



HAL
open science

Etude technico-économique des systèmes de production et distribution de chaleur et de force : application au tertiaire

David (1972-....) Romary

► To cite this version:

David (1972-....) Romary. Etude technico-économique des systèmes de production et distribution de chaleur et de force : application au tertiaire. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2001. Français. NNT : 2001NAN12300 . tel-01746493

HAL Id: tel-01746493

<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01746493>

Submitted on 29 Mar 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>



UFR Sciences et Techniques de la Matière et des Procédés
Ecole Doctorale EMMA

S.C.D. - U.H.P. NANCY 1
BIBLIOTHÈQUE DES SCIENCES
Rue du Jardin Botanique
54600 VILLERS-LES-NANCY

THESE

Présentée pour l'obtention du titre de

DOCTEUR de l'**UNIVERSITE HENRI POINCARÉ**, Nancy 1

Spécialité : **MECANIQUE ET ENERGETIQUE**

Par **David ROMARY**

ETUDE TECHNICO – ECONOMIQUE DES SYSTEMES DE PRODUCTION ET DISTRIBUTION DE CHALEUR ET DE FORCE ; APPLICATION AU TERTIAIRE

Soutenue le 26 octobre 2001 devant la commission d'examen composée de :

Membre du Jury :

Président : M^r BEAUDOIN Bernard, Professeur, Ecole des Mines de Douai

Rapporteur : M^r BADEA Adrian, Professeur, University Politechnica of Bucharest

Examineurs : M^r BENELMIR Riad, MdC / HdR, Université Henri Poincaré Nancy 1
M^r CACHOT Thierry, Professeur, Université Henri Poincaré Nancy 1
M^r DELBES Jacques, Directeur Technique, ELYO
M^r FEIDT Michel, Professeur, Université Henri Poincaré Nancy 1



Laboratoire d'Energétique et de Mécanique Théorique et Appliquée
2, Avenue de la Forêt de Haye - 54 504 Vandoeuvre les Nancy
Tél. : 03 83 59 59 59 Fax : 03 83 59 55 51

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier Monsieur Michel FEIDT, Professeur à l'Université Henri Poincaré de Nancy 1, Directeur du Groupe d'Etude des Systèmes et Procédés Energétiques (entité du Laboratoire d'Energétique et de Mécanique Théorique et Appliquée) pour m'avoir laissé la chance de dispenser cette formation doctorale au sein de son équipe.

Je veux remercier également Monsieur Riad BENELMIR, Maître de Conférence et Habilité à Diriger des Recherches, qui a encadré ce travail. Grâce à son action, les recherches présentées ont pu prendre un aspect fortement applicatif. Je dois l'orientation de ces travaux à la grande liberté qu'il m'a accordé dans mes recherches.

Je tiens aussi à remercier les instances publiques et privées qui ont bien voulu consacrer un peu de leurs disponibilités pour me donner accès à bon nombre d'informations précieuses. Il s'agit des interlocuteurs au CHU de Nancy, à la DER EDF des Renardières, à l'INPL et enfin, et plus particulièrement chez AXIMA ; société pour laquelle je travaille actuellement et grâce à qui j'ai eu accès à de nombreux retours d'expériences.

Que Messieurs les Professeurs Adrian BADEA, de l'Université Polytechnique de BUCAREST et Bernard BAUDOIN, de l'Ecole des Mines de DOUAI veuillent bien accepter le témoignage de ma reconnaissance pour avoir accepté d'être rapporteurs de ce mémoire.

Je suis également reconnaissant à Monsieur Thierry CACHOT, Professeur à l'Université Henri Poincaré de Nancy 1, d'être présent à ce jury.

Je remercie Monsieur Jacques DELBES, Directeur Technique chez ELYO pour avoir accepté de participer au jury et pour apporter un point de vue industriel sur ce travail.

Ma reconnaissance la plus vive s'adresse à mes amis, ma famille et plus particulièrement à ma mère. La rédaction de ce mémoire est due en majeure partie à la contribution très précieuse qu'elle m'a apportée.

Enfin je tiens à associer à ces remerciements, l'ensemble des représentants de l'équipe du GESPE qui ont contribué à l'excellente ambiance de ce groupe soudé.

SOMMAIRE

S.C.D. - U.H.P. NANCY 1
BIBLIOTHÈQUE DES SCIENCES
Rue du Jardin Botanique
F-54000 NANCY CEDEX 3

1	INTRODUCTION DU SUJET DE RECHERCHE.....	1
1.1	LES APPROCHES PUREMENT THERMODYNAMIQUES	2
1.2	LES APPROCHES TECHNICO-ECONOMIQUES.....	3
1.3	ORIGINALITE DU SUJET DE RECHERCHE	3
2	MODELISATION DU SYSTEME	5
2.1	LES EQUIPEMENTS DE PRODUCTION DE CHALEUR EXISTANTS	6
2.1.1	<i>Description technique</i>	6
2.1.2	<i>Modélisation de la production d'eau chaude en chaufferie</i>	8
2.2	EQUIPEMENT DE COGENERATION A INTEGRER	10
2.2.1	<i>Description technique</i>	10
2.2.2	<i>Modélisation de la centrale de cogénération</i>	14
2.3	LES BESOINS EN ENERGIE DE L'ETABLISSEMENT.....	16
2.3.1	<i>Courbe de charge des besoins en chaleur</i>	16
2.3.2	<i>Courbe de charge des consommations en gaz et en fioul</i>	19
2.3.3	<i>Courbe de charge des consommations en électricité</i>	19
2.4	LES SOUSCRIPTIONS D'ENERGIE.....	20
2.4.1	<i>Caractéristiques des souscriptions</i>	20
2.4.2	<i>Courbes de charge relatives à chaque tranche tarifaire</i>	22
2.4.3	<i>Quantités consommées et dépassements mensuels</i>	23
2.4.4	<i>Coût par tranche tarifaire pour chaque mois</i>	24
2.4.5	<i>Coûts globaux</i>	25
2.5	MODALITES PRATIQUES POUR LA REALISATION DES CALCULS.....	26
3	COUT D'EXPLOITATION AVEC LES APPELS DE PUISSANCE DE L'EXISTANT	27
3.1	LES APPELS DE PUISSANCE EN GAZ	28
3.1.1	<i>Courbe de charge en gaz</i>	28
3.1.2	<i>Optimisation tarifaire</i>	28
3.1.3	<i>Etudes de sensibilité</i>	32
3.2	LES APPELS DE PUISSANCE EN ELECTRICITE.....	34
3.2.1	<i>Courbe de charge en électricité</i>	34
3.2.2	<i>Optimisation tarifaire</i>	36
3.2.3	<i>Etudes de sensibilité</i>	44
3.3	BILAN SUR LES CONSOMMATIONS ET LES FACTURATIONS DES ENERGIES GAZ ET ELECTRICITE.....	51
4	COUT D'EXPLOITATION AVEC ECRETAGE DES CONSOMMATIONS	52
4.1	DELESTAGE DES APPELS DE PUISSANCE GAZ.....	53
4.1.1	<i>Conditions techniques et intérêt du délestage gaz</i>	53
4.1.2	<i>Optimisation tarifaire et économies potentielles</i>	53
4.1.3	<i>Etudes de sensibilité</i>	55
4.2	DELESTAGE DES APPELS DE PUISSANCE ELECTRIQUE.....	57
4.2.1	<i>Conditions techniques et intérêt du délestage électrique</i>	57

