pour faire des simulations énergétiques de bâtiments, dont Simeb<sup>®</sup> (Simeb, 2011), et il est possible d'en extraire des données horaires. La modélisation de bâtiments à l'aide du logiciel Simeb<sup>®</sup> est basée sur les méthodes de calculs énergétiques de DOE2<sup>®</sup> (EnerLogic et James J. Hirsch &

Associates, 2009). Le logiciel utilise des paramètres qui permettent une évaluation de comportements énergétiques de bâtiments institutionnels et commerciaux.

Dans le but de valider l'approche qui consiste à soustraire la puissance de base au profil d'appel de puissance totale des données enregistrées du Centech, une simulation sur Simeb<sup>®</sup> a été exécutée. Cette modélisation du Centech utilise les mêmes paramètres météorologiques que durant la période de données enregistrées. Cependant, la résolution temporelle de la simulation sur Simeb<sup>®</sup> est horaire, tandis que les mesures sont une moyenne glissante de 15 minutes, à chaque 5 minutes de l'appel de puissance enregistré du bâtiment.

La figure 2.15 montre l'appel de puissance totale enregistré et celui de Simeb<sup>®</sup> en date du 1<sup>er</sup> décembre 2009.

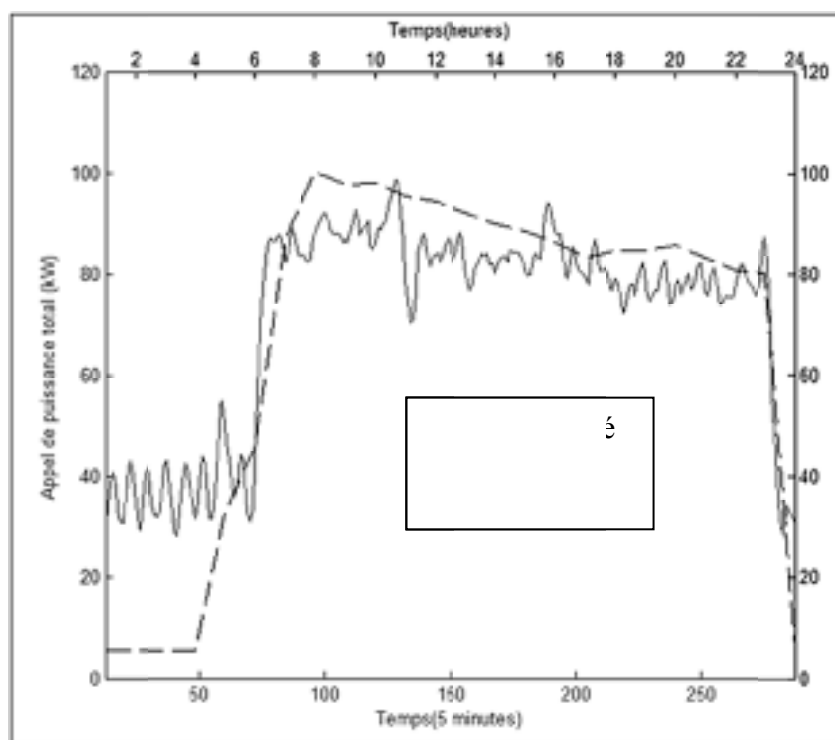


Figure 2.15 Comparaison de profil d'appel de puissance totale entre Simeb<sup>®</sup> et les données enregistrées du Centech

Le trait tireté représente l'appel de puissance simulé par Simeb<sup>®</sup>, alors que le trait plein représente les mesures effectives d'appel. L'appel de puissance totale de Simeb<sup>®</sup> est sous-

évalué en période hors-occupation (à gauche, en bas), alors qu'il est surévalué en période d'occupation. Si l'appel de puissance semble arriver à des valeurs si basses de nuit sur le profil de Simeb<sup>®</sup>, cela pourrait être dû à une mauvaise valeur de consigne de la ventilation dans la simulation.

L'appel de chauffage a été estimé à partir des données enregistrées en soustrayant la puissance de base déterminée à 16 et 46 kW respectivement pour la période inoccupée et occupée (voir le chapitre 2.1). Ce profil estimé, ainsi que le profil d'appel de puissance pour le chauffage de Simeb<sup>®</sup> sont présentés à la figure 2.16.

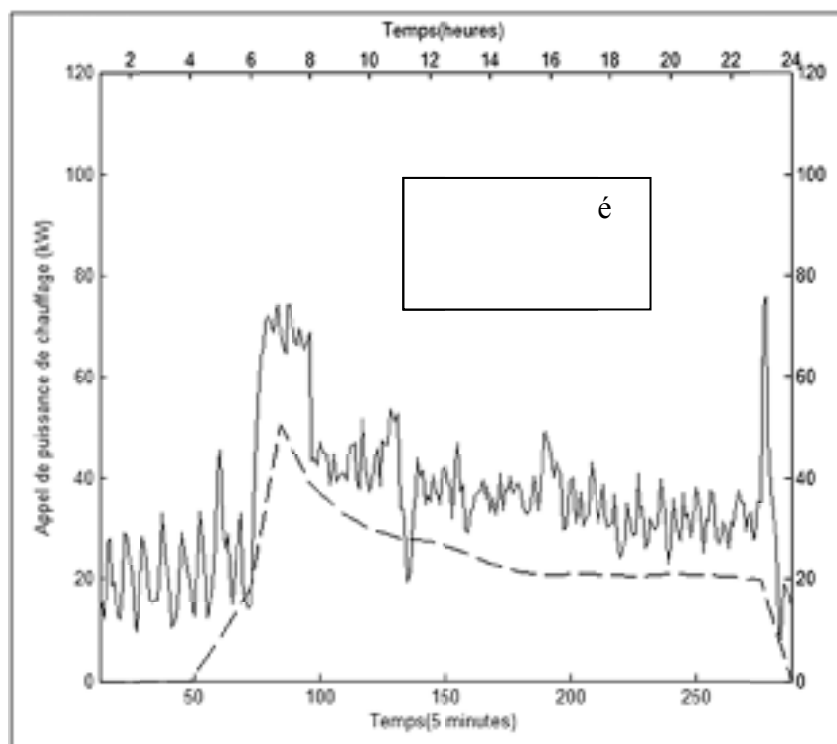


Figure 2.16 Comparaison de profil d'appel de puissance de chauffage entre Simeb<sup>®</sup> et les données du Centech

L'appel de puissance de chauffage est sous-évalué par Simeb<sup>®</sup> (trait tireté) durant toute la journée comparativement aux données enregistrées. Cet appel de puissance pour le chauffage est utilisé pour évaluer l'impact du ThermElect<sup>®</sup> sur le coût énergétique annuel du bâtiment et l'écart entre les estimations et la réalité aura des répercussions sur les estimations

d'économies annuelles. Des imprécisions sur l'évaluation d'appel de puissance se trouvent aussi dans Simeb<sup>®</sup> (Daoud et al., 2011). Comme l'allure des profils semble concorder la majorité de la journée, la pointe d'appel en fin de journée (complètement à droite) pourrait aussi être causée par un contrôle défectueux du système de chauffage ou a des appels de puissance autre que pour le chauffage.

Plusieurs facteurs influencent le profil d'appel de puissance au Centech. Des aéro-convecteurs qui s'enclenchent sur de courtes périodes de temps pourraient faire varier le profil d'appel à une amplitude plus grande que celle proposée par Simeb<sup>®</sup>. L'inertie thermique de la boucle de chauffage, incluant la chaudière, diminuerait la variabilité de cette amplitude.

L'évaluation de la puissance de base de jour et de nuit augmente la variabilité du profil d'appel de chauffage enregistré. Comme ces puissances de base sont constantes, les variations d'utilisations d'équipements électriques autres que ceux nécessaires pour chauffer le bâtiment ont un impact sur le profil d'appel de puissance pour le chauffage. Le profil réel d'appel de puissance pour le chauffage pourrait se trouver entre les profils de Simeb<sup>®</sup> et enregistré. La figure 2.17 compare les appels de puissance totale mensuels simulés sur Simeb<sup>®</sup> avec les données enregistrées du Centech.

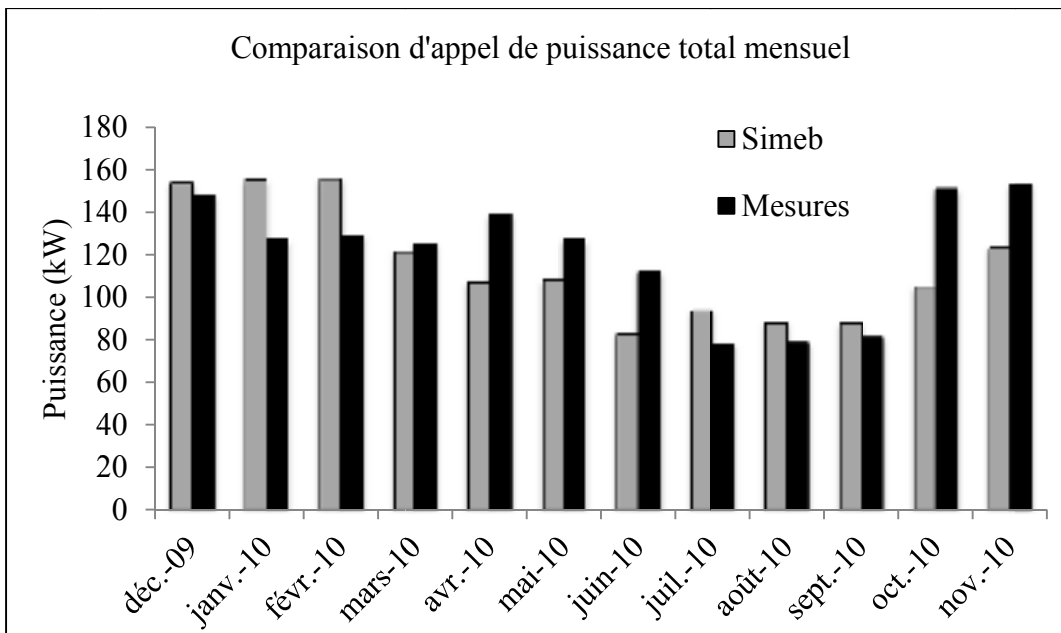


Figure 2.17 Comparaison d'appels de puissance simulés et enregistrés du Centech

En hiver 2009, la simulation surévalue l'appel de puissance total et le sous-évalue au printemps 2010. La situation inverse se fait remarquer à l'été et l'automne 2010. Des changements d'utilisation peuvent en être la cause, comme une augmentation de la densité d'occupation, des travaux de construction, etc.

Il est possible que l'impact des horaires d'occupation soit plus important que prévu sur l'appel de puissance maximal mensuel. La moyenne des valeurs absolues des écarts d'appel de puissance mensuels est de 19 %, ce qui est considérable dans un cas où on se sert de ce profil d'appel de puissance pour évaluer les économies potentielles avec stockage thermique. Il en va différemment pour la consommation énergétique.

La figure 2.18 montre la comparaison de consommation d'énergie des deux mêmes bases de données.



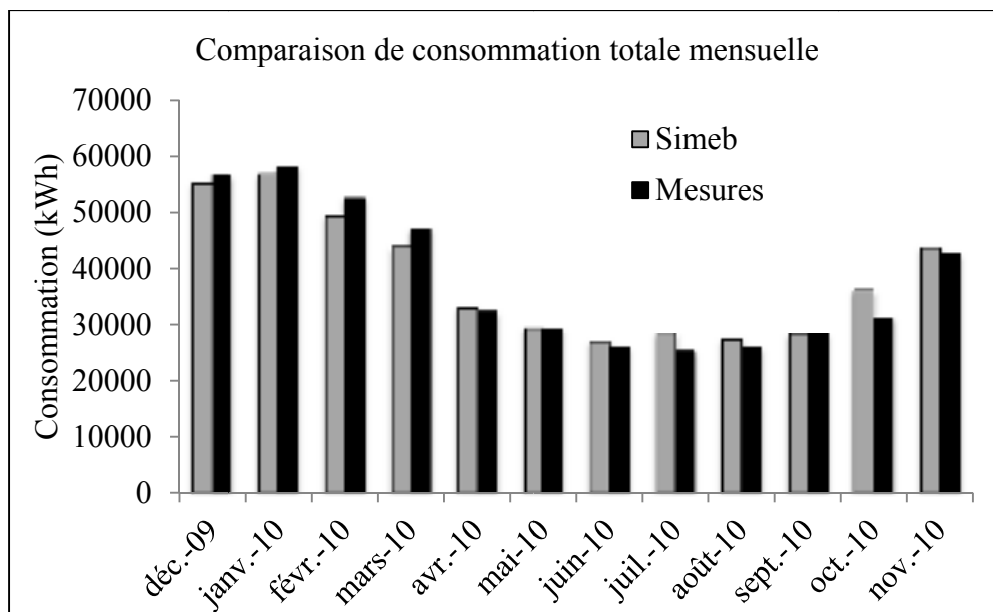


Figure 2.18 Consommation mensuelle simulée et enregistrée du Centech

La moyenne des valeurs absolues des écarts de consommation mensuelle est de 5 %, plus rapprochée que l'appel de puissance. Les valeurs se situent entre 0 % et 14 %. Le modèle développé sur Simeb<sup>®</sup> est donc assez précis pour ce qui est de la consommation énergétique. La facture énergétique étant calculée à partir de l'appel de puissance maximal et de la consommation mensuels, la figure 2.19 compare les factures simulées et enregistrées.

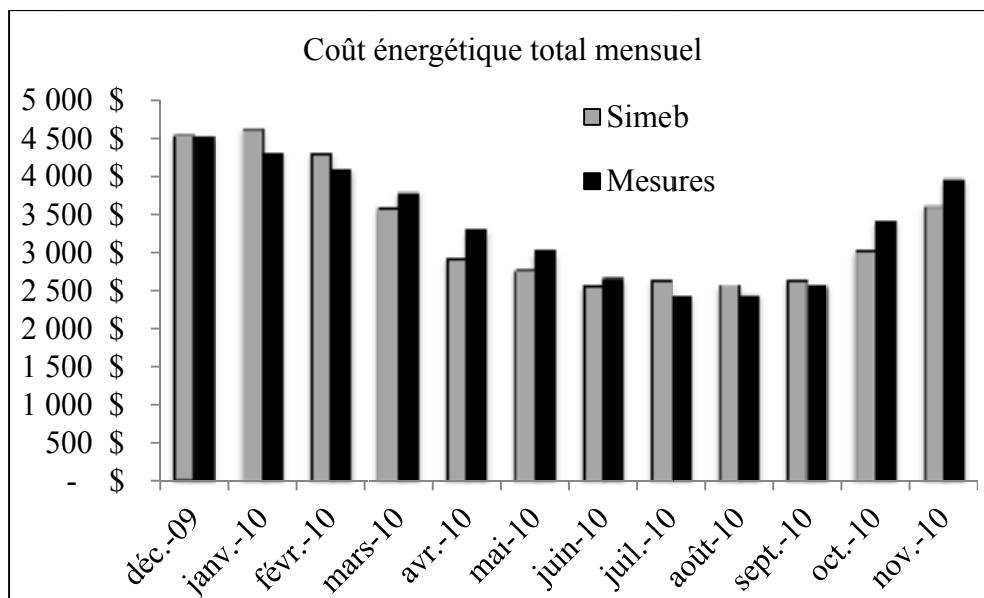


Figure 2.19 Coût énergétique mensuel simulé et enregistré du Centech

La moyenne des valeurs absolues des écarts de factures mensuelles est de 7 %, mais l'écart entre la facture annuelle simulée et réelle n'est que de 2 %. L'écart est plutôt faible, faisant de Simeb® un outil d'évaluation énergétique à considérer. Ces écarts peuvent être causés par plusieurs facteurs tels les horaires de fonctionnement d'équipements de CVCA, les infiltrations d'air sont estimées, les charges aux prises, etc. Les horaires de fonctionnement des systèmes CVCA sont basés sur un modèle d'établissement d'enseignement occupé 12 mois par an. Le Centech est toutefois occupé par des groupes de recherche et des entreprises, ce qui rend le profil d'occupation difficile à évaluer et est différent d'un bâtiment d'enseignement typique.

Un module de calibration de simulation est présent dans le logiciel Simeb®. Il permet d'entrer les factures de différentes sources d'énergies et d'ajuster la simulation pour s'en rapprocher. Malgré que toutes les conditions de fonctionnement de l'application de calibration aient été respectées dans la simulation, la fonction de calibration n'a pas pu être exécutée par le logiciel. Pour ajuster le profil d'appel de puissance, un « procédé » a été ajouté au modèle pour diminuer l'appel de puissance pour le chauffage et augmenter celui de climatisation.

Comme les résultats de simulation de Simeb<sup>®</sup> pour les appels de puissance comportent des écarts importants sur les mesures et que l'impact du stockage thermique est évalué selon ce paramètre, il serait bon d'évaluer la prochaine version du logiciel avec les algorithmes génétiques qui sont conçus pour bien calibrer le modèle au niveau de profil d'appel de puissance totale du bâtiment. Cela permettra beaucoup mieux d'évaluer l'impact d'installation d'un appareil de stockage sur la facturation d'énergie.

Une autre méthode, plus laborieuse, est la modélisation de bâtiments à l'aide de TRNSYS<sup>®</sup>, plus précisément un module TRNBUILD<sup>®</sup> développé par TRANSSOLAR<sup>®</sup>. Cette méthode est plus laborieuse car elle n'inclut pas de modèles des bâtiments représentatifs du parc immobilier québécois et demande un certain niveau de connaissance sur les systèmes de CVCA installés dans le bâtiment, ainsi que sur les performances énergétiques de ses composantes. Elle a comme avantage de pouvoir être plus versatile et de pouvoir être utilisée sous TRNSYS Simulation Studio<sup>®</sup> pour y ajouter des modèles numériques de composantes énergétiques tels le couplage thermique avec le sol, des panneaux solaires, la radiation solaire, etc. La définition de la géométrie et des zones thermiques du bâtiment peut être facilitée en utilisant un plugin sur Google Sketchup 3D<sup>®</sup> appelé TRNSYS3D<sup>®</sup>. Les données sont importées par TRNSYS<sup>®</sup> pour définir une composante (Type 56) de bâtiment multi-zone, qui peut être modélisé dans TRNBUILD<sup>®</sup>. Un exemple de cette approche est disponible en annexe V.