4.2.2	<i>Optimisation tarifaire et économies potentielles</i>	57
4.2.3	<i>Etudes de sensibilité</i>	69
4.3	BILAN SUR LES DELESTAGES ET LES FACTURATIONS DES ENERGIES GAZ ET ELECTRICITE.....	73
5	COUT D'EXPLOITATION AVEC EFFACEMENT PAR COGENERATION	74
5.1	CHOIX TECHNIQUES ET CRITERES DE CONDUITE	75
5.2	EFFACEMENT DES APPELS DE PUISSANCE DE GAZ	77
5.2.1	<i>Conduites et résultats avec le tarif A8 Base LU</i>	78
5.2.2	<i>Conduites et résultats avec le tarif A8 EJP TLU</i>	82
5.2.3	<i>Conduites et résultats avec le tarif A Mod</i>	86
5.3	EFFACEMENT DES APPELS DE PUISSANCE D'ELECTRICITE	92
5.3.1	<i>Courbes de charge électrique</i>	92
5.3.2	<i>Résultats des effacements réalisés</i>	98
5.4	SENSIBILITES AUX BAREMES DE PRIX.....	101
5.4.1	<i>Sensibilité des coûts du gaz</i>	101
5.4.2	<i>Sensibilité du coût de l'électricité</i>	106
5.5	BILAN SUR LES EFFACEMENTS ET LES FACTURATIONS DES ENERGIES GAZ ET ELECTRICITE	108
6	CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	111
	ANNEXE 1 – SOUSCRIPTIONS UTILISEES DANS LE MODELE	114
	ANNEXE 2 – FACTURES OPTIMALES AVEC LES CONSOMMATIONS DE L'EXISTANT	122
	ANNEXE 3 – FACTURES OPTIMALES EN PRATIQUANT LE DELESTAGE	131
	ANNEXE 4 – FACTURES OPTIMALES AVEC EFFACEMENT PAR COGENERATION	136
	REFERENCES	146
	RESUME	148
	MOTS CLEFS	148

LISTE DES FIGURES

Figure 2-1 – Schéma de principe de chaufferie.....	7
Figure 2-2 – Schéma de principe de la récupération thermique sur moteur alternatif.....	13
Figure 3-1 – Corrélation entre consommation d'eau chaude et DJU.....	29
Figure 3-2 – Distribution des besoins d'Eau Chaude de l'établissement.....	30
Figure 3-3 – Distribution des appels de Gaz de l'établissement.....	30
Figure 3-4 – Puissance souscrite (« Débit Journalier Souscrit ») de gaz optimale avec le Tarif S2S niveau S2.....	31
Figure 3-5 – Comparatif des coûts globaux pour chaque souscription de Gaz.....	31
Figure 3-6 – Ecart relatif entre chaque souscription.....	31
Figure 3-7 – Influence de l'évolution des puissances appelées sur la facture globale.....	33
Figure 3-8 – Influence des puissances appelées sur la facture globale / écart relatif.....	33
Figure 3-9 – Evolution de la facture globale de gaz en fonction des barèmes.....	33
Figure 3-10 – Distribution des consommations d'électricité horaires du 1/11/99 au 30/11/99.....	35
Figure 3-11 – Distribution des consommations d'électricité journalières du 1/11/99 au 31/08/00.....	35
Figure 3-12 – Distribution des consommations d'électricité hebdomadaires du 1/11/99 au 28/08/00.....	35
Figure 3-13 – Distribution des consommations d'électricité mensuelles du 1/11/99 au 01/08/00.....	36
Figure 3-14 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche PTE.....	38
Figure 3-15 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HPH.....	38
Figure 3-16 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HCH.....	38
Figure 3-17 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HPE.....	39
Figure 3-18 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HCE.....	39
Figure 3-19 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche PM.....	39
Figure 3-20 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HH.....	40
Figure 3-21 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HD.....	40
Figure 3-22 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HPE.....	40
Figure 3-23 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HCE.....	41
Figure 3-24 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche JA.....	41
Figure 3-25 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche PM.....	41
Figure 3-26 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HM.....	42
Figure 3-27 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche DSM.....	42
Figure 3-28 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche SCM.....	42
Figure 3-29 – Economie relative entre la souscription du consommateur et l'optimisation de chaque tarif.....	44
Figure 3-30 – Economie absolue entre la souscription du consommateur et l'optimisation de chaque tarif.....	44
Figure 3-31 – Sensibilité des optimums trouvés par rapport aux fluctuations des consommations.....	45
Figure 3-32 – A5 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations.....	46
Figure 3-33 – A5 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations.....	46
Figure 3-34 – A8 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations.....	46
Figure 3-35 – A8 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations.....	47
Figure 3-36 – A Mod, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations.....	47
Figure 3-37 – Sensibilité des optimums trouvés par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	48
Figure 3-38 – A5 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	48
Figure 3-39 – A5 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	48
Figure 3-40 – A8 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	49
Figure 3-41 – A8 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	49
Figure 3-42 – A Mod, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	49
Figure 4-1 – Optimum des factures Gaz / Fioul avec et sans délestage.....	54
Figure 4-2 – Monotone de Gaz avec ou sans délestage.....	54
Figure 4-3 – Evolution du débit journalier et de la facture globale optimums en délestage Gaz / Fioul.....	55
Figure 4-4 – Tarif A8 Base LU, économie réalisée par kWh délestés.....	59
Figure 4-5 – Tarif A5 Base LU, tranche PTE délestée.....	60
Figure 4-6 – Tarif A5 Base LU, tranche HPH délestée.....	60
Figure 4-7 – Tarif A5 Base LU, optimisation par délestage dans la tranche PTE.....	60
Figure 4-8 – Tarif A5 Base LU, optimisation par délestage dans les tranches PTE & HPH.....	60
Figure 4-9 – Tarif A5 EJP TLU, tranche PM délestée.....	61
Figure 4-10 – Tarif A5 EJP TLU, tranche HH délestée.....	61
Figure 4-11 – Tarif A5 EJP TLU, optimisation par délestage dans la tranche PM.....	61