Une méthode simplifiée de simulation énergétique de bâtiments, dans Simeb<sup>®</sup>, est la modélisation par bâtiments archétypes. Les bâtiments archétypes utilisent la même méthode de simulation numérique et leurs paramètres architecturaux, de CVCA et d'horaire d'opération sont basés sur des données du parc de bâtiments québécois (Sansregret et Millette, 2009). Dans cette étude, la modélisation du Centech a été effectuée sur Simeb<sup>®</sup>. Les bâtiments archétypes pourraient être utiles pour obtenir un éventail plus large de profils d'appel de puissance.

## CHAPITRE 3

### BÂTIMENTS ARCHÉTYPES

Une approche simplifiée de simulation énergétique de bâtiments institutionnels et commerciaux est proposée dans le logiciel Simeb<sup>®</sup>. Les bâtiments archétypes sont modélisés à partir de plus de 70 paramètres issus de données sur le parc immobilier québécois. Les trois grandes catégories de paramètres sont l'architecture, les équipements de CVCA et les horaires d'opération (Sansregret et Millette, 2009).

La modélisation de bâtiments archétypes de Simeb<sup>®</sup> nécessite cinq paramètres généraux :

- usage du bâtiment;
- surface de plancher;
- année de construction;
- localisation;
- source d'énergie principale pour le chauffage.

Cette approche de modélisation offre pour avantage de pouvoir obtenir des profils d'appel de puissance horaires de bâtiments typiques du parc immobilier québécois, et ce, avec un minimum de paramètres à y entrer.

#### 3.1 Paramètres de simulation

Le profil d'appel de puissance d'un bâtiment varie selon plusieurs facteurs. Dans le but d'évaluer l'impact d'un appareil ThermElect<sup>®</sup> sur la facture d'électricité, les facteurs à l'étude sont : la vocation, la superficie et la localisation. Des simulations pour ces facteurs sont disponibles sur le logiciel Simeb<sup>®</sup>, avec lequel des profils d'appel de puissance horaires peuvent être extraits et intégrés dans la fonction MATLAB<sup>®</sup> développée lors de cette étude.

Les vocations de bâtiment institutionnel et commercial étudiées sont : CHSLD, commerce de détail, établissement d'enseignement, hôtel et immeuble de bureaux. Les superficies simulées sont les mêmes qu'en annexe II de cette étude pour faciliter les comparaisons entre les sources d'énergie utilisées pour le chauffage. L'année de construction des bâtiments simulés est 1980, pour la même raison.

Un appareil de stockage thermique ThermElect<sup>®</sup> couplé à une chaudière électrique n'aurait d'intérêt que dans un bâtiment avec comme source de chauffage principale l'électricité. L'impact d'un appareil de stockage n'est donc étudié ici que pour des bâtiments avec l'électricité comme source principale de chauffage.

Pour évaluer l'impact du climat sur les économies annuelles, deux localisations sont simulées: Montréal et Sept-Îles. Selon l'ASHRAE, Sept-Îles compte 6252 degrés-jours de chauffage (à 18,3 °C) et 37 degrés-heures de climatisation (à 23,3 °C), alors que Montréal compte 4428 degrés-jours de chauffage (à 18,3 °C) et 1748 degrés-heures de climatisation (à 23,3 °C). Une différence intéressante pourrait se faire remarquer sur les économies annuelles avec stockage thermique entre les deux régions.

### **3.2 Paramètres économiques**

On peut penser que plus on installe d'appareils, plus on économise sur la facture mensuelle. Un problème apparaît surtout au niveau économique. Il est donc nécessaire d'évaluer l'impact du nombre et modèle d'appareils sur la facture d'électricité en fonction d'une limite d'investissement. Le prix des appareils est fixé à 11 000 \$ pour un appareil de 53 kW et 15 000 \$ pour un appareil de 80 kW. Ajoutons l'installation à 15 000 \$ pour chaque appareil, qui inclut le transport, le béton de propreté, la connexion au réseau de fluide caloporteur, le contrôle et la mise en route.

Les simulations ont pour objectif un retour sur investissement simple (RSIS) de 5 ans, cherchant l'arrangement le plus près de ces 5 ans (donc donnant la meilleure économie

annuelle) et ayant le moins d'appareils possible. Par exemple, trois appareils de 53 kW offrant un RSIS de 4,7 et deux appareils de 80 kW offrant un RSIS de 4,6 ans. Deux appareils demandent moins de surface de plancher que 3, alors la seconde option est recommandée. La configuration d'appareils installés dépend en majeure partie du profil d'appel de puissance. Les résultats de simulations pour tous les types de bâtiments étudiés suivent, ainsi qu'une recommandation pour l'installation de tels appareils.

### 3.3 Résultats de simulations

Trente simulations de bâtiments archétypes ont été réalisées à l'aide de Simeb<sup>®</sup>. Les profils d'appel de puissance total et de chauffage de chaque simulation ont été analysés à l'aide de la fonction MATLAB<sup>®</sup> développée. Les résultats ont été tabulés et divisés selon la vocation des archétypes. Le tableau 3.1 présente les résultats des immeubles de bureaux.

Tableau 3.1 Résultats de simulation d'archétypes de bureaux

<b>Superficie (pi<sup>2</sup>)</b>	<b>Localisation</b>	<b>Système de stockage</b>	<b>Économies annuelles</b>	<b>RSIS (années)</b>
200 000	Montréal	3x80 kW	18 707 \$	4,8
300 000	Montréal	3x80 kW	22 011 \$	4,1
400 000	Montréal	3x80 kW	23 448 \$	3,8
200 000	Sept-Îles	3x80 kW	19 850 \$	4,5
300 000	Sept-Îles	3x80 kW	22 561 \$	4,0
400 000	Sept-Îles	3x80 kW	24 356 \$	3,7

Le retour sur investissement simple des immeubles à bureaux ont tous réussi à passer sous la barre des 5 années. Il a fallu 3 ThermElect<sup>®</sup> de 80 kW pour y arriver. Une amélioration du RSIS est notable avec l'augmentation de la superficie des bâtiments. La localisation donne un avantage mineur à Sept-Îles, alors que la demande de climatisation est plus basse qu'à Montréal en été et que les économies mensuelles estivales pourraient avoir plus d'impact sur la facture annuelle.

Les résultats de simulations de CHSLD sont présentés au tableau 3.2.

Tableau 3.2 Résultats de simulation d'archétypes de CHSLD

<b>Superficie (pi<sup>2</sup>)</b>	<b>Localisation</b>	<b>Système de stockage</b>	<b>Économies annuelles</b>	<b>RSIS (années)</b>
50 000	Montréal	1x53 kW	3 726 \$	7,0
90 000	Montréal	1x80 kW	6 317 \$	4,7
750 000	Montréal	2x53 kW	10 197 \$	5,1
50 000	Sept-Îles	1x80 kW	4 749 \$	6,3
90 000	Sept-Îles	2x80 kW	10 838 \$	5,5
750 000	Sept-Îles	2x53 kW	10 941 \$	4,8

Les CHSLD semblent avoir un profil d'appel de puissance de chauffage moins intéressant pour du stockage thermique que les immeubles à bureaux. Le retour sur investissement simple se trouve tout de même sous les 7 années. Les plus grandes superficies semblent avoir une tendance favorable sur le RSIS. La localisation, quant à elle, ne montre pas d'avantage clair. La capacité de stockage nécessaire est plus grande à Sept-Îles qu'à Montréal, tout comme les économies annuelles.

Le tableau 3.3 montre les résultats de commerces de détails archétypes simulés.

Tableau 3.3 Résultats de simulation d'archétypes de commerces de détail

<b>Superficie (pi<sup>2</sup>)</b>	<b>Localisation</b>	<b>Système de stockage</b>	<b>Économies annuelles</b>	<b>RSIS (années)</b>
50 000	Montréal	2x80 kW	10 721 \$	5,6
100 000	Montréal	2x80 kW	15 115 \$	4,0
150 000	Montréal	2x80 kW	15 366 \$	3,9
50 000	Sept-Îles	2x80 kW	14 006 \$	4,3
100 000	Sept-Îles	2x80 kW	19 789 \$	3,0
150 000	Sept-Îles	2x80 kW	20 026 \$	3,0

Les commerces de détails réagissent bien au stockage thermique. Le profil d'appel de puissance y est intéressant, considérant qu'un système de contrôle peut diminuer la température ambiante en période hors-occupation (la nuit), où la demande de chauffage est normalement la plus élevée. Dans tous les cas, 2 appareils de 80 kW ont affichés les meilleurs retours sur investissement simples. La superficie grandissante donnant un avantage sur le retour sur investissement simple. La localisation donne un avantage clair à Sept-Îles sur Montréal, autant sur les économies annuelles que sur le RSIS.

Les résultats d'établissement d'enseignement sont présentés au tableau 3.4.

Tableau 3.4 Résultats de simulation d'archétypes d'établissement d'enseignement

<b>Superficie (pi<sup>2</sup>)</b>	<b>Localisation</b>	<b>Système de stockage</b>	<b>Économies annuelles</b>	<b>RSIS (années)</b>
50 000	Montréal	2x80 kW	17 118 \$	3,5
125 000	Montréal	2x80 kW	14 173 \$	4,2
200 000	Montréal	2x80 kW	13 179 \$	4,6
50 000	Sept-Îles	2x80 kW	5 276 \$	11,4
125 000	Sept-Îles	3x80 kW	23 286 \$	3,9
200 000	Sept-Îles	3x80 kW	16 461 \$	5,5

Tout comme les commerces de détails, les horaires d'occupation des établissements d'enseignement sont propices au stockage thermique. Le retour sur investissement simple d'un établissement à Sept-Îles de 50 000 pi<sup>2</sup> ne concorde pas avec le reste des simulations et devrait être considéré comme une valeur hors-norme. Ni la superficie, ni la localisation ne montre d'avantage sur le RSIS. La localisation à Sept-Îles demande plus d'appareils pour les deux plus grandes superficies simulées.

Les hôtels et motels sont présentés au tableau 3.5.



Tableau 3.5 Résultats de simulation d'archétypes d'hôtels et motels

Superficie (pi <sup>2</sup> )	Localisation	Système de stockage	Économies annuelles	RSIS (années)
500 000	Montréal	3x80 kW	18 488 \$	4,9
1 750 000	Montréal	3x80 kW	25 753 \$	3,5
3 000 000	Montréal	3x80 kW	25 151 \$	3,6
500 000	Sept-Îles	1x80 kW	6 770 \$	4,4
1 750 000	Sept-Îles	3x80 kW	19 304 \$	4,7
3 000 000	Sept-Îles	3x80 kW	23 146 \$	3,9

Les hôtels et motels de grande superficie donnent de bons résultats avec 3 ThermElect<sup>®</sup> de 80 kW. Les retours sur investissement simples de la grande majorité des simulations demeurent sous l'objectif visé de 5 années. Aucun avantage clair n'est donné par la localisation et par la superficie. Ce qui porte à conclure que le profil d'appel de puissance doit être étudié au cas par cas.

Tel que discuté précédemment, un écart existe entre les profils d'appel de puissance des simulations Simeb<sup>®</sup> et ceux enregistrés de bâtiments. Ces résultats sont donc à évaluer avec précaution.

### 3.4 Recommandations sur la dimension du ThermElect<sup>®</sup>

En règle générale, les superficies plus grandes semblent avoir un avantage sur les économies potentielles de bâtiments commerciaux et d'édifices à bureaux. La localisation entre Sept-Îles et Montréal ne montre pas d'avantage décisif à l'un ou l'autre. Ceci peut être causé par le fait que le nombre d'appareils installé pour en arriver à un RSIS le plus près de 5 ans possible est différent d'une localisation à l'autre. Comparer les mêmes arrangements aux deux localisations aurait montré plus de différences que celles montrées dans les tableaux précédents.

L'évaluation de l'impact d'un ThermElect<sup>®</sup> sur l'appel de puissance d'un bâtiment n'est aussi précise que les données périodiques utilisées. Dans la comparaison des résultats de modélisation à l'aide de Simeb<sup>®</sup> et des valeurs enregistrées du Centech du chapitre 2, un écart d'environ 20 % sur les appels maximaux de puissance total de bâtiments institutionnels a été remarqué. Malgré cet écart, un retour sur investissement simple d'environ 5 ans a été possible avec presque tous les bâtiments archétypes simulés, ce qui pourrait donner un écart de  $\pm 1$  an sur le RSIS calculé.

Le ThermElect<sup>®</sup> est un appareil qui offre un avantage économique intéressant dans des conditions hivernales québécoises, pour des bâtiments institutionnels et commerciaux et dans des conditions de tarification offertes par Hydro-Québec pour les clients de moyenne puissance.

## CONCLUSION

Malgré qu'un appareil de stockage de chaleur couplé à une chaudière électrique ne permette pas de réduire la consommation d'énergie d'un bâtiment, il permet tout de même de diminuer les appels de puissance en déplaçant la puissance de chauffage en période hors-pointe. Cette caractéristique rend intéressante, d'un point de vue économique, l'utilisation d'un tel appareil pour les clients de tarif M d'Hydro-Québec qui chauffent leurs bâtiments à partir d'une source électrique.

Le pavillon de l'industrie de l'ÉTS est chauffé à l'aide d'une chaudière électrique. La demande énergétique du bâtiment a été simulée à l'aide d'une fonction développée sur le logiciel MATLAB<sup>®</sup>. Les résultats de la simulation montrent que l'appel de puissance maximal pourrait être diminué en déplaçant la demande en période hors-pointe. Cette diminution d'appel maximal est grandement affectée par le point de consigne qui contrôle le système de chauffage avec l'appareil de stockage. Un retour sur investissement simple de 5 ans est possible pour un appareil ThermElect<sup>®</sup> hydronique de 80 kW, avec un point de consigne fixé à 55 kW, pour des économies annuelles d'environ 6 000 \$.

Comme l'appareil de stockage thermique serait considéré comme un outil de diminution de pointe par un gestionnaire, la consigne de l'appareil de stockage pourrait être modifiée par ce dernier lorsque des pointes d'appel sont prévues. Ce comportement pourrait améliorer ou empirer les résultats. Il serait donc intéressant d'évaluer l'impact d'une logique de contrôle plus complexe qu'un point de consigne fixe de l'appareil sur l'appel de puissance d'un bâtiment.

Le délestage d'appel de puissance en périodes prévisibles de dépassement de point de consigne contribuerait aux économies annuelles. Le fait d'arrêter certains appareils électriques ou de contrôler l'éclairage devrait être considéré comme un outil de diminution de pointe par le gestionnaire du bâtiment.

Le stockage thermique sensible pour le chauffage a été étudié. Des économies sont possibles sur la facture énergétique car la tarification pénalise les pointes d'appels de puissance électriques. Un tel système ne permet toutefois aucune économie d'énergie. Le stockage thermique latent (à changement de phase) peut, quant à lui, offrir des économies d'énergies, dans des applications de chauffages comme de refroidissement. Un bâtiment qui chauffe à l'aide d'énergies fossiles pourrait avoir un appel de puissance maximal en été, dépendant de demande en climatisation. Un tel bâtiment pourrait étudier l'impact de stockage de glace.

## ANNEXE I

### ÉNERGIE ET BÂTIMENTS AU QUÉBEC

L'Office de l'efficacité énergétique du Canada a rendu accessible une base de données sur la consommation énergétique de divers secteurs d'activité. On peut y retrouver des statistiques sur les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels, industriels, les transports et l'agriculture (OEE, 2010).

#### Consommation d'énergie

Dans la base de données de l'OEE, il est possible de constater que plusieurs sources d'énergies sont disponibles pour alimenter les bâtiments au Québec. Le tableau-A I-1 montre la consommation des édifices à vocation institutionnelle et commerciale au Québec en 2008. (OEE, 2010)

Tableau-A I-1 Consommation d'énergie du secteur institutionnel et commercial au Québec par source d'énergie en fonction de l'utilisation en 2008 [PJ]

	Électricité [PJ]	Gaz naturel [PJ]	Mazouts légers [PJ]	Mazouts lourds [PJ]	Autres [PJ]	Combustible total [PJ]
Chauffage	5,4	52,8	15,9	14,7	1,9	90,6
Climatisation	12,9	0,8	0	0	0	13,7
Chauffage de l'eau	0,9	9,4	2,8	2,6	0,3	16
Moteur auxiliaire	30,1	0	0	0	0	30,1
Éclairage	38,4	0	0	0	0	38,4
Équipements auxiliaires	50,6	1,6	0	0	2,1	54,3
Éclairage extérieur	2,2	0	0	0	0	2,2
Total	140,3	64,6	18,7	17,3	4,4	245,2

Les sources d'énergies les plus importantes pour le chauffage des locaux sont, dans l'ordre, le gaz naturel, le mazout et en plus petite proportion, l'électricité. Cette dernière est par

contre la plus importante pour ce qui est de la climatisation des locaux. Le chauffage de l'eau suit la tendance du chauffage des locaux. Le tableau-A I-2 présente les données pour les systèmes de CVCA seulement.

Tableau-A I-2 Proportions de consommation d'énergie pour les systèmes de CVCA du secteur institutionnel et commercial en 2008

	Chauffage	Climatisation	Chauffage de l'eau
Électricité	6%	94%	6%
Gaz naturel	58%	6%	59%
Mazouts légers et kérosène	18%	0%	18%
Mazouts lourds	16%	0%	16%
Autres	2%	0%	2%

Le gaz naturel compte pour plus de la moitié de la consommation énergétique en chauffage des bâtiments institutionnels au Québec. La faible proportion de gaz naturel utilisé en climatisation pourrait être utilisée par des machines frigorifiques par absorption. L'électricité n'est utilisée que marginalement pour ce type de bâtiment.

Le secteur institutionnel et commercial comprend plusieurs vocations de bâtiments tels les soins de santé, l'enseignement, le commerce, l'hébergement et les bureaux. La consommation énergétique selon les sources d'énergies principales et la vocation des bâtiments est présentée dans le Tableau-A I-3.

Tableau-A I-3 Sources d'énergie de bâtiments au Québec en 2008, selon la vocation [PJ]

Total / pour chauffage	Électricité [PJ]	Gaz naturel [PJ]	Mazout [PJ]
Soins de santé et assistance sociale	15.1 / 0.6	7.1 / 5.7	3.9 / 3.3
Services d'enseignement	19.2 / 0.7	8.8 / 7.1	4.8 / 4.1
Commerce (de détail et de gros)	30.7 / 1.2	14.1 / 11.5	7.9 / 6.6
Hébergement et services de restauration	10.8 / 0.4	5.1 / 4.2	2.9 / 2.5
Bureaux	46.8 / 1.8	21.8 / 17.8	12.2 / 10.4

Bien que la proportion de consommation d'électricité représente près de 60% de la consommation totale d'énergie pour toutes ces vocations de bâtiments, seulement 6% de l'électricité consommée est utilisée pour le chauffage des locaux. La consommation de gaz naturel représente environ 60% de la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux. L'huile à chauffage compte pour un peu plus de la moitié de la consommation du gaz naturel, avec 34% de la proportion de l'énergie utilisée pour le chauffage.

Dans le but de fournir un outil comparatif aux gestionnaires de bâtiments, le tableau-A I-4 présente la densité de puissance par unité de surface des édifices à bureaux au Québec.

Tableau-A I-4 Densité de consommation des bureaux du Québec en 2008

Utilisation	GJ/m2	%
Chauffage des locaux	0,56	37%
Climatisation des locaux	0,09	6%
Chauffage de l'eau	0,1	7%
Moteur auxiliaire	0,18	12%
Éclairage	0,23	15%
Équipement auxiliaire	0,35	23%
Utilisation finale totale	1,51	

Le chauffage des locaux occupe 37% de la consommation énergétique totale des bureaux au Québec. Il apparaît pertinent de préciser que le terme équipement auxiliaire comprend les équipements autonomes alimentés directement par une prise électrique tels que les ordinateurs personnels, les photocopieurs, les réfrigérateurs et les lampes de bureau. Il comprend également les équipements, tels les sècheuses et les appareils de cuisson, alimentés au gaz naturel, au propane ou à d'autres sources de carburant. Le terme moteur auxiliaire inclus les dispositifs utilisés pour transformer un courant électrique en énergie mécanique dans le but de fournir un service, tels les pompes, les ventilateurs, les compresseurs et les convoyeurs.

En comparaison avec le secteur institutionnel et commercial, le tableau-A I-5 montre la consommation énergétique du secteur résidentiel au Québec en 2008.



Tableau-A I-5 Consommation d'énergie du secteur résidentiel au Québec en 2008 [PJ]

	Chauffage	Climatisation	Chauffage de l'eau	Éclairage	Total
Électricité	116,4	3,6	28,7	15,6	220,3
Gaz naturel	17,1	0,0	8,0	0,0	25,3
Mazout de chauffage domiciliaire	28,7	0,0	3,0	0,0	31,7
Bois	51,6	0,0	0,5	0,0	52,1
Autre	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9
Tous les types de combustibles	214,7	3,6	40,2	15,6	330,4

L'électricité est la source d'énergie principale pour le chauffage du secteur résidentiel. Le tableau-A I-6 présente les proportions de sources d'énergie consommées par le secteur résidentiel.

Tableau-A I-6 Proportion de consommation d'énergie du secteur résidentiel par source au Québec en 2008

	Proportion
Électricité	54%
Gaz naturel	8%
Mazout de chauffage domiciliaire	13%
Bois	24%
Autre	0%

L'électricité est utilisée à 54% de proportion de l'énergie consommée pour le chauffage résidentiel. En comparaison avec les secteurs d'activités institutionnels et résidentiels, le profil de consommation énergétique du secteur industriel est présenté au tableau-A I-7.

Tableau-A I-7 Consommation d'énergie du secteur industriel au Québec en 2008

Type d'énergie	Consommation [PJ]
Électricité	336,0
Gaz naturel	87,0
Gaz de pétrole liquéfié et liquides de gaz naturel des usines de gaz	4,9
Charbon	21,6
Mazouts lourds	30,0
Carburant diesel, mazouts légers et kérosène	21,7
Combustible total	644,3

La consommation totale d'électricité du secteur industriel est environ 50% plus élevée que le secteur résidentiel et compte pour 52% de la consommation totale d'énergie de ce secteur. Les statistiques de consommation d'énergie pour le chauffage ne sont toutefois pas présentes sur le site de l'Office de l'efficacité énergétique.

### **Appel de puissance maximal**

L'appel de puissance maximal, ou pointe de la demande, peut être définie comme la plus grande demande en énergie sur une période de temps déterminée. L'appel maximal de puissance s'applique à plusieurs sources d'énergie comme l'électricité, le gaz naturel et la vapeur et ce, pour diverses applications. Plusieurs facteurs peuvent influencer l'appel de

puissance maximal comme des périodes de chaud ou de froid extrêmes, la gestion des horaires d'opération de systèmes de CVCA, des procédés industriels et le fonctionnement d'appareils hors de leurs conditions d'opération optimales.

La diminution de l'amplitude de la demande en électricité en hiver a un impact économique autant pour l'utilisateur que le fournisseur d'énergie. La facture du consommateur sera réduite et le fournisseur pourra en exporter davantage, ainsi que limiter les importations en période de grande demande. Les retombées économiques se feront aussi sentir pour la population du Québec en augmentant les redevances d'Hydro-Québec au gouvernement. Hydro-Québec a une puissance installée de 36 671 MW d'électricité alors que la pointe de consommation record de 38 286 MW a été enregistrée le 24 janvier 2011 (Hydro-Québec, 2011c). Ce record était de 37 230 MW le 16 janvier 2009 (Hydro-Québec, 2011a). Il est donc nécessaire d'importer de l'électricité dans des moments critiques, comme des temps très froids.

En observant cette tendance, l'appel de puissance maximal énergétique devrait croître dans les prochaines années en Amérique du Nord et posera des défis aux fournisseurs d'énergie, surtout d'électricité. C'est pourquoi il est intéressant d'étudier des moyens de répartir la demande énergétique à l'extérieur des périodes de grande demande. L'Office de l'efficacité énergétique énumère trois méthodes pour diminuer l'appel de puissance maximal:

- Délester la charge (éteindre les équipements non essentiels);
- Déplacer la charge (modifier l'horaire des opérations);
- Améliorer les processus pour réduire les besoins en énergie électrique.

Du côté des consommateurs d'énergie, quelques moyens pour y arriver sont d'améliorer le contrôle de l'utilisation de l'énergie, améliorer l'efficacité énergétique, produire de l'énergie localement en période de pointe et de stocker l'énergie produite en période hors pointe.

La diminution de l'appel de puissance maximal peut aussi provenir d'incitatifs de la part du fournisseur d'énergie. Des programmes de coût variable de l'électricité, comme « Time-of-

use » (TOU) et « Critical Peak Price » (CPP), se sont montrés efficaces sur la diminution de la pointe tout en ayant un impacte négligeable sur les occupants, surtout si ces derniers ont accès aux informations sur le contrôle et l'utilisation de l'énergie. Les programmes de type « Time-of-use » utilisent différents tarifs à différentes périodes de la journée, alors que les « Critical Peak Price » utilisent des prix très élevés durant des périodes critiques, pour quelques heures les jours d'événements de grand appel de puissance. Une diminution de 30% de la pointe est une attente raisonnable pour le programme CPP et de 5% pour le TOU. (Newsham, 2010)

## Électricité

Le réseau d'Hydro-Québec est le plus fortement sollicité après quelques jours à -25°C entre 7h et 9h et entre 16h et 20h. Comme ces pointes sont à l'extérieur des heures de travail normales, on peut émettre l'hypothèse que la demande résidentielle et le démarrage de systèmes de chauffage seraient responsables des pointes les plus importantes.

Hydro-Québec propose les trois mesures les plus efficaces pour réduire sa consommation aux heures de pointes à ses clients résidentiels :

- réduire l'éclairage à l'essentiel, surtout à l'extérieur;
- limiter l'usage de l'eau chaude et prendre une douche plus courte;
- éviter l'utilisation du lave-vaisselle, de la laveuse et de la sécheuse (Hydro-Québec, 2011a).

Pour le moment, le tarif résidentiel d'Hydro-Québec est fixe. Entre décembre 2008 et avril 2010 (durant 16 mois), Hydro-Québec a mis sur pied un projet de tarification qui varie selon l'heure et la saison à la demande de la Régie de l'énergie. Le projet Heure juste fut offert aux clients résidentiels et agricoles de quatre villes du Québec. Voir Annexe III pour plus de détails. Les résultats de l'analyse ne sont pas disponibles à ce jour.

Le projet Heure Juste étudie les effets d'une tarification variable selon l'horaire et les saisons. De plus, des périodes critiques correspondant à des pointes de la demande chez le fournisseur sont définies au besoin, le client étant avisé à l'avance.

Le tarif d'Hydro-Québec pour les clients de moyenne puissance, comprenant les commerces, institutions et de petites entreprises est nommé tarif M. Ce tarif est basé sur un coût de consommation de 4,46¢/kWh, pour les premiers 210 000 kWh, 3,19¢/kWh pour les suivants et un coût de pointe mensuelle de 13,44\$/kW, sans payer moins de 65% de la pointe hivernale (entre le 1<sup>er</sup> décembre et le 31 mars suivant). La puissance appelée est une moyenne « glissante » de 15 minutes, évaluée à chaque intervalle de 5 minutes. Hydro-Québec compte 13 000 contrats de tarif M. Les projets peuvent être autant en phase de conception que déjà construits. (Hydro-Québec, 2011b) Ce tarif est un incitatif à réduire l'appel de puissance maximal en hiver pour ses clients.

Le prix de l'électricité au Québec est fixé par la Régie de l'énergie qui a pour mission la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Le prix de l'électricité au Québec ne fluctue pas selon les marchés, comme les autres sources d'énergie. L'évolution des prix de cette énergie est donc plus stable que les autres sources.

### **Gaz naturel**

L'intérêt de Gaz Métro d'augmenter l'efficacité énergétique est d'améliorer la compétitivité du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie (Gaz-Métro, 2009). La diminution de la pointe de la demande aurait des répercussions sur le réseau de distribution et le stockage de gaz. Le stockage se fait principalement en période de basse demande, donc hors période de pointe au Québec. Ces réserves doivent pouvoir supporter une bonne partie de la consommation hivernale. Pour Gaz-Métro, diminuer les pointes de demandes permettrait de fournir plus de clients avec les équipements existants.

La figure-A I-1 montre l'évolution des prix du gaz naturel depuis 1989.

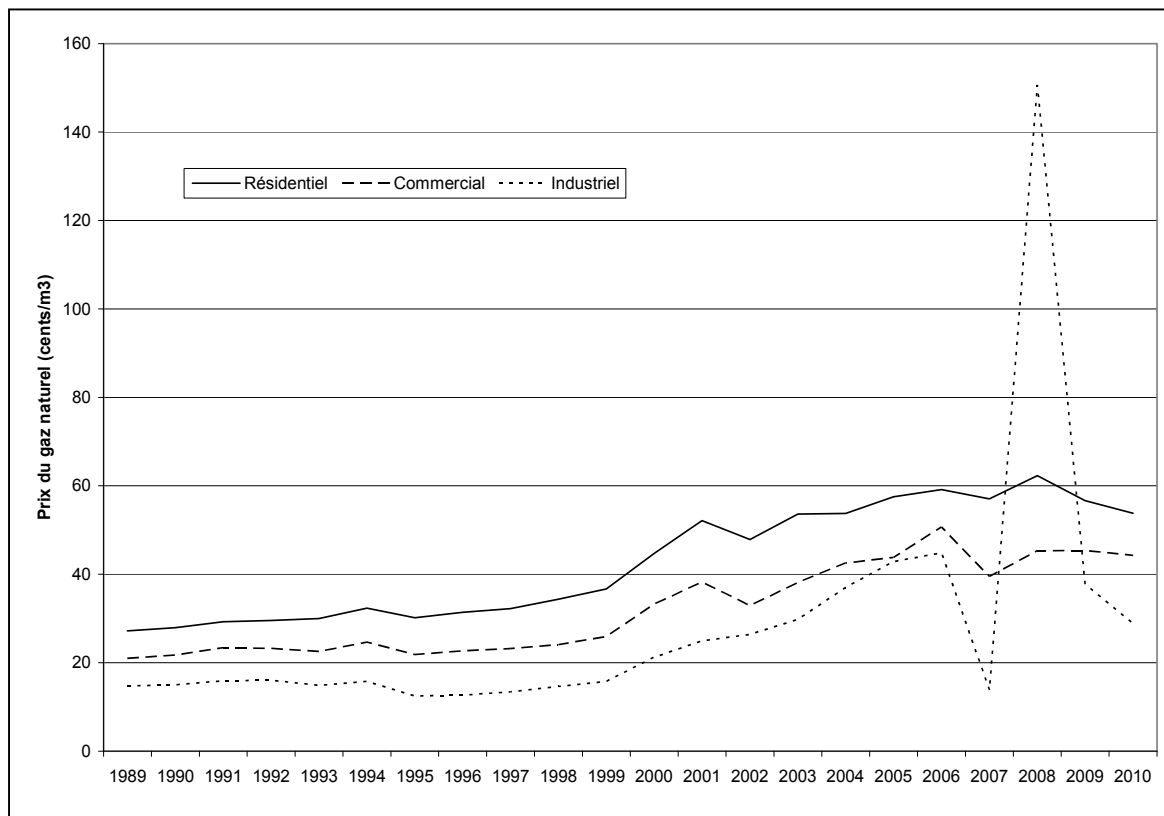


Figure-A I-1 Évolution du prix moyen du gaz naturel au Québec (Statistiques Canada, 2011)

Malgré une diminution du prix du gaz naturel ces dernières années, la tendance est à la hausse depuis 1989. Ressources Naturelles Canada discute que les prix sont faibles comparativement aux normes historiques et que les développements majeurs dans ce secteurs ont trait à la prolifération de projets d'extraction de gaz de shale (Ressources Naturelles Canada, 2010).

## Mazout

Le mazout léger est toujours utilisé au Québec, malgré que sa part du marché est passée de 80% à 10% en vingt ans (ACQM, 2011). Il peut être utilisé en mode conjoint avec l'électricité en mode bi-énergie. Hydro-Québec offre un incitatif pour ce genre d'installation résidentielle, appelé tarif DT : lorsque la température extérieure passe sous le seuil critique de 12°C à 15°C, le fonctionnement du système de chauffage est en mode utilisation de combustible et le tarif d'électricité est élevé. Lorsque la température est au-dessus de ce seuil critique, le tarif bas d'électricité est utilisé. En 2011, le tarif bas est de 4,3¢/kWh et le haut est de 18,32¢/kWh, alors que le tarif D pour clients résidentiels est de 5,39¢/kWh pour les premiers 30 kWh de la journée et de 7,51¢/kWh pour le reste de l'énergie consommée (Hydro-Québec, 2011d). Ce mode tarifaire n'est pas disponible pour les clients institutionnels et commerciaux. Il représente toutefois un incitatif pour réduire les pointes d'appel de puissance par temps froid.

Voici une courbe montrant l'évolution des prix du mazout léger résidentiel, incluant les taxes.

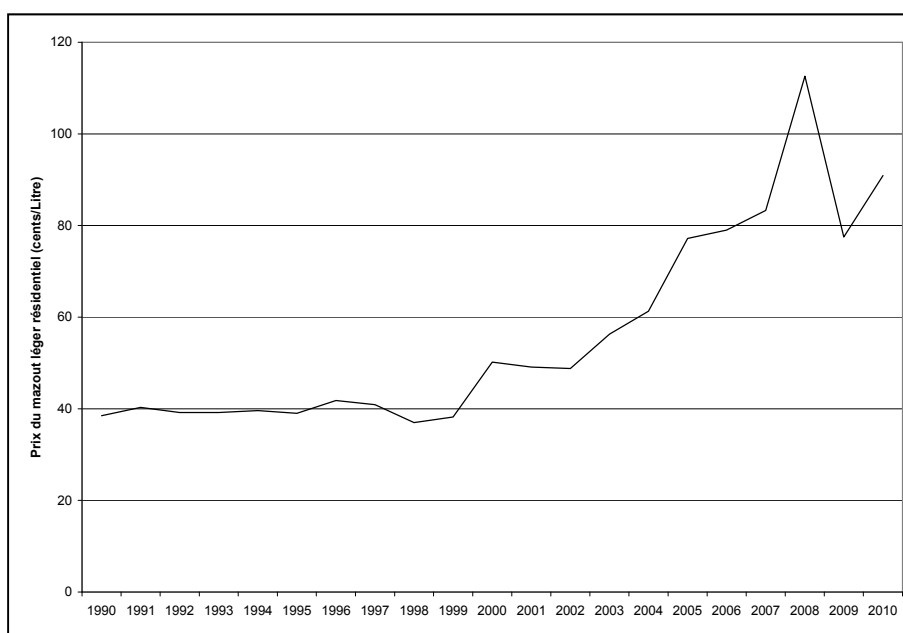


Figure-A I-2 Évolution du prix du mazout léger au Québec (Statistiques Canada, 2011)

Tout comme le gaz naturel, le prix du mazout tend à augmenter avec le temps.

### Prix de l'énergie

Le tableau-A I-8 montre différents tarifs énergétiques qui seront utilisés dans cet ouvrage.

Tableau-A I-8 Prix de l'énergie

<b>Prix de l'électricité</b>			
	Puissance à facturer	13,44 \$	/kW
	Premiers 210 000 kWh	0,0446 \$	/kWh
	Autres kWh	0,0319 \$	/kWh
<b>Prix du gaz naturel</b>			
	Gaz naturel fourni	0,20218 \$	/m <sup>3</sup>
	Gaz de compression	0,00475 \$	/m <sup>3</sup>
	Transport	0,06893 \$	/m <sup>3</sup>
	Équilibrage	0,03059 \$	/m <sup>3</sup>
	Ajustements reliés aux inventaires	0,01070 \$	/m <sup>3</sup>
	Distribution	0,13024 \$	/m <sup>3</sup>
	Total, taxes exclues	0,4474 \$	/m <sup>3</sup>
<b>Prix du mazout léger</b>			
	Transport et taxes inclus	0,9090 \$	/L

La consommation énergétique de plusieurs types de bâtiments sera évaluée à l'aide du logiciel Simeb<sup>®</sup>. Les factures de mazout et gaz naturel, ainsi que l'électricité consommée de ces simulations seront calculées à partir de ces tarifs. L'objectif est d'aider les gestionnaires de bâtiments à comparer leurs installations avec les résultats simulés et ainsi évaluer l'intérêt de stockage thermique sur leurs installations.