Figure 4-12 – Tarif A5 EJP TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM & HH.....	61
Figure 4-13 – Tarif A8 Base LU, tranche PTE délestée.....	62
Figure 4-14 – Tarif A8 Base LU, tranche HPH délestée.....	62
Figure 4-15 – Tarif A8 Base LU, tranche HPD délestée.....	62
Figure 4-16 – Tarif A8 Base LU, optimisation par délestage dans la tranche PTE.....	63
Figure 4-17 – Tarif A8 Base LU, optimisation par délestage dans les tranches PTE & HPH.....	63
Figure 4-18 – Tarif A8 Base LU, optimisation par délestage dans les tranches PTE, HPH & HPD.....	63
Figure 4-19 – Tarif A8 EJP TLU, tranche PM délestée.....	64
Figure 4-20 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HH délestée.....	64
Figure 4-21 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HD délestée.....	64
Figure 4-22 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par délestage dans la tranche PM.....	65
Figure 4-23 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM & HH.....	65
Figure 4-24 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM, HH & HD.....	65
Figure 4-25 – Tarif A Mod TLU, tranche PM délestée.....	66
Figure 4-26 – Tarif A Mod TLU, tranche HM délestée.....	66
Figure 4-27 – Tarif A Mod TLU, tranche DSM délestée.....	66
Figure 4-28 – Tarif A Mod TLU, optimisation par délestage dans la tranche PM.....	67
Figure 4-29 – Tarif A Mod TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM & HM.....	67
Figure 4-30 – Tarif A Mod TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM, HM & DSM.....	67
Figure 4-31 – Economie globale relative par type de contrat et selon le nombre de tranches délestées.....	68
Figure 4-32 – Economie globale relative des délestages électriques par rapport à la souscription client.....	68
Figure 4-33 – Economie « annuelle » absolue dégagée par le délestage électrique.....	68
Figure 4-34 – Sensibilité des optimums délestés par rapport aux fluctuations des barèmes de prix.....	71
Figure 4-35 – A5 Base LU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix.....	71
Figure 4-36 – A5 EJP TLU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix.....	71
Figure 4-37 – A8 Base LU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix.....	72
Figure 4-38 – A8 EJP TLU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix.....	72
Figure 4-39 – A Mod TLU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix.....	72
Figure 5-1 – Tarif A5 Base LU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité.....	76
Figure 5-2 – Tarif A5 EJP TLU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité.....	76
Figure 5-3 – Tarif A8 Base LU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité.....	76
Figure 5-4 – Tarif A8 EJP TLU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité.....	77
Figure 5-5 – Tarif A Mod TLU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité.....	77
Figure 5-6 – Conduite de la centrale en A8 Base, distribution des besoins et production d'Eau Chaude.....	79
Figure 5-7 – Conduite de la centrale en A8 Base, Eau Chaude excédentaire envoyée aux aérorefrigérants.....	79
Figure 5-8 – Conduite de la centrale en A8 Base, appoint de charge d'Eau Chaude demandée en chaufferie.....	79
Figure 5-9 – Conduite de la centrale en A8 Base, monotone d'appel global de Gaz.....	80
Figure 5-10 – Conduite de la centrale en A8 Base, distribution des appels globaux journaliers de Gaz.....	80
Figure 5-11 – A8 Base conduite 1, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	81
Figure 5-12 – A8 Base conduite 2, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	81
Figure 5-13 – A8 Base conduite 3, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	81
Figure 5-14 – Conduite avec le Tarif A8 Base, factures globales des tarifs gaz selon les conduites adoptées.....	82
Figure 5-15 – Conduite de la centrale en A8 EJP, distribution des besoins et production d'Eau Chaude.....	83
Figure 5-16 – Conduite de la centrale en A8 EJP, Eau Chaude excédentaire envoyée aux aérorefrigérants.....	83
Figure 5-17 – Conduite de la centrale en A8 EJP, appoint de charge d'Eau Chaude demandée en chaufferie.....	83
Figure 5-18 – Conduite de la centrale en A8 EJP, monotone d'appel global de Gaz.....	84
Figure 5-19 – Conduite de la centrale en A8 EJP, distribution des appels globaux journaliers de Gaz.....	84
Figure 5-20 – A8 EJP conduite 1, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	85
Figure 5-21 – A8 EJP conduite 2, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	85
Figure 5-22 – A8 EJP conduite 3, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	85
Figure 5-23 – Conduite avec le Tarif A8 EJP, factures globales des tarifs gaz selon les conduites adoptées.....	86
Figure 5-24 – Conduite de la centrale en A Mod, distribution des besoins et production d'Eau Chaude.....	87
Figure 5-25 – Conduite de la centrale en A Mod, Eau Chaude excédentaire envoyée aux aérorefrigérants.....	87
Figure 5-26 – Conduite de la centrale en A Mod, appoint de charge d'Eau Chaude demandée en chaufferie.....	87
Figure 5-27 – Conduite de la centrale en A Mod, monotone d'appel global de Gaz.....	88
Figure 5-28 – Conduite de la centrale en A Mod, distribution des appels globaux journaliers de Gaz.....	88
Figure 5-29 – A Mod conduite 1, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	89
Figure 5-30 – A Mod conduite 2, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	89
Figure 5-31 – A Mod conduite 3, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul.....	89
Figure 5-32 – Conduite avec le Tarif A Mod, factures globales des tarifs gaz selon les conduites adoptées.....	90