## ANNEXE II

### MODÉLISATION DE BÂTIMENTS

Dans le but d'obtenir des données sur la charge de bâtiments au Québec, un logiciel de simulation de bâtiment a été utilisé. Le logiciel Simeb<sup>®</sup> permet de simuler le comportement énergétique de bâtiments commerciaux et institutionnels. La version utilisée est la 2.2.1.578.

Il est possible de générer des modèles des bâtiments « archétypes ». Il s'agit d'une méthode rapide de modélisation qui utilise des paramètres de bâtiment de données du parc immobilier du Québec. Les archétypes sont divisés en cinq vocations :

- CHSLD / Centre d'accueil
- Commerce de détail
- Établissement d'enseignement
- Hôtel / Motel
- Immeuble de bureaux

#### Paramètres

Les paramètres généraux pour la génération d'archétypes incluent la superficie, l'année de construction, la localisation et la source d'énergie principale. Les points de comparaison entre les simulations sont les suivants :

- La superficie (en  $\text{m}^2$ ) des modèles dépendra de la vocation du bâtiment simulé.
- Comme le code du bâtiment évolue avec le temps, trois années de constructions seront étudiées : 1960, 1980 et 2000.
- Les villes de Montréal et de Sept-Îles sont choisies pour leur différence de profil d'appel de puissance. Les degrés-jours de chauffage (HDD 18,3) de Montréal sont de 4428, alors qu'ils sont 6252 pour Sept-Îles. En contrepartie, on ne compte que 8

degrés-jours de climatisation (HDD 18,3) pour Sept-Îles contre 253 pour Montréal (ASHRAE, 2009).

- Les sources d'énergies principales pour le chauffage simulées sont le gaz naturel, le mazout et l'électricité. Simeb<sup>®</sup> calcule la consommation énergétique des bâtiments en m<sup>3</sup> pour le gaz naturel, en litres pour le mazout et l'appel de puissance en kW pour l'électricité, sur une base horaire. Les coûts énergétiques sont basés sur le tableau-A I-8.
- Comme le tarif M limite l'appel de puissance à 65% de l'appel maximal en hiver, il est possible que la facturation se fasse pour un appel de puissance qui n'est pas utilisé, qu'on appelle ici « Pénalité HQ ». Cette pénalité est calculée comme étant la somme des appels de puissance facturés qui n'est pas utilisée en réalité.
- Les données météo sont celles de l'année 2008 pour chacune des localisations.

## CHSLD / Centre d'accueil

Les résultats de simulations d'archétypes de CHSLD sont les suivants :

Tableau-A II-1 Simulation d'archétypes de CHSLD

Superficie	Année	Localisation	Énergie	Pénalité HQ	Coût annuel
50000	1960	Montréal	Gaz	- \$	71 967,88 \$
50000	1980	Montréal	Gaz	- \$	74 815,78 \$
50000	2000	Montréal	Gaz	- \$	74 815,78 \$
50000	2000	Montréal	Électricité	7 070,18 \$	87 290,01 \$
90000	2000	Montréal	Gaz	- \$	126 864,47 \$
90000	2000	Sept-Îles	Électricité	14 918,60 \$	165 840,28 \$
90000	2000	Sept-Îles	Huile	- \$	208 667,39 \$
750000	2000	Montréal	Gaz	- \$	950 714,28 \$
750000	2000	Montréal	Électricité	82 961,17 \$	1 094 384,28 \$
90000	2000	Montréal	Électricité	10 096,09 \$	154 966,15 \$

L'année de construction semble avoir un impact mineur sur ce type de bâtiment. Il y a une pénalité selon le tarif M d'Hydro-Québec pour toutes les simulations avec l'électricité comme chauffage principal. Un bâtiment de 90 000 pi<sup>2</sup> consomme environ 7% plus d'énergie à Sept-Îles qu'à Montréal.

## Commerce de détail

Les simulations d'archétypes de commerces de détails ont données :

Tableau-A II-2 Simulation d'archétypes de commerces de détails

Superficie	Année	Localisation	Énergie	Pénalité HQ	Coût annuel
50000	2000	Montréal	Électricité	- \$	83 430,70 \$
100000	2000	Montréal	Électricité	- \$	158 899,36 \$
150000	2000	Montréal	Électricité	- \$	222 887,96 \$
100000	1960	Montréal	Gaz	- \$	301 470,92 \$
100000	1980	Montréal	Gaz	- \$	247 006,72 \$
100000	2000	Montréal	Gaz	- \$	155 402,50 \$
100000	2000	Sept-Îles	Électricité	3 827,44 \$	154 007,95 \$
100000	2000	Montréal	Huile	- \$	159 100,80 \$

L'année de construction a un impact important sur le coût annuel énergétique. Entre 1960 et 2000, le coût diminue presque de moitié pour un commerce de 100 000 pi<sup>2</sup> à Montréal chauffé principalement au gaz naturel. L'écart entre les factures électriques de Sept-Îles et de Montréal se rapproche à cause de la pénalité du tarif M.

## Établissement d'enseignement

Les établissements d'enseignements simulés donnent :

Tableau-A II-3 Simulation d'archétypes d'établissement d'enseignement

Superficie	Année	Localisation	Énergie	Pénalité HQ	Coût annuel
50000	2000	Montréal	Gaz	848,37 \$	48 101,41 \$
125000	2000	Montréal	Gaz	- \$	165 497,79 \$
200000	2000	Montréal	Gaz	- \$	267 188,63 \$
125000	2000	Montréal	Électricité	39 567,93 \$	254 943,87 \$
50000	2000	Sept-Îles	Huile	653,95 \$	95 138,58 \$
125000	1960	Montréal	Gaz	- \$	155 960,49 \$
125000	1980	Montréal	Gaz	- \$	177 317,39 \$

Les archétypes d'établissements d'enseignement de 50 000 et 125 000 pi<sup>2</sup> ont un appel de puissance bas en été, ce qui n'est pas le cas pour une superficie de 200 000 pi<sup>2</sup>. Un établissement de 50 000 pi<sup>2</sup> à Sept-Îles chauffé au mazout verra sa facture doubler par rapport à un établissement de même taille à Montréal chauffé au gaz naturel, pour la même année de construction.

### Hôtel / Motel

Les résultats de simulation d'hôtels et motels simulés sont :

Tableau-A II-4 Simulation d'archétypes d'hôtels et motels

Superficie	Année	Localisation	Énergie	Pénalité HQ	Coût annuel
500000	2000	Montréal	Gaz	- \$	650 596,25 \$
1750000	2000	Montréal	Gaz	- \$	2 241 033,40 \$
3000000	2000	Montréal	Gaz	- \$	3 199 017,45 \$
1750000	2000	Montréal	Électricité	111 668,43 \$	2 444 237,55 \$
500000	1960	Sept-Îles	Huile	- \$	915 119,05 \$
1750000	1980	Montréal	Gaz	- \$	2 236 351,39 \$
1750000	2000	Montréal	Gaz	- \$	2 241 033,40 \$

Les hôtels archétypes de 500 000 pi<sup>2</sup> sont de 10 étages, ceux de 1 750 000 pi<sup>2</sup> de 18 étages, alors que 3 000 000 pi<sup>2</sup> de 19 étages. Une importante pénalité est calculée pour un archétype chauffé à l'électricité, qui crée un écart entre le gaz naturel et l'électricité.

### Immeuble de bureau

Les immeubles de bureaux simulés donnent :

Tableau-A II-5 Simulation d'archétypes d'immeubles de bureau

<b>Superficie</b>	<b>Année</b>	<b>Localisation</b>	<b>Énergie</b>	<b>Pénalité HQ</b>	<b>Coût annuel</b>
200000	2000	Montréal	Gaz	- \$	256 653,02 \$
300000	2000	Montréal	Gaz	- \$	363 216,42 \$
400000	2000	Montréal	Gaz	- \$	459 544,86 \$
300000	2000	Montréal	Électricité	- \$	381 842,85 \$
200000	2000	Sept-Îles	Huile	- \$	289 629,20 \$
300000	1960	Montréal	Gaz	- \$	413 119,56 \$
300000	1980	Montréal	Gaz	- \$	409 188,69 \$
300000	2000	Montréal	Huile	- \$	410 486,62 \$

Les immeubles de bureaux simulés de 200 000 pi<sup>2</sup> sont de 8 étages, ceux de 300 000 pi<sup>2</sup> de 9 étages, alors que 400 000 pi<sup>2</sup> de 11 étages. L'année de construction de semble pas avoir un grand impact sur la facture annuelle. Aucune pénalité de tarif M n'est calculée pour ce type bâtiment.

L'appel de puissance maximal en hiver est majoritairement dû à la demande de chauffage. Il existe des solutions pour déplacer cet appel de puissance dans une période de moindre impact sur la facture. Le stockage thermique est une de ces et son impact sur la facture énergétique devrait être évaluée.

### ANNEXE III

#### PROJET HEURE JUSTE

Des périodes critiques ont été observées pendant la durée du projet :

Tableau-A III-1 Périodes critiques du projet Heure juste

Date	Heures
Vendredi 26 mars 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Vendredi 12 février 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 10 février 2010	De 7 h à 11 h
Mardi 9 février 2010	De 7 h à 11 h
Vendredi 5 février 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Jeudi 4 février 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 3 février 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mardi 2 février 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Vendredi 29 janvier 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 13 janvier 2010	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Vendredi 18 décembre 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Jeudi 17 décembre 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 16 décembre 2009	De 17 h à 21 h
Vendredi 13 mars 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 4 mars 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mardi 3 mars 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 25 février 2009	De 7 h à 11h
Mardi 24 février 2009	De 7 h à 11h
Vendredi 6 février 2009	De 7 h à 11h
Jeudi 5 février 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 4 février 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Vendredi 23 janvier 2009	De 7 h à 11h
Mardi 20 janvier 2009	De 7 h à 11h
Vendredi 16 janvier 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Jeudi 15 janvier 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Mercredi 14 janvier 2009	De 7 h à 11 h ET de 17 h à 21 h
Lundi 22 décembre 2008	De 17 h à 21h
Vendredi 19 décembre 2008	De 17 h à 21h
Jeudi 11 décembre 2008	De 17 h à 21h

Voici deux tableaux montrant le nombre de périodes critiques selon le mois et le moment de la journée :

Tableau-A III-2 Analyse des périodes critiques du projet Heure juste


Mois	Nb	Période	Nb
Janvier	7	Matin et soir	18
Février	12	Matin	7
Mars	4	Soir	4
Avril	0		
Mai	0		
Juin	0		
Juillet	0		
Août	0		
Septembre	0		
Octobre	0		
Novembre	0		
Décembre	6		

Ces données montrent que les périodes critiques sont surtout durant trois mois l'hiver et peuvent se produire autant le matin que le soir, les jours de semaine. Les données météorologiques enregistrées par Environnement Canada pour les périodes critiques, à Trois-Rivières, montrent une température médiane de  $-18,4^{\circ}\text{C}$ . On peut en conclure que les périodes critiques sont en partie définies par les températures froides.

**ANNEXE IV**

**FEUILLE DE DONNÉES DU THERMELECT**






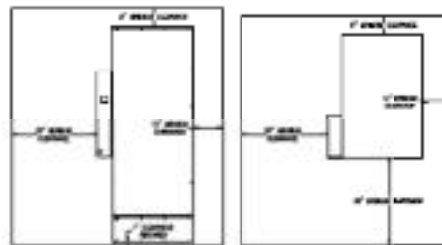
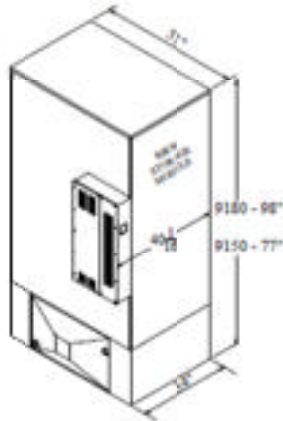
# Technical Data Sheet

## THERM ELECT Hydronic

### Electric Thermal Storage Heating System

Models 9150, 9180 

#### Clearances and Dimensions



#### Storage Module (53kW and 80kW)

- Back = 8 inches
- Bottom = 1 inch (from combustible material)
- Right Side = 12 inches
- Top = 8 inches (from combustible material)
- Left Side & Front = 36 inches (for ease in servicing)

Adhere to clearances and provide appropriate ventilation to maintain no greater than 85°F air temperature in area where unit is installed.



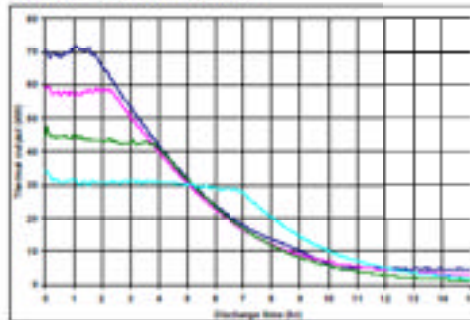
Some electrical codes may require a greater front clearance depending on operating voltages and other factors.

#### Placement

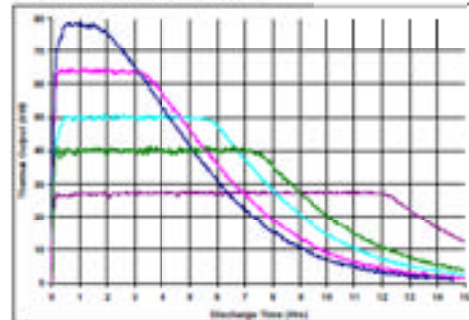
The minimum area required for the installation of the system is 100 square feet per unit. This area must remain free of debris and room air should be maintained at less than 85° Fahrenheit / 29° Celsius. It is the responsibility of the installer and system designer to provide appropriate ventilation to control temperature in area where unit is placed.

#### Load Profile Graphs

MODEL 9150  
(53kW Storage Module)



MODEL 9180  
(80kW Storage Module)



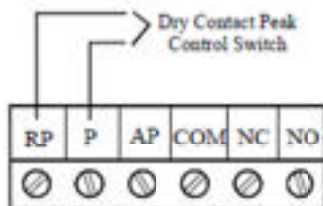
## Load Management

The ThermElect is a commercial Electric Thermal Storage (ETS) heating system. It uses Demand Free, Off-Peak electricity to provide a low cost heating solution for commercial, industrial, and large residential applications. ETS equipment is designed to store electricity, as heat, during hours when energy costs are lower and kW demand charges are not incurred. The ThermElect's thermal mass consists of a high-density ceramic brick capable of vast heat storage.

The ThermElect system is designed to operate under any one of three load control strategies.

1. **On-Peak/Off-Peak Signal:** ThermElect responds to external load control device (contact closure) and charges during off-peak periods. Auxillary contact is provided on the ThermElect for controlling external loads. If using the optional Steffes Power Line Carrier Transmitter (208/240V systems only) or Steffes Time Clock Module for peak control, the direct wiring shown here is not necessary.
2. **4-20 Milli-Amp (1-5 Volt DC):** ThermElect responds to external load management device and monitors energy usage so as not to exceed the maximum allowable rate of consumption (kW).
3. **Pulse Monitoring:** ThermElect monitors pulse inputs from the power company's electric meter and proportionally charges when demand free power is available. Optional load management control modules (Order Item #1908410) are available for control of up to 16 external loads.

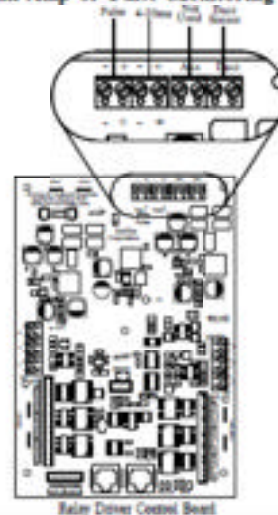
### Utility On-Peak/Off-Peak Connections



### Terminal Block Code Designations

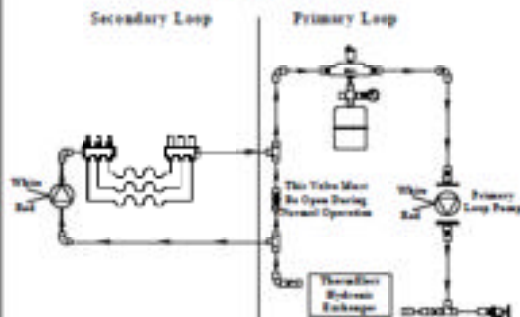
- RP = Peak Control Input Common
- P = Peak Control Input
- AP = Anticipated Peak (Pre-Peak) Control Input
- COM = Peak Control Output Common
- NC = Peak Control Output (Normally-Closed)
- NO = Peak Control Output (Normally-Open)

### 4-20 Milli-Amp or Pulse Monitoring Connections

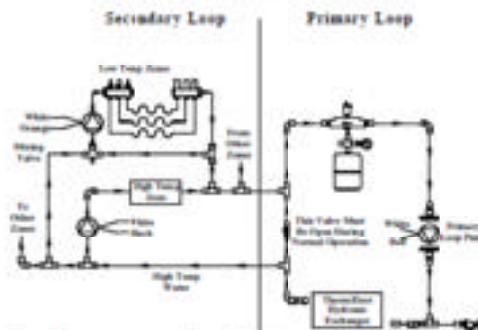


## Typical System Plumbing

### Single Temperature Zone



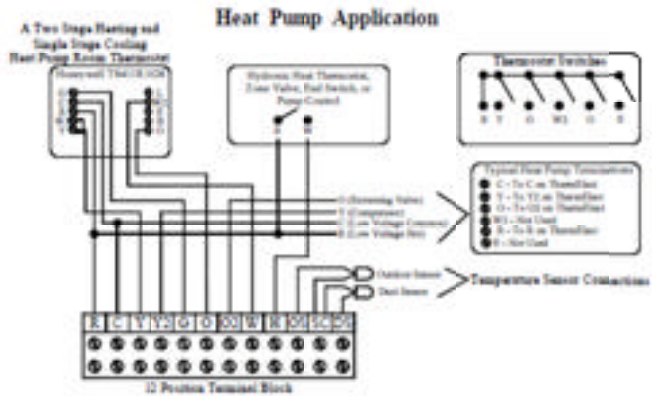
### Multiple Temperature Zones



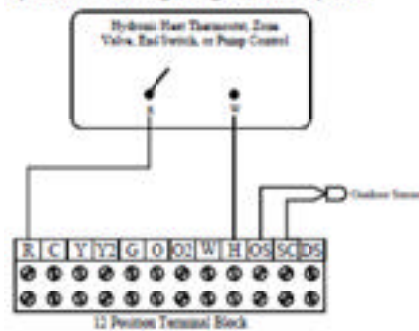
NOTE: There are many additional ways to connect plumbing and regulate temperature from the primary loop onward.

### Low Voltage Wall Thermostat, Sensor, and Compressor Connections

- 24 VAC wall thermostat must be used.
- A digital wall thermostat is recommended for use with ThermoElect Systems. If utilizing a mechanical wall thermostat, it may be necessary to add a load resistor (250 ohm, 5 watt) due to the low current draw (.01 amps) on the heat call input circuit.
- In heat pump applications, the Honeywell brand thermostat is recommended and shown in the wiring schematic.
- An outdoor temperature sensor is included with the system to provide outdoor temperatures for automatic charge control (regulation of stored heat).



### Hydronic Heating Single Zone System



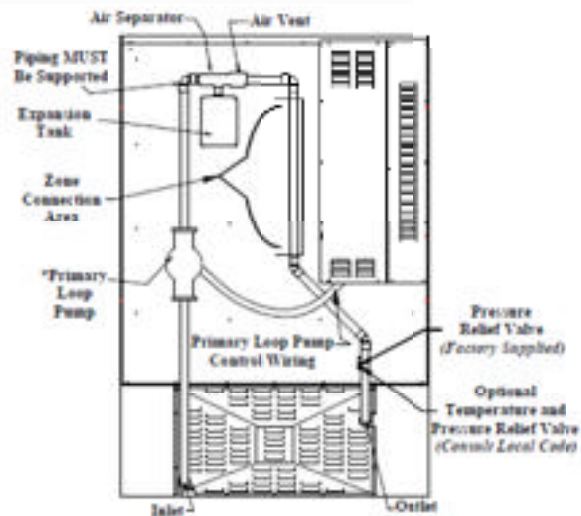
### Terminal Block Code Designations

- R = Low Voltage Hot
- C = Low Voltage Common
- Y = Compressor/Stage 1 Heat Call
- Y2 = Compressor Output
- G = Fan Call
- O = Reversing Valve Input
- O2 = Reversing Valve Output
- W = Stage 2 Heat Call
- H = Hydronic Heat
- OS = Outdoor Temperature Sensor
- SC = Outdoor Temperature Sensor Common
- DS = Duct Temperature Sensor

### Primary Water Loop Plumbing

The ThermoElect Hydronic System must be plumbed with a primary water loop consisting of a minimum of 12' of 1.25" pipe and its own circulator pump. The primary loop serves to regulate heat transfer from the unit's heat exchanger.

Primary loop must be powered by ThermoElect control system as shown in figure on the right.





**Specifications****MODEL 9150 (53kW Storage Module)**

Input Voltage	240	120/208	120/240	277/480	347/600
Phase	1	3	3	3	3
Number of Wires	2	3	3	4	4
Charging Input (kW)	53.3	48.0	53.3	50.4	53.3
Elements - Quantity	12	12	12	12	12
Elements - Watts Each	4,444	4,000	4,444	4,200	4,444
Amps - Core Charging	222.20	133.39	128.44	60.65	51.23
Max. Pump & Blower Load (AMPS) <i>Tentative</i>	4.6	4.6	4.5	2.3	1.9
Minimum Circuit Ampacity	283.50	172.49	166.50	78.69	66.41
Blowers/System Control Voltage*	240V/208V				
Storage Capacity - kWh	320				
Storage Capacity - BTU	1,091,340				
Pipe Size (Inlet/Outlet)	1 1/2"				
Required Primary Loop	Minimum of 12' of 1 1/2" pipe required in primary loop plumbing				
Output Water Temperature (selection range)	50°F to 185°F				
Maximum Working Pressure	60 PSIG				
Minimum Flow Rate (Primary Loop)	1 GPM per 10,000 BTU of required output at 20°F Temperature Rise (30 GPM maximum)				
Internal Pressure Drop (crossing 50% glycol mix)	.7 ft @ 15 GPM 1.2 ft @ 20 GPM		1.8 ft @ 25 GPM 2.5 ft @ 30 GPM		
Approximate Heater Module Weight (lbs)	900				
Approximate Insulation Block / Elements / Other Weight (lbs)	330				
Approximate Brick Weight (lbs)	3,440				
Number of Brick	192				
Approximate Installed Weight (lbs) **	4,670				

**MODEL 9180 (80kW Storage Module)**

Input Voltage	240	120/208	120/240	277/480	347/600
Phase	1	3	3	3	3
Number of Wires	2	3	3	4	4
Charging Input (kW)	80.0	72.0	80.0	75.6	80.0
Elements - Quantity	18	18	18	18	18
Elements - Watts Each	4,444	4,000	4,444	4,200	4,444
Amps - Core Charging	333.30	200.09	192.66	90.97	76.84
Max. Pump & Blower Load (AMPS) <i>Tentative</i>	4.6	4.6	4.6	2.3	1.9
Minimum Circuit Ampacity	422.38	255.86	246.57	116.59	98.43
Blowers/System Control Voltage*	240V/208V				
Storage Capacity - kWh	480				
Storage Capacity - BTU	1,637,760				
Pipe Size (Inlet/Outlet)	1 1/2"				
Required Primary Loop	Minimum of 12' of 1 1/2" pipe required in primary loop plumbing				
Output Water Temperature (selection range)	50°F to 185°F				
Maximum Working Pressure	60 PSIG				
Minimum Flow Rate (Primary Loop)	1 GPM per 10,000 BTU of required output at 20°F Temperature Rise (30 GPM maximum)				
Internal Pressure Drop (crossing 50% glycol mix)	.7 ft @ 15 GPM 1.2 ft @ 20 GPM		1.8 ft @ 25 GPM 2.5 ft @ 30 GPM		
Approximate Heater Module Weight (lbs)	970				
Approximate Insulation Block / Elements / Other Weight (lbs)	400				
Approximate Brick Weight (lbs)	5,160				
Number of Brick	288				
Approximate Installed Weight (lbs) **	6,330				

\* Supply via stepdown transformer - field installed.

\*\* Add approximately 500 lbs to arrive at shipping weight.

Steffes Corporation • 3050 Hwy 22 North • Dickinson, ND 58601-9413 • 833-783-3337

**ANNEXE V**

**THERMAL ENERGY STORAGE BELOW HOUSE BASEMENT**

## Thermal Storage Below House Basement

Patrick Belzile<sup>1</sup>, Stanislaw Kajl<sup>2</sup>, Daniel Rousse<sup>3</sup>, Louis Lamarche<sup>4</sup>, Yvan Dutil<sup>5</sup>

École de technologie supérieure, Montréal, Québec, Canada,

e-mail: <sup>1</sup>[patrick@t3e.info](mailto:patrick@t3e.info) <sup>2</sup>[stanislaw.kajl@etsmtl.ca](mailto:stanislaw.kajl@etsmtl.ca) <sup>3</sup>[daniel@t3e.info](mailto:daniel@t3e.info) <sup>4</sup>[loUIS.lamarche@etsmtl.ca](mailto:loUIS.lamarche@etsmtl.ca)  
<sup>5</sup>[yvan@t3e.info](mailto:yvan@t3e.info)

### 1. Introduction

The IEA Heat Pump Center Newsletter, Energy Efficient Buildings: Heating and Cooling Technology Roadmap indicates that heat pumps used in conjunction with thermal energy storage could result in energy savings (Taylor, 2011). In cold climates, technology limits render air-to-air heat pumps not economically operable all year long. A common residential heat pump "heating mode" outside temperature limit is about -10 °C, while January's mean temperature is -9.5 °C in Montreal, with a 7 °C daily standard deviation (ASHRAE, 2009). The heat pump is inoperable economically about 10 % of the year, or 15% of the heating season, when it is most required.

Generally speaking, thermal storage does not save energy. It shifts peak demand to another period. But coupling heat pumps to thermal storage could make a heat pump more efficient compared to exchanging heat with ambient air and could also make it operable all year, thus saving energy. This is the rationale behind ground sources heat pumps. However, a water filled tank buried under a building below frost level could serve as a thermal storage. This paper describes a method for simulating thermal loads of a residential building and evaluates the impact and interest of a buried water tank as a storage medium connected to a heat pump and solar collectors in Montreal, Canada.

This paper first provides basic figures so as to determine the order of magnitude of the reservoir to be considered for storage, and then it describes the residential building to be modeled along with the proposed system. The building is modeled with three different options for HVAC systems: baseboard heating, air-to-air heat pump and water-to air heat pump, with thermal storage. Results are then presented and discussed.

### 2. Basic steady state average calculations

Before any dynamic thermal modeling is carried-out, a basic study has been undertaken to determine the order of magnitude of the volume required for storage. In this calculation average values were taken for all conditions therefore leading to overall energy balances. The amount of energy required to heat a typical residential house in Canada is about 15 000 kWh (Oliver et Groulx, 2012). For a recently built house this figure reduces to 12,000 kWh. Using a heat pump with a COP of 3, the energy required by the heat pump in the latter case would be 8 000 kWh.

Assuming a water temperature of 40°C in a well insulated tank of 100 m<sup>3</sup> at the beginning of the heating season, the energy stored in the reservoir if one cools it down to zero would be 4 800 kWh provided no gain or loss from the boundaries. Therefore, the reservoir would freeze without incoming energy during the fall and winter. An array of 5 solar panels of 2.97 m<sup>2</sup>, tilted at 60 ° in Montreal, is supposed to be used to provide energy between the beginning of October and May. During this period, it would receive about 700 kWh m<sup>-2</sup>. With a conversion efficiency of 35%, this would lead to a maximum heat recovery of about 3,700 kWh.

Finally, during the fall, with insulated vertical surfaces, the losses to the ground – with  $U = 2 \text{ W m}^{-2}\text{K}^{-1}$  – could roughly be assumed, by use of an average temperature difference between 40 °C

and 10 °C, for a surface area of about 67 m<sup>2</sup>, to reach an order of about 1,000kWh. During winter, it is assumed, for the purpose of dimensioning, that the temperature difference is close to 5°C. Furthermore, if phase change can be tolerated up to 50% in the 100 m<sup>3</sup> reservoir, the amount of latent energy that can be further extracted is about 4,800 kWh. Thus, this suggests that an insulated buried water reservoir of 100 m<sup>3</sup> could be large enough to cover the heating requirements of a recent residential building in Montréal, if coupled to a heat pump and 5 solar panels.

### 3. Residential Building Model

Evaluating buildings energy consumption through computer simulation is evolving rapidly. A novel approach uses Google SketchUp 3D® (Google, 2011) and free TRNSYS3D plugin (Transsolar, 2011) to define geometry and components of a building, such as exterior and interior walls, roof, ceilings, floors, windows, etc. This plugin models multi-zone building and exports radiation and geometry models to TRNSYS Simulation Studio (TRNSYS, 2011). Modeling of the building by using the TRNSYS3D plugin defines multiple zones. In this case, the basement was modeled in two different zones: one below ground and the other above ground. The rest of the building consists of a first floor and an attic. Fenestration is added to generated surfaces. Each generated surfaces types is defined as exterior wall, ceiling adjacent, roof, etc. The modeled building is a single-family home is located in Montreal, Quebec, Canada. Its footprint is 7.5 m by 9 m, the longer side oriented on the East-West axis. The basement and ground floor are both 3 m high and the inhabited attic is 5 m high at its gable. Windows are located all around the building, as shown in figure 1.

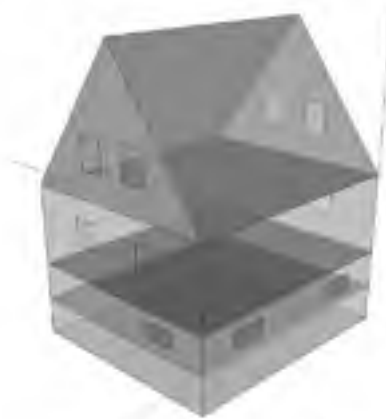


Figure 1: Google Sketchup 3D Model

The following step implies TRNSYS Simulation Studio to generate building files from TRNSYS3D, to be used in TRNBUILD (TRNSYS, 2011). This last application is used to define the materials and thermal performances of the building components, as well as HVAC systems to be simulated. TRNSYS Simulation Studio Multi-zone component (Type 56) is coupled to HVAC and energy related numerical models such as: heat pumps, thermal storage, solar collectors and ground coupling. Each component is defined using TRNBUILD module. The thermal resistance of the components such as external walls, windows, roof, mechanical equipment including ventilation, heating and air conditioning, as well as air infiltration and schedules of occupation are defined in TRNBUILD, as shown in table 1.



Table 1. Components description

Component	Description	R-value [m <sup>2</sup> KW <sup>-1</sup> ]
Exterior wall	Fiberglass, 200 mm	5.3
Ceiling	Fiberglass, 270 mm	7.1
Window	Double glazed, 13 mm air	0.3
Concrete wall	Expanded polystyrene, 50 mm	1.8

The natural air infiltration rate of the residential building is set to 0.2 air-change per hour (ach) in accordance with experimental data (CMHC-SCHL, 2011). Ventilation is set at 280 l/s, with 0.2 outside air fraction mixed to the return air to the heat pump, resulting in the minimum value of 0.35 ach per ASHRAE 62.2 standard (ASHRAE, 2010). The heating temperature set point is 21 °C and cooling at 24 °C. The model is then imported within TRNSYS, as a multi-zone building (Type 56). Each surface is described by its azimuth and angle to the horizontal. The information generated by Trnsys3D includes solar zenith and azimuth as well as total and beam solar radiation on each surface modeled. It can also include shading that could be added to Google Sketchup 3D model. TRNSYS is used to simulate interactions between different numerical models. It is possible to use weather data from many locations on the globe and several components of renewable energy systems are available. Figure 2 shows the base model used by all three HVAC configurations.

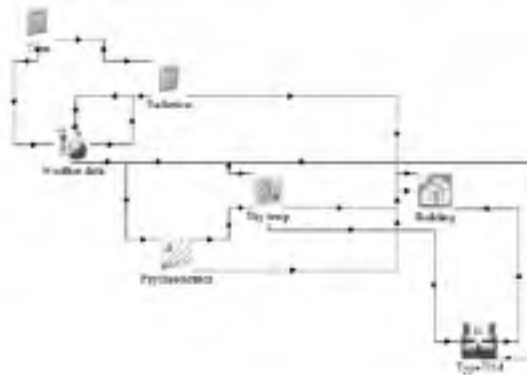


Figure 2: TRNSYS base model

The building is coupled to the ground by Type701d component, which is "Basement Conduction (interfaces with Type56)". It models conductive heat transfer from the basement to the surrounding ground using a 3 dimensional finite difference model. The other components are used to define the environmental conditions.

Three HVAC arrangements were simulated:

- A simple model with baseboard heating and air conditioning devices;
- An air-to-air heat pump;
- A water-to-air heat pump, coupled with a buried water tank and a solar collector.

The main objective of this simulation is to size a buried water tank thermal storage system that would be operational all year long. Humidification and dehumidification are not considered in this model because the latent heat is assumed to be the same in all three HVAC scenarios.



### 3.1 Simple model

The residential building HVAC system was first modeled with a baseboard heating, common in the Quebec province. During summer, air is cooled by a conventional device with an average COP of 3.0. The Ventilation Unit, a Type664 component in TRNSYS, was added to the Multi-zone building model. The air flow parameters are the same as for the other two HVAC scenarios described below. The simulation time step was set to 1 minute after several preliminary tests.

### 3.2 Air-to-air heat pump

In the second model, an air-to-air heat pump replaces the simple ventilation unit simulated previously. The simulation step time was also set to 1 minute. The ambient air temperature in the house is monitored on the first floor zone with Type698 component, which is a "Five-stage Room Thermostat - Multi-Zone Version". A diverter (Type616) is used to split the ventilation flow into each zone. It is set to ensure temperature balances in each zone as much as possible. The performances of the heat pump (Type665) were taken from the examples included in TRNSYS. The cooling COP is between 2 and 3.3, while the heating COP is between 1.3 and 4.2. Two auxiliary heaters are added to the heating system and their set points are zone temperature below 19 °C for first stage and below 17 °C for both stages.

### 3.3 Water-to-air heat pump

In the model of interest, a buried storage tank is coupled to a water-to-air heat pump. Solar collectors are added to the system to raise the tank temperature in an effort to prevent freezing during the heating season. Figure 3 represents the connections between the main components of the water-to-air system.

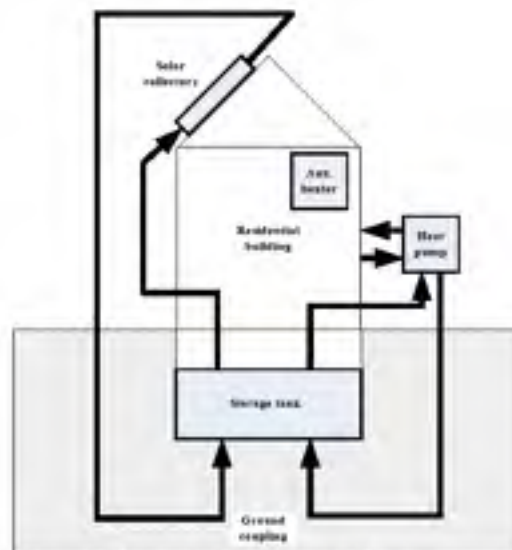


Figure 3: Water-to-air heat pump model diagram

The "Water-To-Air Heat Pump" (Type505b) component has COP between 3.2 and 7.5 for cooling mode, and between 3.6 and 6.2 in heating mode. The auxiliary heaters are controlled the same way as in the air-to-air heat pump model.

A "Flat Bottom Storage Tank" (Type531) component is used to model the thermal storage. The tank has the same footprint as the residential building; its depth is variable for different volumes: 1 m for 67 m<sup>3</sup>, 1.5 m for 100 m<sup>3</sup> and 2 m for 133 m<sup>3</sup>. Its top surface is located 1.5 m below ground, considered to be frost level. The storage tank inlet of the heat pump and the solar

collectors are at the bottom, while the outlets are on top. The heat transfer fluid used for all components is the water contained in the storage tank. No heat exchangers are used between components.