Figure 5-33 – Tarif A8 Base LU, Tranche PTE effacée.....	93
Figure 5-34 – Tarif A8 Base LU, Tranche HPH effacée	93
Figure 5-35 – Tarif A8 Base LU, Tranche HPD effacée	93
Figure 5-36 – Tarif A8 Base LU, optimisation par effacement selon la conduite 1	94
Figure 5-37 – Tarif A8 Base LU, optimisation par effacement selon la conduite 2	94
Figure 5-38 – Tarif A8 Base LU, optimisation par effacement selon la conduite 3	94
Figure 5-39 – Tarif A8 EJP TLU, tranche PM effacée.....	95
Figure 5-40 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HH effacée.....	95
Figure 5-41 – Tarif A8 EJP TLU, tranche PM effacée.....	95
Figure 5-42 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HD effacée.....	95
Figure 5-43 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par effacement selon la conduite 1	96
Figure 5-44 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par effacement selon la conduite 2	96
Figure 5-45 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par effacement selon la conduite 3	96
Figure 5-46 – Tarif A Mod TLU, tranche PM effacée.....	97
Figure 5-47 – Tarif A Mod TLU, tranche HM effacée.....	97
Figure 5-48 – Tarif A Mod TLU, tranche DSM effacée.....	97
Figure 5-49 – Tarif A Mod TLU, optimisation par effacement selon la conduite 1.....	98
Figure 5-50 – Tarif A Mod TLU, optimisation par effacement selon la conduite 2.....	98
Figure 5-51 – Tarif A Mod TLU, optimisation par effacement selon la conduite 3.....	98
Figure 5-52 – Economie relative pour chaque tarif / chaque conduite en comparant avec et sans effacement ...	99
Figure 5-53 – Economie relative par rapport à la souscription actuelle du consommateur.....	99
Figure 5-54 – Economie absolue par rapport à la souscription actuelle du consommateur.....	99
Figure 5-55 – Tarif A8 Base, centrale en conduite 1, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	102
Figure 5-56 – Tarif A8 Base, centrale en conduite 2, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	102
Figure 5-57 – Tarif A8 Base, centrale en conduite 3, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	102
Figure 5-58 – Tarif A8 EJP, centrale en conduite 1, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	104
Figure 5-59 – Tarif A8 EJP, centrale en conduite 2, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	104
Figure 5-60 – Tarif A8 EJP centrale en conduite 3, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	104
Figure 5-61 – Tarif A Mod, centrale en conduite 1, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	105
Figure 5-62 – Tarif A Mod, centrale en conduite 2, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	105
Figure 5-63 – Tarif A Mod centrale en conduite 3, évolution des factures gaz en fonction des barèmes	105
Figure 5-64 – Tarif A8 Base LU effacé, influence de l'évolution des barèmes sur la facture annuelle.....	107
Figure 5-65 – Tarif A8 EJP TLU effacé, influence de l'évolution des barèmes sur la facture annuelle.....	107
Figure 5-66 – Tarif A Mod TLU effacé, influence de l'évolution des barèmes sur la facture annuelle.....	107
Figure 5-67 – Tarif A8 Base LU, sensibilité du temps de retour brut par rapport aux évolutions tarifaires	109
Figure 5-68 – Tarif A8 EJP TLU, sensibilité du temps de retour brut par rapport aux évolutions tarifaires	109
Figure 5-69 – Tarif A Mod TLU, sensibilité du temps de retour brut par rapport aux évolutions tarifaires	109

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3-1 – Puissance souscrite optimale par tranche tarifaire pour chaque version de chaque tarif..... 37

Tableau 3-2 – Coût global optimal pour les 5 tarifs et leurs 14 versions..... 43

Tableau 4-1 – Tranche délestée par tarif..... 58

Tableau 4-2 – Coût global pour les 5 tarifs délestés avec leurs versions les moins chers 69

Tableau 5-1 – Caractéristique des cogénérateurs 78

Tableau 5-2 – Valorisation des productions thermiques sur moteur..... 90

Tableau 5-3 – Conduite de la centrale en A8 Base, Tarifs gaz optimums 101

Tableau 5-4 – Conduite de la centrale en A8 EJP, Tarifs gaz optimums 103

Tableau 5-5 – Conduite de la centrale en A Mod, Tarifs gaz optimums..... 103

Tableau 7-1a – Caractéristiques du tarif électrique A5 Base..... 114

Tableau 7-2 – Caractéristiques du tarif électrique A5 EJP..... 115

Tableau 7-3a – Caractéristiques du tarif électrique A8 Base..... 115

Tableau 7-4 – Caractéristiques du tarif électrique A8 EJP..... 117

Tableau 7-5 – Caractéristiques du tarif électrique A Modulable 117

Tableau 7-6a – Caractéristiques du tarif gaz S2S..... 118

Tableau 7-7 – Caractéristiques du tarif gaz TEL 119

Tableau 7-8 – Caractéristiques du tarif gaz B2S..... 120

Tableau 7-9 – Caractéristiques du tarif gaz B2I 121

Tableau 8-1 – Facture de gaz S2S avec les consommations de l'existant 122

Tableau 8-2 – Facture de gaz TEL avec les consommations de l'existant 123

Tableau 8-3 – Facture de gaz B2S avec les consommations de l'existant..... 123

Tableau 8-4 – Facture de gaz B2I avec les consommations de l'existant..... 123

Tableau 8-5 – Facture d'électricité A5 Base MU (souscription client) avec les consommations de l'existant... 124

Tableau 8-6 – Facture d'électricité A5 Base LU optimale relative aux consommations de l'existant..... 125

Tableau 8-7 – Facture d'électricité A8 EJP TLU optimale relative aux consommations de l'existant..... 127

Tableau 8-8 – Facture d'électricité A Modulable TLU optimale relative aux consommations de l'existant 129

Tableau 9-1 – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 131

Tableau 9-2 – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 & 2..... 132

Tableau 9-3 – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1, 2 & 3..... 134

Tableau 10-1 – Facture de gaz S2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1..... 136

Tableau 10-2 – Facture de gaz TEL avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 137

Tableau 10-3 – Facture de gaz B2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 137

Tableau 10-4 – Facture de gaz B2I avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 137

Tableau 10-5 – Facture de gaz S2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2..... 138

Tableau 10-6 – Facture de gaz S2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3..... 138

Tableau 10-7 – Facture de gaz TEL avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2..... 139

Tableau 10-8 – Facture de gaz B2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2 139

Tableau 10-9 – Facture de gaz B2I avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2..... 139