The storage tank component is coupled to “Soil Model for Buried Vertical Cylindrical Storage Tanks” (Type 707b) component. The soil model is cylindrical and the tank model is rectangular, but the soil model uses surfaces and lengths as dimensional parameters for conductivity heat transfer. Thus, the area and perimeter values of the tank were used regardless of the shape of the components. The mass of soil to be used as storage medium is calculated from the distance by which the soil temperature is considered undisturbed. This far-field distance is 10 m on around the tank and 10 m under it. The smallest node size for the finite difference calculations is 0.5 m. The U-value of the concrete tank is set to  $6.9 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$ . The mean surface temperature is set to  $6.9 \text{ }^\circ\text{C}$  and amplitude of surface temperature of  $11 \text{ }^\circ\text{C}$  (ASHRAE, 2009). The walls and floor of the thermal storage are simulated with and without an insulation of R-1.8. The system is schematically presented in figure 4.

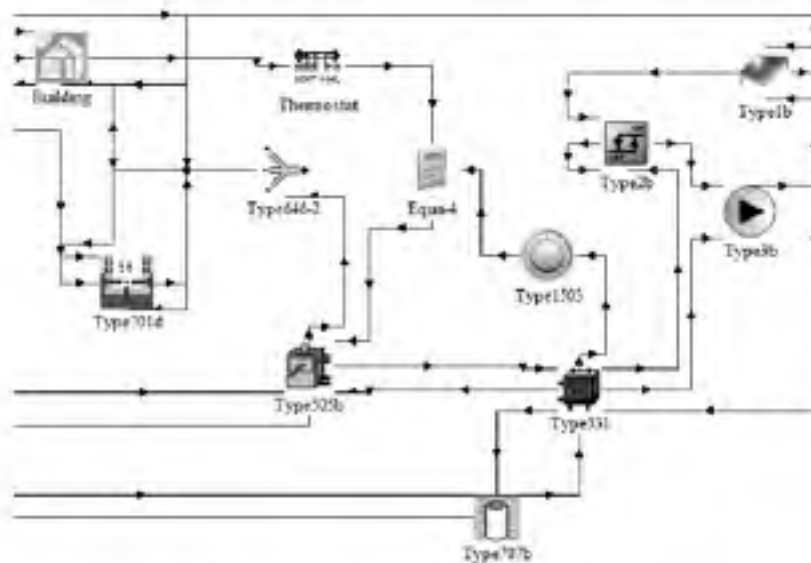


Figure 4: Water-to-air heat pump model in TRNSYS

The initial tank temperature value of the simulation is set to the final tank temperature of a first annual simulation. The surface temperature on top of the storage tank has been set to  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  to ease calculations, even though small oscillations exist in the buried portion of the basement. The top surface has a thermal resistance of R-3.6. The thermal properties of the soil are based on “heavy sand, below water table” with a density of  $1,925 \text{ kg/m}^3$  (Kavanaugh et al., 1997), thermal conductivity of  $2.4 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$  and specific heat of  $2.9 \text{ MJ m}^{-3} \text{ K}^{-1}$  (or  $1.5 \text{ kJ m}^{-3} \text{ K}^{-1}$ ) (Sundberg, 1988). The tank water change per hour induced by the heat pump and the solar collector pump is about 0.01 per hour, taking about 100 hours to change the whole water volume. Considering this relatively low water flow rate compared to the storage volume, the heat transfer mode is assumed purely conductive, without convection. As shown in figure 3, the inlets are located at the bottom of the tank, while the outlets are on top.

The “Solar Collector, Quadratic Efficiency” (Type1b) component is used to warm up the storage tank. It is based on AET Glazed Flat-Plate solar collector, model AE-32E. Its performances are Y-Intercept of 0.655 and a slope of  $-6.37 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ , with an area of  $3 \text{ m}^2$ . The pump flow rate is set to the lowest manufacturer’s recommended flow rate of 0.03 l/s. Two

arrangements of 1 and 5 solar collectors are modeled, coupled in parallel. To avoid frequent start-stop cycling, the collector's pump starts when the temperature difference between the storage tank and the outlet of the collector reaches 10 °C and stops when it is lower than 2 °C. The pump also stops when the outlet temperature reaches 100 °C. The collectors are installed due-South at a 45° angle.

The control strategy of the heat pump is that if air temperature in the house gets below 18 °C, the 1<sup>st</sup> stage auxiliary power is triggered and the heat pump stops. If the temperature of the house drops below 16 °C, the 2<sup>nd</sup> stage auxiliary power is triggered to reinforce the 1<sup>st</sup> stage, and the heat pump is still off. To prevent damaging the pump, a freezing protection system is installed: if the tank temperature reaches 0 °C (Type1503), the heat pump shuts down and the auxiliary power triggers on.

#### 4. Results and discussion

The simple residential model annual energy consumption is 15,800 kWh of heating and 600 kWh of cooling, which would be exchanged by the heat pump with the storage tank. For the water-to-air heat pump model, a total of twelve simulations were executed with: three tank volumes (67 m<sup>3</sup>, 100 m<sup>3</sup> and 133 m<sup>3</sup>), coupled with one and five solar collectors, with and without insulation. Figure 5 presents the tank average temperature profiles for the three tank volumes, insulated, with 5 solar collectors.

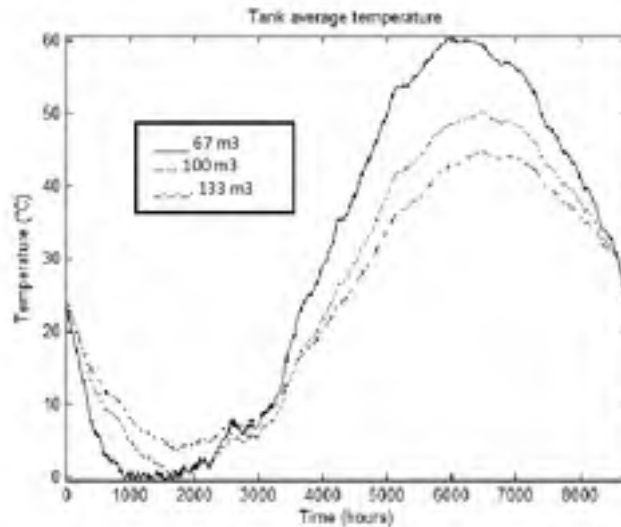


Figure 5: Insulated tank temperature profiles, with 5 solar collectors

The heat pump extracts heat from the storage tank during heating seasons and stores heat during cooling seasons. Obviously, the small tank temperature rises higher than the large one during summer, but also cools down faster during the heating season. The amplitude of temperature variation is also larger for the small tank, freezing in winter and getting close to 60°C during summer. On all simulated arrangements, only the 100 m<sup>3</sup> and 133 m<sup>3</sup> insulated tanks coupled with 5 solar collectors avoided freezing all year long. The freezing protection triggers auxiliary power for all the other arrangements. Table 2 shows auxiliary power consumption for each simulation.



Table 2. Auxiliary power energy consumption (kWh)

Nb. of collectors	Insulated Tank			Uninsulated Tank		
	67 m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	133 m <sup>3</sup>	67 m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	133 m <sup>3</sup>
1	6,700	6,600	6,500	7,300	6,800	6,400
5	1,000	0	0	2,900	1,800	1,200

The electricity consumption to heat the residential building would be larger from auxiliary power than from the heat pump. Considering this, a larger tank volume definitely helps energy savings, so does insulating the tank. Each solar collector injects yearly about 2,700 kWh of thermal energy to the tank, but the increased tank temperature also increases losses to the ground. The heat exchanged with the ground has a negative balance because the mean water temperature is higher than that of the surrounding ground most of the year, as shown in table 3.

Table 3. Heat exchanged with surrounding ground (kWh)

Nb. of collectors	Insulated Tank			Uninsulated Tank		
	67 m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	133 m <sup>3</sup>	67 m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	133 m <sup>3</sup>
1	-100	-50	20	-750	-250	150
5	-1,500	-1,600	-1,700	-4,400	-4,200	-4,100

Three different tendencies can be analyzed from this table. The first involves arrangements of one solar collector, with and without tank insulation. The smaller annual temperature variation of the larger tanks reduces heat losses to the ground, even gaining heat from the ground for the 133 m<sup>3</sup> tanks. The second tendency is for the five solar collectors' arrangements for insulated tanks. The larger tanks are losing more heat to the ground than the small ones. This can be due to the fact that the proportion of surfaces in contact with the ground is more important than the temperature difference. The last tendency is for five solar collectors arrangements with uninsulated tanks. This time, the heat losses decrease with larger tank volumes. Even if the surface is bigger for larger volumes, the temperature difference with the ground is more important for smaller tanks. This behavior cannot be modeled with a simple average energy balance such as that presented in section 2.

For the arrangements with 5 solar collectors, the energy saved by insulating the tanks is more important than the annual energy gain of one solar collector. The energy savings that can be generated with heat pumps and solar collectors are lowered by the electricity required to operate mechanical equipments. Based on Hydro-Quebec's residential rate of 7.5 ¢/kWh, table 4 shows the electricity cost required to keep the building within comfort zone, including energy required from auxiliary power, to operate the heat pump and the solar collector pump:

Table 4. Modeled electricity costs (\$/year)

Nb. of collectors	Insulated Tank			Uninsulated Tank		
	67 m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>	133 m <sup>2</sup>	67 m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>	133 m <sup>2</sup>
1	620 \$	620 \$	610 \$	650 \$	630 \$	610 \$
5	360 \$	320 \$	320 \$	450 \$	400 \$	370 \$

There is virtually no economy between the 100 m<sup>3</sup> and 133 m<sup>3</sup> insulated tanks with 5 solar collectors' arrangements. Using this 100 m<sup>3</sup> tank arrangement, figure 6 compares the heat transferred from the heat pump to the water tank, solar collectors' heat gain and the ground losses.

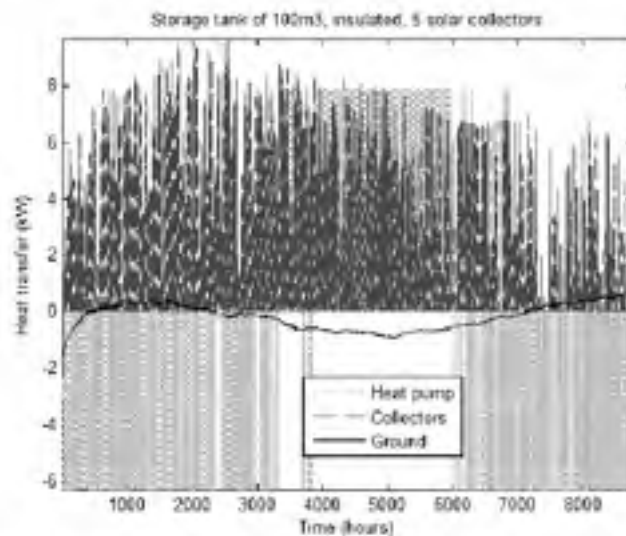


Figure 6; Heat pump, ground and solar collector heat transferred to the storage tank

There is not much heat transferred to the ground in winter because the temperature difference between the ground and the tank is small. In summer it rises, but still stays far below the cooling requirements. The annual energy transferred to the ground is marginal in comparison to the two other factors. The large heat transfer values at the beginning of the simulation can be caused by the fact that the ground temperature profile is based on Kasuda correlation. The initial tank temperature of 25 °C gets in contact with the colder ground temperature, increasing heat transfer. Using custom ground temperature profile would have been more accurate in these conditions. This problem was not as obvious for the systems with one solar collector, since the initial tank temperatures were 0 °C.

A problem with the simulation time step,  $\Delta t$ , was encountered. With  $\Delta t = 1$  hour, the room temperature fell below the auxiliary heaters set point, so the heat pump stopped. The simulation operates as if the compressor runs for the step time period and also stops for the same period of time when the room temperature gets to the set point. This implies that surface heat transfer, infiltrations and fresh air intake happens for 1 hour without heating sources. Lowering to  $\Delta t = 5$  min, the temperature was more even throughout the simulation, but still showed instabilities. The ideal time step would have to be as low as 5 seconds to avoid all instability but  $\Delta t = 1$  min was found to provide similar solutions.

Also, the air-to-air heat pump was based on manufacturer's catalog data supplied with the TRNSYS model. Consequently, the low temperature limit of the model was at  $-5^{\circ}\text{C}$ , rather than  $-10^{\circ}\text{C}$  commonly encountered for Quebec's air-to-air heat pumps. The refrigerant used in the component was not specified, but temperature of  $-5^{\circ}\text{C}$  and below occurs about 1,700 hours per year (20% of the time) and it occurs when heating is mostly required. Moreover, temperatures of  $-10^{\circ}\text{C}$  and below occur about 1,000 hours per year (11% of the time).

The annual energy consumption and electricity cost for sensible heat for the three HVAC options modeled are represented in table 5.

Table 5. Electricity consumption comparison

HVAC option	Annual Consumption (kWh)	Heating/Cooling Electricity Bill (\$/year)
Baseboard and air conditioning device	16,400	1,250 \$
Air-to-air heat pump	13,500	1,150 \$
Water-to-air heat pump with thermal storage and solar collector	3,200	250 \$

The baseboard model showed the most important annual energy consumption. The advantage of a heat pump can be measured by a 2,900 kWh energy economy, but the auxiliary power supplied by the heat pump is of 11,500 kWh with cold temperatures, which is over evaluated because of the previously stated air-to-air heat pump component discrepancy. The water-to-air heat pump system with  $100\text{ m}^3$  of water buried under the residential building and 5 solar collectors showed the best energy consumption, with 13,200 kWh of energy economy compared to baseboard model.

## 5. Conclusions

A residential building located in Montreal, Quebec, Canada has been simulated with :1) a baseboard and air conditioning model; 2) an air-to-air heat pump; and 3) a system composed of a water-to-air heat pump, coupled with a water storage tank buried under the house and solar collectors. For the third system modeled, a freezing protection is added to the control strategy to avoid damaging the circulation pump. No partial freezing was allowed within the reservoir.

To avoid freezing during heating period, the size of the thermal storage was set to  $100\text{ m}^3$ , coupled with five standard size  $1.2\text{m} \times 2.4\text{m}$  solar collectors. The ground coupling showed favorable results with insulation around the tank of R-1.8. The annual energy balance on the storage tank was 9,000 kWh extracted from the heat pump, 10,500 kWh gain from solar collectors 1,500 kWh net lost to the surrounding ground. The sum of heat pump heat transferred to water, solar collectors' useful gain and heat transferred to the ground equals -5 kWh, deemed acceptable.

Even though the annual bill is lower with the water-to-air heat pump system, the use of solar collectors to avoid freezing in the heating period and the size required of the thermal storage would make this option economically. Moreover, certain sanitary considerations should be accounted to avoid proliferation of microorganisms.

## 6. References

ASHRAE. 2009. ASHRAE Handbook - Fundamentals (SI Edition). American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.

ASHRAE. 2010. Ashrae standard 62.2-2010: ventilation and acceptable indoor air quality in low-rise. Ashrae.

CMHC-SCHL. 2011. « How to Get the Ventilation That You Need in Your House ». In Canadian Mortgage and Housing Corporation. < [http://www.cmhc-schl.gc.ca/en/co/maho/yohoyohe/inaiqu/inaiqu\\_009.cfm](http://www.cmhc-schl.gc.ca/en/co/maho/yohoyohe/inaiqu/inaiqu_009.cfm) >.

Google. 2011. Google Sketchup 3D. < <http://sketchup.google.com/intl/en/index.html> >.

Kavanaugh, Stephen P., Kevin D. Rafferty, Refrigerating American Society of Heating et Engineers Air-Conditioning. 1997. Ground-source heat pumps : design of geothermal systems for commercial and institutional buildings. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.

Oliver, D., et D. Groulx. 2012. « Thermo-economic Assessment of End User Value in Home and Community Scale Renewable Energy Systems ». Journal of Renewable and Sustainable Energy, no #RE-110202R (Accepted).

Sundberg, Jan. 1988. Thermal properties of soils and rocks. Göteborg.

Taylor, Peter. 2011. « Foreword ». The International Energy Agency's Technology Roadmaps, Energy Efficient Buildings: Heating and Cooling Systems, vol. 29, no 2, p. 48.

Transsolar. 2011. « TRNSYS3D ».

TRNSYS. 2011. « TRNSYS Simulation Studio ».

## 7. Acknowledgment

Thanks to C.D. Laperle and Hydro LMR for their interest and questions about such system and for the residential building plans.

**ANNEXE VI**

**ELECTRIC THERMAL STORAGE OPTIMIZATION FOR DEMAND SIDE  
MANAGEMENT**



## Electrical thermal storage optimization for demand side management

Patrick Belzile<sup>1</sup>, Stanislaw Kajl<sup>2</sup>, Daniel Rousse<sup>3</sup>, Yvan Dutil<sup>1</sup>

École de technologie supérieure, Montréal, Québec, Canada, e-mail:  
<sup>1</sup>patrick@t3e.info; <sup>2</sup>stanislaw.kajl@etsmtl.ca; <sup>3</sup>daniel@t3e.info; <sup>4</sup>yvan@t3e.info

### 1. Introduction

IEA Demand-Side Management (DSM) program aims at achieving large scale energy efficiency by responding to changes from the demand side of the market. One of the strategies available is load shifting, and can be done by using sensible thermal energy storage. It offers the possibility to shift load to lower peak demand periods (IEA-DSM, 2011).

As the Québec (Canada) climate is considered cold and humid (Gouvernement du Québec, 2012), thermal storage may have an impact on the power demand peaks that occur at this time of the year, especially for a building heated by electricity. Thermal storage equipments are commercially available for institutional and commercial buildings. One of them is the ThermElect<sup>®</sup> (Steffes Corporation, 2011), a central electric thermal storage device. Even though the operating curves are available in the manufacturer's datasheets, its impact on the electricity bill had yet to be evaluated.

A MATLAB<sup>®</sup> function is developed to simulate the impact of ThermElect<sup>®</sup> devices on building electric demand from the digitized manufacturer operating curves. This function uses periodic demand data and an annual fixed set point for the control of electric thermal storage. It optimizes the annual savings based on the set point and different models of ThermElect<sup>®</sup>. The function has been used to assess the best arrangement of ThermElect<sup>®</sup> for a simple payback of 5 years from demand data recorded from a building of the École de technologie supérieure (ÉTS), the Centech.

### 2. Québec's power demand and pricing

Based on data from 1982 to 2006 at the Montréal's Pierre-Elliott Trudeau airport, the average annual temperature is 6.9 °C, with extreme annual dry bulb temperature mean between -26.5 °C and 32.3 °C. There is an average of 4428 heating degree-days at 18.3 °C and 1748 cooling degree-hours at 23.3 °C (ASHRAE, 2009). These weather conditions, and the wide spread use of electric heating, are responsible for large electric power demand in winter.

A financial incentive for peak demand reduction is offered by Hydro-Québec (the Québec government owned utility company). As such, a minimum billing demand of "Rate M" customers is never less than 65% of the maximum peak demand recorded during winter (from December 1 to March 31). Energy consumption price is 4.46 ¢/kWh for the first 210,000 kWh and 3.19 ¢/kWh for the following kWh, combine to a monthly peak demand charge of 13.44 \$/kW. If the monthly peak demand is less than 65% of the winter peak the penalty is applied because the demand cost is determined for 65%.

When recorded data are unavailable, computer simulation can help evaluate a building hourly electric demand. Simeb<sup>®</sup> is a free software available to perform buildings energy simulations. It has been developed by Hydro-Québec and is based on DOE2 engine (Simeb, 2011). Figure 1 shows

building electric demand and heating demand for a typical 9,300 m<sup>2</sup> commercial building, having electricity as its primary heating source.

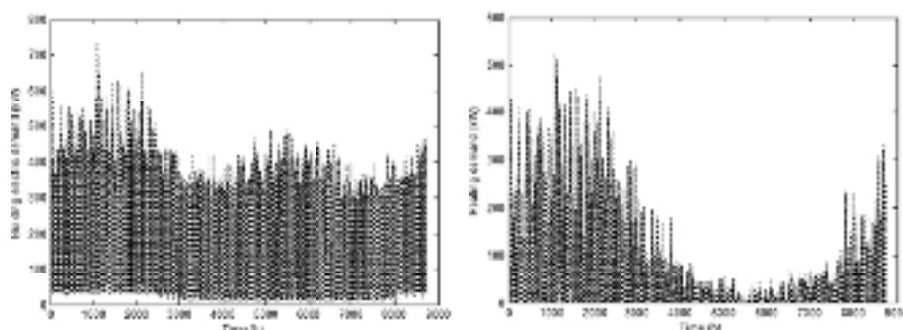


Figure 1. Hourly building electric demand (left) and heating demand (right) profiles

In this simulation, peak demand of the building is around 750 kW, while heating peak demand for the same period is around 525 kW. The highest peaks only occur a few times in the winter and are responsible for paying penalties due to the “Rate M” billing structure. This is where the thermal storage could make a difference.

### 3. Heating system operation

In a building heated by an electric boiler, the heating demand ( $L$ ) is covered by the boiler ( $L_c$ ). Building electric demand ( $P_b$ ) depends directly on this heating demand. By adding an electric thermal storage, a part of the demand ( $L$ ) may be covered by this storage device thermal output ( $L_d$ ). The fraction covered by the thermal storage device is controlled according to a set point ( $T$ ). When heating demand of the building ( $L$ ) is lower than the set point ( $T$ ), the storage system uses the difference between these values for recharging ( $P_r$ ) until the energy accumulated ( $S$ ) reaches its maximum capacity ( $S_{max}$ ). Two scenarios may occur with the heating demand of the building higher ( $L_1$ ) or lower ( $L_2$ ) than at the set point ( $T$ ), then, three scenarios of level of energy accumulated are possible: empty ( $S_1$ ), enough to cover demand ( $S_2$ ) and full capacity ( $S_3$ ). Figure 2 shows the first scenario ( $L_1; S_2$ ) representing the discharge of the storage device. The building heating demand is superior to set point ( $L > T$ ), with energy accumulated enough to cover demand ( $0 < S \leq S_{max}$ ):

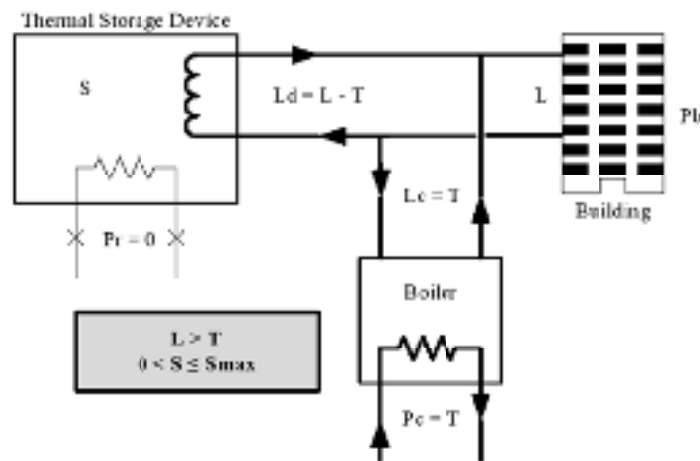


Figure 2. Thermal storage device supplies heat

In this case, storage device discharge heat equal to the difference between the building's heating demand and the set point ( $L_d = L - T$ ). When the building heating demand falls under the set point ( $L_2 < S_2$ ), it is possible to recharge the heat accumulator, as shown in figure 3:

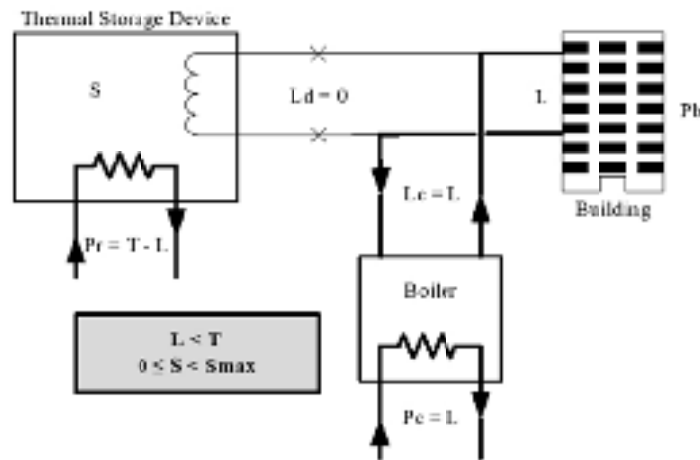


Figure 3. Thermal storage device recharges

The building heating demand covered by the thermal storage device, or thermal output ( $L_d$ ), is disabled because the set point is not exceeded. The recharge of the storage device ( $P_r$ ) is equal to the difference  $T - L$  until the energy accumulated reaches its maximum capacity ( $S_{max}$ ). Two other scenarios could occur: either the building heating load is less than set point while the storage is at maximum capacity ( $L_2 < S_2$ ), or the heating demand exceeds the set point while the storage device is empty ( $L_1 < S_1$ ). Figure 4 shows the operation of the system for these two scenarios.

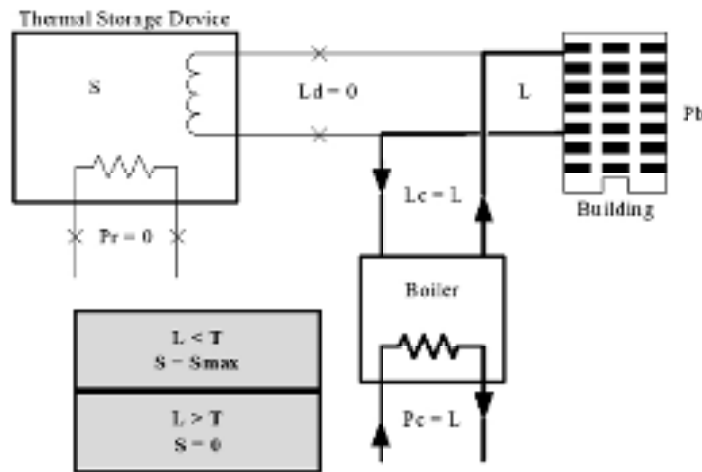


Figure 4. Thermal storage device off

In both scenarios, the boiler covers the whole building heating demand ( $L_c = L$ ), but if the storage device is empty and  $L > T$  an excess of demand beyond the set point will be noted.

#### 4. Set point

In this study, the control strategy considers the set point of thermal storage device ( $T$ ) fixed all year long. This set point is the limit to which the storage device starts or stops. The annual fixed set point is selected to reach the electric bill savings on an annual basis. The figure 5 shows the profile of electric heating demand of the same previous commercial building example (chapter 2) with and without the storage device. The set point in this example is fixed annually to 95 kW:

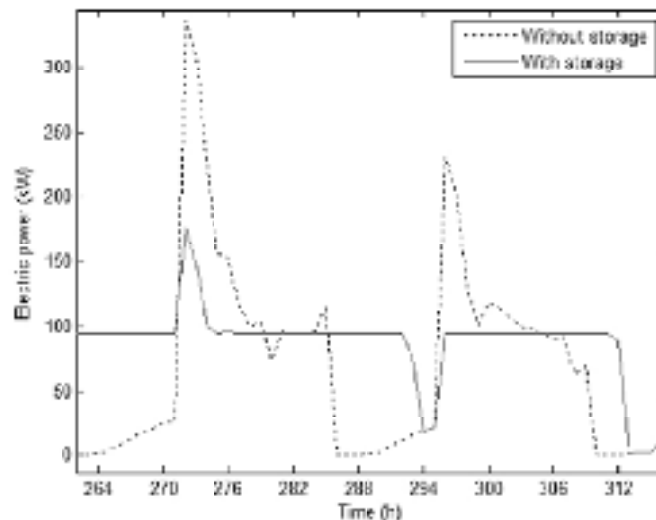


Figure 5. Commercial building electric demand for heating (December 10th to 12th)

In this case, excess of demand beyond the set point occurs in winter. Nevertheless, after exhaustive exploration of the possible values, it is yet at this level that the annual electric bill savings are the best in the simulated conditions.

### 5. The ThermElect® storage device

The ThermElect® is a central electric thermal storage that stores sensible heat in refractory materials with high thermal capacity. Hydro-Québec participated in its development (Hydro-Québec, 2010). Electrical elements are inserted in a mass of brick. A flow of air is heated passing through these bricks. In a hydronic system, an air-to-water heat exchanger is installed to provide heat to the building heating water loop. Figure 6 shows a diagram of a ThermElect® hydronic operation:

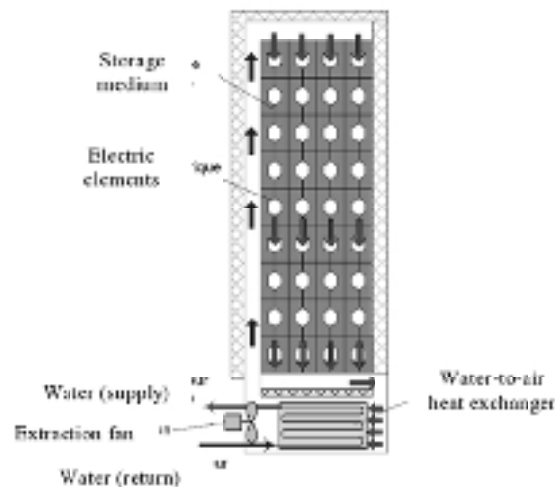


Figure 6. Adapted from ThermElect® diagram (Moreau, 2010)

The storage device consists of brick heated to a maximum temperature of 900 °C by electrical elements (Moreau, 2010). Figure 7 shows the thermal output of storage device (model of 80 kW) during its discharge under different heating demand represented by the curves 80, 65, 50, 40 and 27 kW.

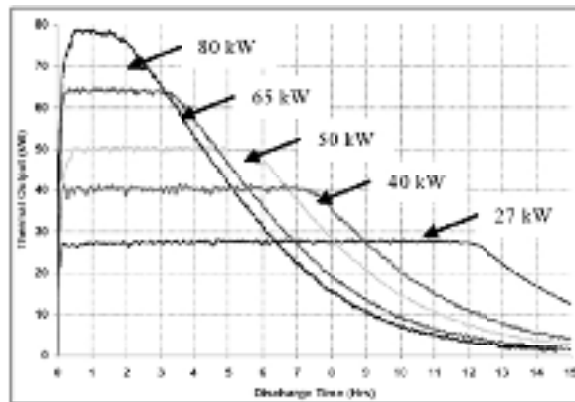


Figure 7. Supplied heating load, ThemElect® 80 kW (Steffes Corporation, 2011)

The storage device can only cover the heating demand requested by the HVAC controls for a few hours. Its internal temperature decreases with time, which causes a lack of thermal output. After 6 hours of discharge period at 80 kW of constant heating demand requested by the control system (80 kW curve), only 30 kW of this heating demand can be covered by it. This limit in thermal output implies that the storage device should be used as an auxiliary heating system and not as the primary heating system in a large building.

Two models are available for the 9100 series: 53 kW and 80 kW. These specified power values are close to the recharge power of each model, the thermal output, however, is variable. Without a deep knowledge of the device components, it is difficult to develop a numerical model that would simulate precisely the devices behavior, and thus, the impact it could have on the building electric demand. For this reason, a method to digitize the performances curves of the storage device is proposed based on empirical curves provided by the manufacturer of the device.

### 5.1 Digitizing the ThemElect® performances

As shown in figure 7, thermal output of storage device depends on the level of energy accumulated in it. The empirical performance curves supplied by the manufacturer were superimposed to tabulated values in Excel®, for every hour of discharge period of the device. These tabulated values are used to evaluate the fraction of the heating demand that the unit can cover. Two data are required at each step of the simulation to evaluate this fraction of the heating demand: the heating demand requested from the control system ( $L_d$ ) and the amount of energy accumulated in the device ( $S$ ).

This fraction of heating demand can be evaluated in three steps, represented in figure 8:

Step 1: A vector of accumulated thermal energy is generated from the interpolation of the rows of accumulated thermal energy corresponding to the initial thermal output curve (at hour zero, or  $S_{max}$ ).

Step 2: The position of the value of accumulated thermal energy is found between two values on this vector from step 1.

Step 3: The position of the value of accumulated thermal energy is then returned on the actual maximum thermal output vector by interpolation which is used to find the fraction of heating demand that can be covered by the device.

## 6. Real case application

The developed MATLAB<sup>®</sup> function and control strategy presented in the previous chapters are used in a real case of Centech building. The Centech is a building owned by the École de technologie supérieure (ÉTS) located in Montréal, Québec (Canada). It is heated with an electric boiler and electric coils installed in air supply boxes. The building is well instrumented and the building electric demand ( $P_b$ ) is recorded every 5 minutes.

The objective of the simulation is to help choose an arrangement of devices and to find the set point of thermal storage device ( $T$ ). In this analysis, simulation assesses the impact of storage devices of 53 kW and 80 kW on heating and building electric demand profile. The arrangements of devices to be compared are: (1) one of 53 kW, (2) one of 80 kW, (3) two of 53 kW, (4) two of 80 kW and (5) three of 80 kW. For each of these arrangements, an optimal fixed set point ( $T$ ) providing the best annual electric bill savings is determined.

The best set point ( $T$ ) is found by iterating set points values from a low limit to a high limit. The increment of set points can be of any value, the smallest increment giving more precise results, but also lengthen simulation duration.

Simple return on investment (simple ROI) is used to find the most advantageous arrangement for the analyzed demand profile. The cost of the devices are estimated to \$ 11,000 for a 53 kW device, \$ 15,000 for a 80 kW device and \$ 15,000 for the installation of each device.

### 6.1 Best arrangement

Each devices arrangement presents different annual economy according to their respective annual fixed set point. These best set points are reported in table 1 for five studied arrangements.

Table 1. Evolution of arrangements

Arrangement	1 × 53 kW	1 × 80 kW	2 × 53 kW	2 × 80 kW	3 × 80 kW
Set point (kW)	60	55	55	50	55
Annual savings	5,685 \$	6,050 \$	6,330 \$	6,730 \$	7,250 \$
Simple ROI (years)	4.6	5.0	8.2	8.9	12.4

Even though the simple ROI is shorter for the 1 × 53 kW arrangements, the difference with the 1 × 80 kW device is marginal. For this reason, the 1 × 80 kW arrangements is kept for further simulation. With the set point fixed at 55 kW, the simulated annual savings is \$ 6,050.

### 6.2 Impact on electric demand

Taking this 80 kW device, figure 8 shows the initial heating demand without storage device and power demand for heating with storage device, at a set point to 55 kW.

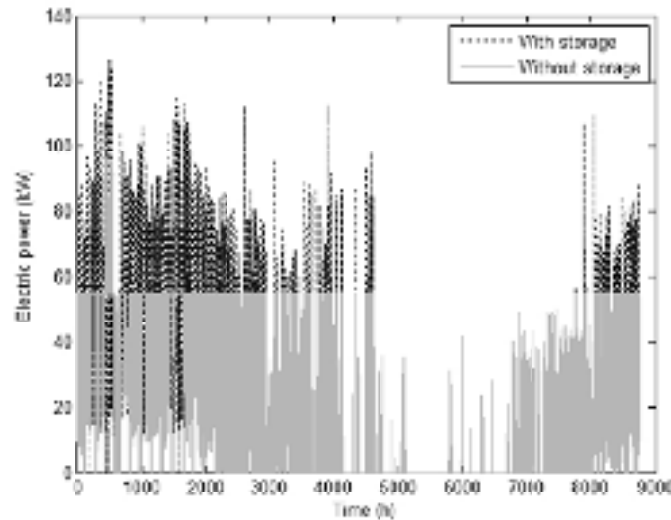


Figure 8. Building electric demand for heating with and without thermal storage

The power demand for heating remains at the set point for most part of the year, but there is a period at the beginning of the simulation where the power demand exceeds the set point. Since the simulation period starts on December 1st 2009, this period corresponds to December 17<sup>th</sup> to 20<sup>th</sup>. For a short time, power demand for heating exceeds 55 kW and reaches 100 kW. The algorithm of optimization allows this excess and even if penalties are paid during the lowest building electric demand months, it is at this point that the maximum economies are found.

Thermal output of the storage device depends on requested heating demand and of the level of accumulated thermal energy. Figure 9 shows a zoomed portion of the previous figure, between December 17<sup>th</sup> and 20<sup>th</sup>. The initial heating demand without thermal storage device, the electric demand for heating with thermal storage device, and the level of accumulated thermal energy.