Tableau 10-10 – Facture de gaz TEL avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3..... 140

Tableau 10-11 – Facture de gaz B2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3 140

Tableau 10-12 – Facture de gaz B2I avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3..... 140

Tableau 10-13 – Facture d'électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1..... 141

Tableau 10-14 – Facture d'électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 & 2..... 142

Tableau 10-15 – Facture d'électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1, 2 & 3..... 144

PRINCIPALES NOTATIONS EMPLOYEES

Variable	Signification	Unité
AB	ABonnement	[F HT]
DJ	Débit énergétique Journalier	[kWh . jour ⁻¹]
DU	Degré journalier Unifié	[K]
h	horaire	
j	journalier	
m	débit massique	[kg . s ⁻¹]
P	Prime globale sur la période d'étude	[F HT]
PF	Prime Fixe	[F HT]
PFU	Prime Fixe Unitaire	[F HT . kW ⁻¹]
PP	Prime Proportionnelle	[F HT]
PPU	Prime Proportionnelle Unitaire	[F HT . kWh ⁻¹]
s	hebdomadaire	
t	élément "t" de distribution	
top	Top 10 minutes	
T	Température	[K]
W	quantité d'énergie	[kWh]
\dot{W}	puissance	[kW]

Variable grec	Signification	Unité
δ	Présence / absence de tranche tarifaire	[booléen]
ν	Etat marche / arrêt	[booléen]
η	Rendement énergétique	[-]

Indice	Signification
<i>aé</i>	aéroréfrigérant
<i>c</i>	chaudière
<i>ch</i>	chaufferie
<i>co</i>	cogénération
<i>dé</i>	dépassement
<i>dél</i>	délesté
<i>e</i>	entrée
<i>ec</i>	eau chaude

<i>eff</i>	effacé
<i>él</i>	électricité
<i>fl</i>	fioul
<i>gl</i>	global
<i>gz</i>	gaz
<i>m</i>	moteur
<i>no</i>	normal
<i>nr</i>	énergie
<i>s</i>	sortie
<i>sc</i>	souscription du consommateur
<i>so</i>	souscrite

Exposant	Signification
----------	---------------

<i>opt</i>	optimal
<i>ta</i>	tarif
<i>tr</i>	tranche tarifaire
<i>ve</i>	version

Abréviation	Signification
-------------	---------------

A Mod	Tarif électrique quatre tranches mobiles
A5	Tarif électrique cinq tranches
A8	Tarif électrique huit tranches
BT	Basse Tension
B2I	Tarif gaz distribution
B2S	Tarif gaz distribution
CU	Courte Utilisation
EJP	Effacement Jour de Pointe
GTC	Gestion Technique Centralisée
LU	Longue Utilisation
MT	Moyenne Tension
MU	Moyenne Utilisation
PCI	Pouvoirs Calorifiques Inférieurs
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
S2S	Tarif gaz souscription
TEL	Tarif gaz distribution
TLU	Très Longue Utilisation

1 Introduction du sujet de recherche

L'activité de la société actuelle implique des consommations d'énergie toujours grandissantes. Les besoins de l'utilisateur sont multiples : hydrocarbures, gaz, électricité, vapeur, eau chaude, eau glacée, air comprimé...

Face à ces consommations, l'utilisateur est confronté à de multiples contraintes :

1. Des contraintes techniques

Les « filières de production » mises à la disposition de l'utilisateur sont étendues. Les constructeurs proposent des équipements toujours plus performants. L'utilisateur doit remettre en cause le principe de fonctionnement de ces installations lorsqu'elles sont à rénover.

2. Des contraintes économiques liées aux fournitures d'énergie

Elles sont de deux ordres :

Les prix d'hydrocarbures font l'objet de spéculations importantes entre les acteurs de ce marché. Ces prix ont fortement augmenté au cours de l'année 2000.

Le consommateur doit gérer ces fluctuations sans disposer de préavis sur les crashes pétroliers.

D'autre part les marchés d'autres fournitures (électricité et gaz en particulier) s'ouvrent progressivement à la concurrence.

L'utilisateur est confronté à un choix entre différentes souscriptions tarifaires, disponibilités et qualités de fournitures.

3. Des contraintes environnementales

Le stress exercé par notre activité sur l'écosystème mondial est bien réel. Effets de serre, couche d'ozone, pics de pollution, réchauffement et dérèglements climatiques sont autant de manifestations qui préoccupent de plus en plus certains états.

Cette prise de conscience entraîne la mise en place de réglementations (conférence de Rio, accords de Kyoto...) de manière à avoir un meilleur contrôle des causes de ces phénomènes.

Les fluides frigorigènes et les émissions de polluants (CO, SO₂, NO_x, poussières...) font déjà l'objet d'une réglementation nouvelle.

Le consommateur doit tenir compte de cette réglementation pour satisfaire ses besoins.

Devant l'ensemble de cette problématique, les solutions ou les décisions que l'utilisateur doit adopter ne sont pas explicites.

Généralement ce sont des solutions statiques, c'est à dire qu'elles sont valables à la date des études effectuées. Le problème, c'est que les projets envisagés ont une durée de vie de l'ordre de la décennie.

Comment savoir si la solution technico-économique définie à la date de l'étude sera toujours intéressante dans 5 ou 10 ans.

Est-elle stable lorsque les contraintes environnementales, économiques et techniques sont perturbées ?

Une alternative serait de pouvoir tester la sensibilité (ou la stabilité) des solutions technico-économiques proposées par rapport à d'éventuelles perturbations, principalement des perturbations d'ordre économique. C'est l'objectif du travail présenté dans ce mémoire.

Dans la bibliographie, de nombreuses approches sont proposées :

Les approches purement thermodynamiques,
Les approches technico-économiques

Dans les deux paragraphes suivants, ces types d'approches appliquées aux systèmes de production de chaleur et d'électricité sont présentées. Ensuite, l'orientation de notre sujet de recherche est exposé.

1.1 Les approches purement thermodynamiques

Les besoins énergétiques du consommateur (vapeur, eau chaude, eau glacée, air comprimé...) sont produits par des « filières » énergétiques plus ou moins complexes consommant des énergies dites primaires (hydrocarbure, gaz, charbon...).

Les constructeurs ou les intégrateurs / ensembliers construisant ces chaînes de production sont amenés à proposer des solutions consommant le moins d'énergie primaire possible.

Ces optimisations sont obtenues en recherchant :

Les cycles thermodynamiques les plus intéressants produisant le moins d'irréversibilité possible,
La conduite et les allocations de charge tenant compte de ces cycles pour générer à nouveau le moins d'irréversibilité possible.

H. ABDALLAH rend compte au travers de sa thèse [1] des différents cycles possibles de turbine à gaz. Elle met en évidence les évolutions réalisées et les perspectives possibles.

A propos des échanges de chaleurs, différentes méthodes de dimensionnement d'échangeurs existent [2].

La méthode du pincement, quant à elle, permet de faire la distinction entre :

Les irréversibilités intrinsèques des échangeurs de chaleur,
Les irréversibilités systémiques consécutives à la disposition de ces échangeurs dans les chaînes de production

Les articles de J.P. GOURLIA [3] , [4] et de R. GICQUEL appliqués à la cogénération [5] exposent ces méthodes. Elles sont illustrées par des exemples concrets qui mettent en évidence les économies d'énergie potentielles.

Pour la conception et la conduite de centrales thermiques / électriques produisant vapeur et électricité via de multiples échangeurs / turbines, des méthodes de conduites optimales existent [6], [7], [8].

L'ensemble de ces méthodes permettent une réduction des consommations d'énergie primaire, un dimensionnement et une conduite optimale mais seulement du point de vue énergétique.

L'intégration du critère économique est aussi importante. C'est l'objet du paragraphe suivant.

1.2 Les approches technico-économiques

La prise en compte des coûts des énergies est en effet très importante pour déterminer parmi plusieurs « *filiales de production* », laquelle est la plus intéressante. Pour un utilisateur industriel, cet aspect est fondamental.

Plusieurs articles des Techniques de l'Ingénieur proposent diverses modélisations pour divers cas d'études [9], [10].

Des études de cas et retour d'expériences dans l'industrie papetière sont exposés par M. PARDESSUS et E. MURATORE [11], [12]. En comparant plusieurs filières, les gains économiques annuels dégagés sont paramétrés en fonction du prix du fioul et de l'électricité.

Un exemple d'étude pour la conduite optimale d'un établissement disposant d'une cogénération par moteur diesel et d'un stock de chaleur est proposé par K. ITO [13]. La conduite du stock de chaleur et des allocations de charge en chaufferie sont présentées.

D'autres méthodes appliquées aux cogénérations dans les usines d'incinération d'ordures ménagères ou aux cogénérations climatiques par moteur alternatif sont exposées par O. LE CORRE [14] et Mohand TAZEROUT [16]. Elles proposent la recherche de conduite et de dimensionnement optimums en se basant sur des journées types et sur un tarif électrique, le A5 en mode normal et EJP.

L'ensemble de ces approches technico-économiques sont intéressantes mais la prise en compte des multiples souscriptions d'énergie (gaz et électricité en particulier) n'est pas systématique. L'originalité du sujet de recherche est développée au paragraphe suivant.

1.3 Originalité du sujet de recherche

En réalité, le consommateur d'énergie se concentre sur les sources de dépenses les plus importantes. Il recherche suivant les différentes souscriptions disponibles comment il peut produire ses « *fluides* » (vapeur, eau chaude, eau glacée...) à moindre coût. Le plus souvent, l'exploitation des équipements est dicté par le coût des différentes tranches tarifaires de ces souscriptions [15].

Le consommateur est confronté à un choix rendu difficile par le manque de « *lisibilité* » et par la diversité / complexité des offres tarifaires. Il lui est indispensable de maîtriser ses profils de

consommations afin d'identifier les souscriptions énergétiques qui lui seront les plus favorables.

L'objectif de cette recherche est de modéliser cette problématique afin d'avoir à disposition un outil de contrôle de ces enjeux.

Elle présente l'élaboration d'une méthode d'« *évaluation globale* » capable de modéliser n'importe quel type de souscription tarifaire et d'envisager différentes conduites possibles, par rapport à ces souscriptions.

Le modèle développé est présenté au *Chapitre 2*. Ensuite, il est utilisé au travers de trois cas d'études différents appliqués à un type de consommateur d'énergie :

- i. Au *Chapitre 3*, le premier cas d'étude propose de déterminer pour chaque type d'énergie consommée, la souscription optimale relative aux consommations de l'utilisateur,
- ii. Au *Chapitre 4*, le deuxième cas d'étude propose de voir de quelle manière le consommateur doit réduire ces consommations de façon à dégager le plus d'économies possibles sur les souscriptions correspondantes. Ces réductions de consommations ciblées seront appelées « *délestage* ». les possibilités techniques sont prises en compte.
- iii. Au *Chapitre 5*, le troisième cas d'étude envisage de ne plus consommer du tout d'électricité auprès du fournisseur selon différentes tranches tarifaires. L'utilisateur doit la produire lui même via une centrale de cogénération. Ce mode d'exploitation, appelé « *effacement* » (parce que l'on s'efface du réseau), ainsi que les conditions techniques de mise en œuvre sont envisagés.
Les résultats issus de plusieurs modes d'exploitation permettent de mettre en évidence les montages et conduites présentant un intérêt économique.

Enfin une synthèse sur le modèle réalisé et sur les résultats obtenus est proposée ainsi que les perspectives de ce travail.

2 Modélisation du système

Une méthode d'évaluation globale est développée afin de définir les conduites optimales d'installation de production / distribution de chaleur et d'électricité pour un consommateur appartenant au marché ci-dessous :

Etablissement public (hôpital, université, aéroport, ensemble sportif,...)

Commerce, grande distribution

Tertiaire, immeuble de bureau

Réseau de chaleur

Petite industrie

Elle prend en compte :

Les profils des consommations en eau chaude et en électricité du consommateur

Les équipements de production et de distribution d'énergie en sa possession,

Les souscriptions d'énergie gaz et électricité accessibles par ce type de consommateur

Dans chaque paragraphe ci-dessous sont proposés chaque modélisation adoptée :

Les équipements de production de chaleur existants,

Les équipements de cogénération à intégrer,

Les besoins en énergie de l'établissement,

Les souscriptions d'énergie

2.1 Les équipements de production de chaleur existants

2.1.1 Description technique

2.1.1.1 Conception de chaufferie

Les chaufferies distribuent dans le bâtiment (*Figure 2-1*) la chaleur nécessaire aux unités terminales de chauffage (Centrale de Traitement d'Air, Ventilo-Convecteur, Radiateur, ...).