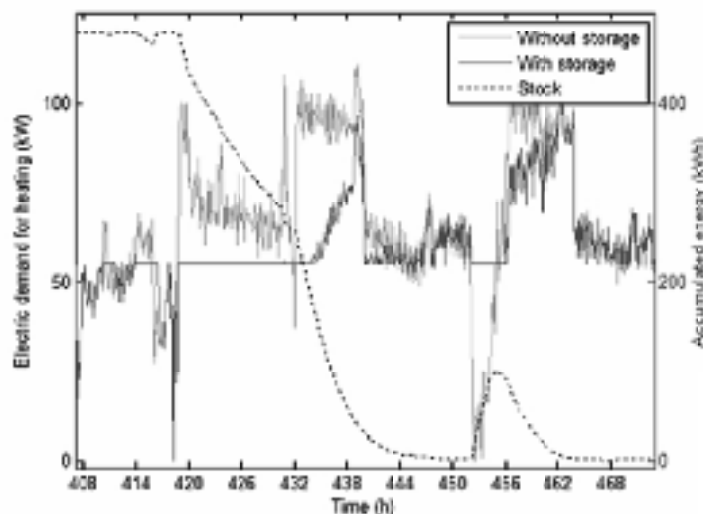




Figure 9. Heating demand and accumulated thermal energy

There are several operation scenarios visible on this chart. Before 433 hours, initial heating demand is below or above the set point ( $T$ ) and the power demand for heating with storage device tops at the set point and the accumulated energy of the device decreases. At 433 hours, initial heating demand and the power demand for heating with storage device passes above the set point because the storage device output cannot cover the required heating demand. At 452 hours, the heating demand passes under the set point, which allows the device to partially recharge its accumulated energy.

### 6.3 Monthly billing

The savings on the power demand for heating induced by the 80 kW thermal storage device are subtracted from the total building electric demand. The figure 10 compares these monthly maximum building demands with and without storage device:

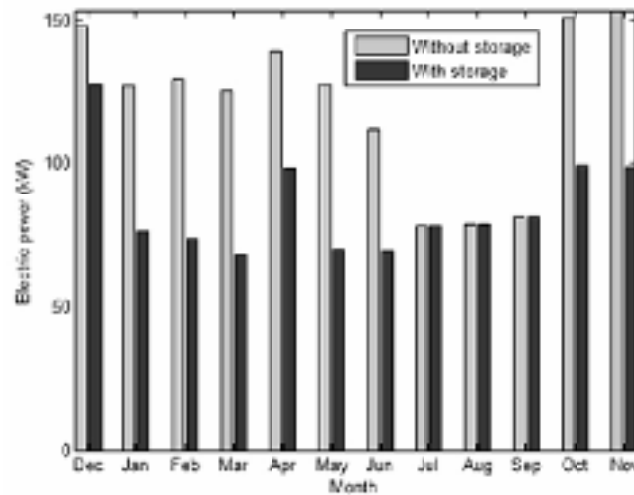


Figure 10. Monthly building peak electric demand

The "Rate M" limits monthly minimum billable building demand from the values recorded between December and March. A decrease in building demand during this period affects also the bills for the rest of the year. The annual profile of building electric demand is therefore essential. It is also interesting to note that the device with 80 kW of nominal electric power reduces the maximum monthly building power demand to 58 kW at most under the simulated conditions.

The table 2 compares each month bills with and without storage device.

Table 2. Monthly building electric bills

Simulated monthly bills			
	Without storage device	With storage device	Savings
December'09	4,509 \$	4,237 \$	272 \$
January'10	4,305 \$	3,617 \$	688 \$
February'10	4,081 \$	3,334 \$	747 \$
March'10	3,785 \$	3,012 \$	773 \$
April'10	3,309 \$	2,760 \$	548 \$
May'10	3,013 \$	2,416 \$	597 \$
June'10	2,653 \$	2,263 \$	390 \$
July'10	2,411 \$	2,235 \$	177 \$
August'10	2,436 \$	2,259 \$	177 \$
September'10	2,548 \$	2,371 \$	177 \$
October'10	3,420 \$	2,722 \$	698 \$
November'10	3,957 \$	3,223 \$	734 \$
Total	40,427 \$	34,449 \$	5,978 \$

Monthly savings are solely due to peak demand reductions as there is no energy savings with the ThermElect<sup>®</sup>.

## 7. Conclusions

Despite the fact that a heating storage device coupled to an electric boiler does not allow energy savings, it allows to reduce buildings peak power demand by moving the heating demand to off-peak periods. The ThermElect<sup>®</sup> is a device that provides an economic advantage in Québec's winter conditions for institutional and commercial buildings for customers heating with electricity. The price structure of the "Rate M" offered by Hydro-Québec is responsible of this advantage.

The heating demand of the CENTECH, an ÉTS building, with an electric boiler combined with a thermal storage device was simulated using recorded data and a function developed on MATLAB<sup>®</sup> software. The simulation results show that the maximum monthly building power demand could be reduced by moving the heating demand to off-peak periods with a ThermElect<sup>®</sup> device. This decrease of monthly peak power demand is greatly affected by the thermal storage device set point ( $T$ ). A simple payback period of 5 years is possible for a ThermElect<sup>®</sup> hydronic device of 80 kW, with a set point at 55 kW to annual savings of approximately \$ 6,000.

The thermal storage device should be used as an auxiliary heating device. As the device could be used to reduced peak demand in another control strategy than with the fixed set point, the annual savings could be different than those presented in this study. Therefore, it would be interesting to evaluate the impact of a more complex control strategy, like a strategy with a variable set point depending on anticipated heating demand which is based on weather forecasts.

## 8. References

- ASHRAE. 2009. *ASHRAE Handbook - Fundamentals (SI Edition)*. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.
- Gellings, C. W. 1985. « The concept of demand-side management for electric utilities ». *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, n° 10, p. 1468-1470.
- Gouvernement du Québec. 2012. « Québec portail ». < <http://www.gouv.qc.ca/portail/Québec/pgs/commun/portrait/geographie/climat/?lang=en> >.
- IEA-DSM. 2011. « IEA Demand Side Management Programme ». < <http://www.ieadsn.org/> >.
- Moreau, Alain. 2010. « Un nouvel appareil de chauffage avec accumulation de chaleur pour les secteurs commercial et institutionnel ». In *CIFEM*. (Saly, Sénégal, 17-19 mai 2010), sous la dir. de d'Hydro-Québec, Institut de recherche, p. ART-3-153.
- Simeb. 2011. « Simeb - Simulation énergétique de bâtiments ». < <http://simeb.ca/> >.
- Steffes Corporation. 2011. « ThermElect ». In *Commercial Furnace ("ThermElect") Overview*. < <http://www.steffes.com/off-peak-heating/thermelect-unit.html> >.

**ANNEXE VII**

**EXCÈS D'APPEL, NIVEAU DE STOCK ET ÉCONOMIES**

La figure A VII-1 montre trois graphiques : l'excédant d'appel de puissance au-dessus du point de consigne, le stock d'énergie thermique accumulée minimal restant dans l'appareil et les économies annuelles, tous en fonction du point de consigne et de différents arrangements d'appareils.

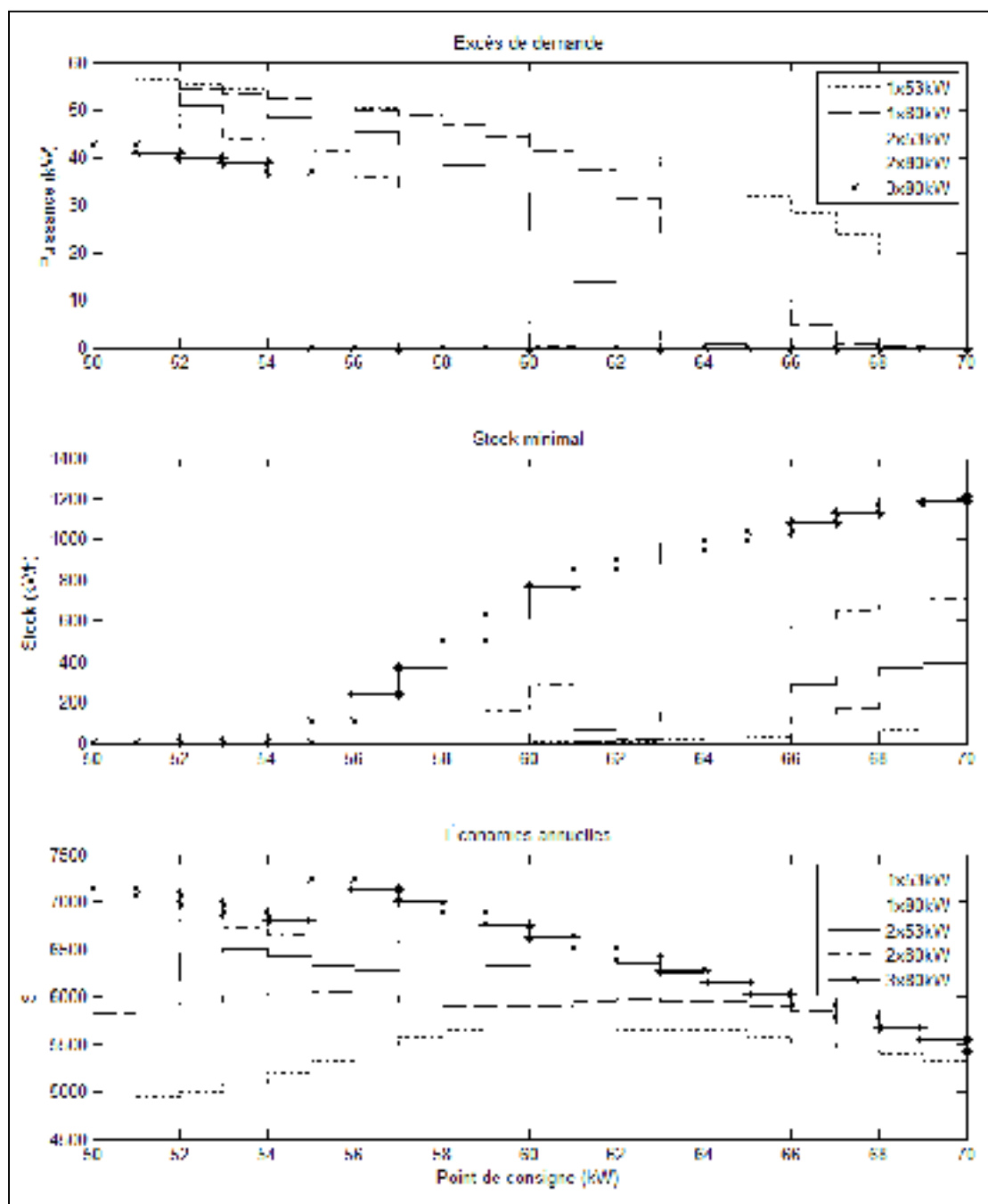


Figure-A VII-1 Analyse économique d'arrangement d'appareils

L'appel de puissance excède le point de consigne lorsque le stock est nul. Fait intéressant, les économies annuelles ne se produisent pas nécessairement lorsqu'il reste du stock d'énergie dans l'appareil. En fait, il y a même plusieurs pointes d'économies. Ces fluctuations peuvent être dues au fait que l'économie de chaque appel de puissance maximal mensuel est supérieur aux pénalités payées en période hors-chauffage. Ce comportement est à la fois une indication d'une difficulté inhérente à l'optimisation de ce type de système à partir de données d'opération limitées dans le temps. La valeur de consigne optimale est donc difficile à déterminer avec précision, cependant cela n'a que peu d'impact sur le résultat final.

Il serait intéressant d'évaluer un point de consigne variable, plutôt que fixe durant la période de chauffage. Un gestionnaire de bâtiment pourrait vouloir utiliser l'appareil de stockage à un point de consigne différent en sachant qu'un appel de puissance important est prévu dans certaines périodes.

## LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ACQM. 2011. « Encourager le chauffage au mazout, l'équilibre énergétique et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre au Québec ». In *Conférence des ministres des Mines et de l'Énergie - CMME 2011*. (Kananaskis, Alberta, 18 juillet 2011), sous la dir. de mazout, Association québécoise du chauffage au. < [http://www.lemazout.org/pdf/com\\_juillet2011.pdf](http://www.lemazout.org/pdf/com_juillet2011.pdf) >.
- AIE. 2011. « IEA Demand Side Management Programme ». < <http://www.ieadsm.org> >.
- ASHRAE. 2009. *ASHRAE Handbook - Fundamentals (SI Edition)*. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.
- Bedouani, Ben Youcef, Alain Moreau, Michel Parent et Blaise Labrecque. 2001. *Central electric thermal storage (ETS) feasibility for residential applications : Part 1. Numerical and experimental study*, 25. 1. Chichester, ROYAUME-UNI: Wiley.
- Daoud, Ahmed, Hervé-Frank Nouanégué, Karine Lavigne et Michael Fournier. 2011. « Calibration horaire de la simulation énergétique d'un bâtiment commercial ». In *Xième Colloque Inter-universitaire Franco-Québécois sur les Thermiques des Systèmes*. (Saguenay, Québec, 20-22 juin 2011), p. 88-93.
- Dinçer, Ibrahim, et Marc Rosen. 2011. *Thermal energy storage : systems and applications*. Hoboken, N.J.: Wiley.
- EnerLogic, et James J. Hirsch & Associates. 2009. *DOE2*. < <http://doe2.com/> >.
- Environnement Canada. 2011. « Archives nationales d'information et de données climatologiques ». < <http://www.climat.meteo.gc.ca> >.
- Gaz-Métro. 2009. « Efficacité énergétique ». < <http://www.gazmetro.com/affaires/programme-aides-financieres/efficacite-energitique.aspx?culture=fr-CA> >.
- Geilings, C. W., J. R. Redmon, J. P. Stovall et T. W. Reddoch. 1982. « Electric System Impacts of Storage Heating and Storage Water Heating - Part I of Two Parts (Background Information and Demonstration Description) ». *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, n° 7, p. 2068-2076.
- Gellings, C. W. 1985. « The concept of demand-side management for electric utilities ». *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, n° 10, p. 1468-1470.

- Gellings, C. W., J. R. Redmon, J. P. Stovall et T. W. Reddoch. 1982. « Electric System Impacts of Storage Heating and Storage Water Heating - Part II of Two Parts (Primary and Secondary Distribution System Analysis) ». *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, n° 7, p. 2077-2085.
- Henze, Gregor P., Clemens Felsmann et Gottfried Knabe. 2004. « Evaluation of optimal control for active and passive building thermal storage ». *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 43, n° 2, p. 173-183.
- Hydro-Québec. 2010. « ThermÉlect hydronique ». < <http://www.hydroquebec.com/innovation/fr/pdf/2010G080-29F-Thermelect.pdf> >.
- Hydro-Québec. 2011a. « Appel au public : Hydro-Québec demande la collaboration de la population afin qu'elle réduise sa consommation d'électricité ». En ligne. < [http://www.hydroquebec.com/4d\\_includes/surveiller/PcFR2011-006.htm](http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2011-006.htm) >.
- Hydro-Québec. 2011b. « Hydro-Québec ». In *Hydro-Québec*. < <http://www.hydroquebec.com> >.
- Hydro-Québec. 2011c. « Hydro-Québec lève les consignes de réduction de la consommation et remercie tous ses clients de leur contribution ». En ligne. < [http://www.hydroquebec.com/4d\\_includes/surveiller/PcFR2011-007.htm](http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2011-007.htm) >.
- Hydro-Québec. 2011d. « Tarifs et factures ». < <http://www.hydroquebec.com/residentiel/tarif-residentiel.html> >.
- Kavanaugh, Stephen. 1997. *Ground Source Heat Pumps: Design of Geothermal Systems for Commercial & Institutional Buildings*. ASHRAE, 167 p.
- Lavigne, K. 2007. « Etude de mediums de stockage pour un appareil de stockage thermique hybride ». Université de Sherbrooke (Canada), 136 p.
- Moreau, Alain. 2010. « Un nouvel appareil de chauffage avec accumulation de chaleur pour les secteurs commercial et institutionnel ». In *CIFEM*. (Saly, Sénégal, 17-19 mai 2010), sous la dir. de d'Hydro-Québec, Institut de recherche, p. ART-3-153.
- Newsham, G.R. et al. 2010. « The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: a review ». 3289-3296 p. < <http://www.nrc-cnrc.gc.ca/obj/irc/doc/pubs/nrcc52707.pdf> >.
- OEE. 2010. « Base de données complète sur la consommation d'énergie - système d'interrogation ». In *Office de l'efficacité énergétique*. < [http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees\\_f/systeme\\_interrogation/recherche.cfm?attr=0](http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees_f/systeme_interrogation/recherche.cfm?attr=0) >. Consulté le 2010-01-10.



- Qureshi, Waqar A., Nirmal-Kumar C. Nair et Mohammad M. Farid. 2011. « Impact of energy storage in buildings on electricity demand side management ». *Energy Conversion and Management*, vol. 52, n° 5, p. 2110-2120.
- Rabl, A., et L. K. Norford. 1991. « Peak load reduction by preconditioning buildings at night ». *International Journal of Energy Research*, vol. 15, n° 9, p. 781-798.
- Ressources Naturelles Canada. 2010. « Gaz naturel nord-américain - Mise à jour pour la saison de chauffage et l'hiver ». En ligne. < <http://www.rncan.gc.ca/eneene/pdf/shocou-fra.pdf> >. Consulté le 16 octobre 2011.
- Sansregret, Simon, et Jocelyn Millette. 2009. « Development of a functionality generating simulations of commercial and institutional buildings having representative characteristics of a real estate stock in Québec (Canada) ». In *Eleventh International IBPSA Conference*. (Glasgow, Scotland), sous la dir. de Laboratory of Energy Technologies. < [http://www.ibpsa.org/proceedings/BS2009/BS09\\_1437\\_1443.pdf](http://www.ibpsa.org/proceedings/BS2009/BS09_1437_1443.pdf) >.
- Simeb. 2011. « Simeb - Simulation énergétique de bâtiments ». < <http://simeb.ca/> >.
- Statistiques Canada. 2011. « Guide statistique de l'énergie ». < <http://www.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=57-601-XWF&lang=fra> >.