Cette distribution de chaleur s'effectue via plusieurs réseaux hydrauliques :

Les unités terminales sont alimentées par des réseaux secondaires.

Ils sont eux-mêmes alimentés par une boucle primaire sur laquelle sont montées en parallèle des chaudières.

Pour lever le problème de l'équilibrage des débits hydrauliques entre la boucle primaire et les réseaux secondaires, le plus souvent, l'interface est constituée d'une bouteille casse pression.

Chaque chaudière est équipée d'une pompe de charge hydraulique à débit constant et d'un brûleur modulant qui peut être mixte pour fonctionner au gaz et au fioul.

2.1.1.2 Règles de fonctionnement

Les charges variables demandées par les équipements terminaux se répercutent sur la boucle primaire.

Pour que les équipements terminaux puissent en permanence fournir leurs puissances nominales, ils doivent toujours avoir à disposition le débit de fluide nécessaire et à la bonne température. Pour cela, il faut que le départ du réseau secondaire soit toujours bien alimenté. C'est le rôle de la cascade de chaudière.

En permanence, les règles suivantes doivent être respectées :

le débit de la boucle primaire doit toujours être supérieur ou égal au débit total des réseaux secondaires,

La température du fluide doit être bien maintenue constante en sortie de la boucle primaire.

La régulation de la cascade de chaudière est gérée par un automate équipé de sonde et d'actionneur. Elle permet d'adapter la puissance de la chaufferie à la demande des différents réseaux secondaires.

La modélisation du système « chaufferie » est exposée au paragraphe suivant.

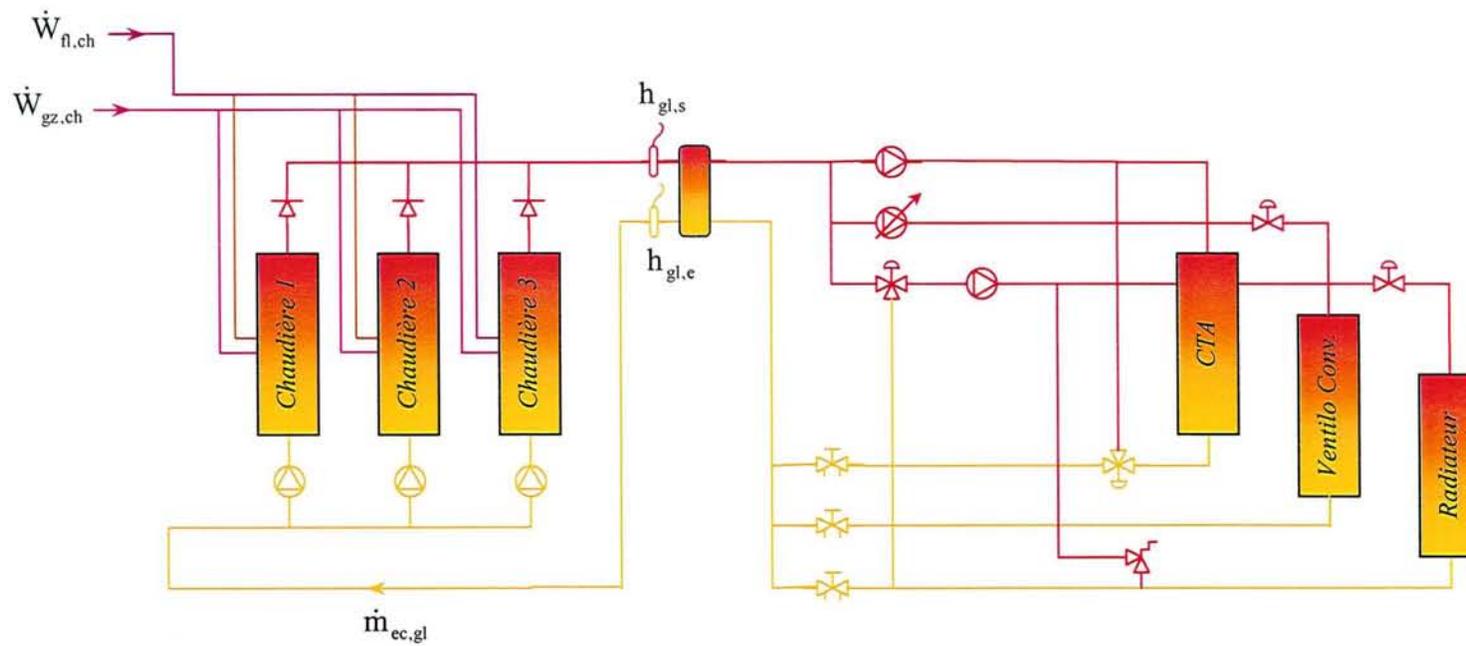
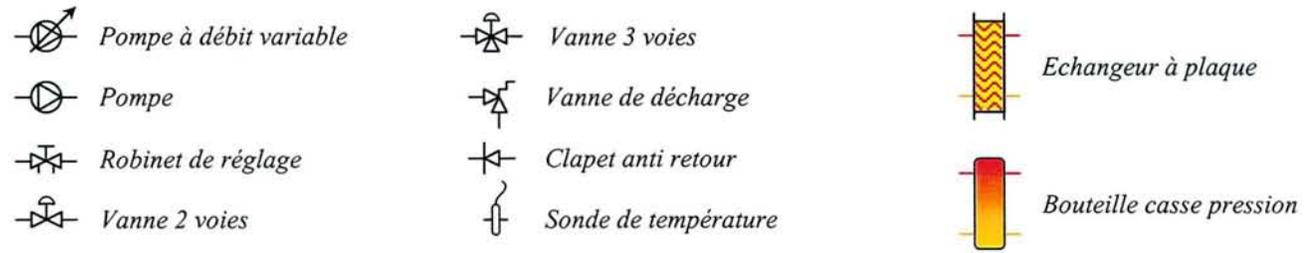


Figure 2-1 – Schéma de principe de chaufferie

2.1.2 Modélisation de la production d'eau chaude en chaufferie

La chaufferie doit satisfaire la charge de chaleur demandée par l'ensemble des réseaux secondaires :

i. Charge de chaleur des réseaux secondaires :

Hypothèse :

On suppose que dans toutes les situations, le débit d'eau alimentant la boucle primaire est toujours supérieur ou égal au débit global demandé par les réseaux secondaires.

Autrement dit, on part du principe que la régulation de la cascade des équipements de la production primaire fonctionne toujours bien.

$$\dot{W}_{ec,gl} = \dot{m}_{ec,gl} (h_{gl,s} - h_{gl,e}) \quad Eq. 2-1$$

On fait une distinction entre la production de chaleur issue de la chaufferie proprement dite et celle issue d'une centrale de cogénération qui sera proposée dans les paragraphes suivants :

$$\dot{W}_{ec,gl} = \dot{W}_{ec,ch} + \dot{W}_{ec,co} \quad Eq. 2-2$$

avec

- $\dot{W}_{ec,gl}$, puissance en eau chaude globale fournie par la production primaire,
- $\dot{W}_{ec,ch}$, puissance en eau chaude globale fournie par la chaufferie,
- $\dot{W}_{ec,co}$, puissance en eau chaude globale fournie par la centrale de cogénération,
- $\dot{m}_{ec,gl}$, débit d'eau alimentant la boucle primaire
- $h_{gl,s}$, enthalpie de l'eau sortant de la boucle primaire
- $h_{gl,e}$, enthalpie de l'eau entrant dans la boucle primaire

ii. Puissance fournie par l'ensemble des chaudières

C'est la somme des puissances fournies par chaque chaudière :

$$\dot{W}_{ec,ch} = \sum_{c=1}^{Nch} \dot{W}_{ec,c} \quad \text{et} \quad 0 \leq \dot{W}_{ec,ch} \leq \overline{W}_{ec,ch} \quad Eq. 2-3$$

La puissance maximale de la chaufferie est :

$$\overline{W}_{ec,ch} = \sum_{c=1}^{Nch} \overline{W}_{ec,c} \quad Eq. 2-4$$

$\dot{W}_{ec,c}$, puissance fournie par la chaudière c

N_{ch} , nombre de chaudières constituant la chaufferie

iii. Puissance fournie par la chaudière c

Hypothèse :

On suppose que le rendement de chaudière est constant et indépendant de sa charge de fonctionnement.

La puissance de chaudière devient directement proportionnelle au débit de combustible consommé dans son brûleur.

La chaudière peut être équipée d'un brûleur mixte gaz / fioul. Sa puissance aura pour expression :

$$\begin{cases} \dot{W}_{ec,c} = \eta_{ec,c} [\dot{W}_{gz,c} \nu_{gz,c} + \dot{W}_{fl,c} (1 - \nu_{gz,c})] \\ \nu_{gz,c} (1 - \nu_{gz,c}) = 0 \end{cases} \quad \text{et} \quad 0 \leq \dot{W}_{ec,c} \leq \bar{W}_{ec,c} \quad \text{Eq. 2-5}$$

avec comme puissance maximale :

$$\bar{W}_{ec,c} = \eta_{ec,c} [\bar{W}_{gz,c} \nu_{gz,c} + \bar{W}_{fl,c} (1 - \nu_{gz,c})] \quad \text{Eq. 2-6}$$

$\eta_{ec,c}$, rendement de la production eau chaude de la chaudière c (sur PCI)

$\dot{W}_{gz,c}$, puissance de gaz (sur PCI) alimentant le brûleur gaz de la chaudière c

$\dot{W}_{fl,c}$, puissance de fioul (sur PCI) alimentant le brûleur fioul de la chaudière c

$\nu_{gz,c}$, état marche / arrêt du brûleur gaz de la chaudière c

$\nu_{gz,c}$ est une variable de type booléenne prenant la valeur 1 ou 0 selon que l'on fonctionne sur le brûleur gaz ou fioul respectivement.

iv. Consommation de combustible en chaufferie

La puissance appelée en gaz et en fioul à la chaufferie est la somme des puissances appelées respectivement par chaque chaudière :

$$\dot{W}_{gz,ch} = \sum_{c=1}^{N_{ch}} \dot{W}_{gz,c} \quad \text{et} \quad \dot{W}_{fl,ch} = \sum_{c=1}^{N_{ch}} \dot{W}_{fl,c} \quad \text{Eq. 2-7}$$

$\dot{W}_{gz,ch}$, puissance gaz appelée en chaufferie

$\dot{W}_{fl,ch}$, puissance fioul appelée en chaufferie

2.2 Equipement de cogénération à intégrer

Les niveaux de température des systèmes de récupération thermique équipant les moteurs alternatifs sont similaires à ceux employés dans des réseaux de chaleur (couple de fonctionnement 90 / 70°C).

Comme cela a été énoncé précédemment, cette similitude est l'une des raisons qui a permis un développement de la cogénération dans les installations « climatiques ».

Une description technique et une proposition de modélisation sont présentées dans les deux paragraphes ci-dessous. Un schéma de principe est proposé à la *Figure 2-2*.

2.2.1 Description technique

Les cogénérations climatiques par moteur alternatif sont généralement basées sur le même principe de récupération thermique (huile moteur, turbo intercooled, liquide de refroidissement, gaz d'échappement).

Par contre plusieurs montages électriques peuvent être envisageables selon l'importance donnée à la revente d'électricité sur le réseau national.

2.2.1.1 Conception de la cogénération

Les moteurs alternatifs produisent simultanément électricité et chaleur.

i. L'électricité

Elle peut être utilisée de deux manières différentes :

en partie auto-consommée par l'établissement. Lorsque la puissance appelée par l'établissement est inférieure à celle fournie par le moteur, l'excédant est revendu au « fil de l'eau » et inversement.

totale. Les besoins de l'établissement étant couvert par le contrat d'achat initial.

ii. La chaleur

Elle doit être valorisée au maximum. Cela permet de faire des économies de combustibles en chaufferie.

Lorsque la puissance thermique globale demandée en chaufferie est supérieure à celle fournie par le moteur, cette dernière est entièrement valorisée et les chaudières viennent faire l'appoint.

Dans le cas contraire, on réduit les récupérations de chaleur sur le moteur en veillant à protéger le moteur de la surchauffe. Pour cela, une batterie d'aéro-réfrigérants permet d'évacuer à l'atmosphère la puissance thermique excédentaire du circuit de refroidissement.

Le système de récupération thermique de la cogénération est assimilé à une chaudière supplémentaire insérée en parallèle des chaudières déjà existantes en chaufferie.

Lorsque le moteur est en fonctionnement, cette chaudière de récupération est enclenchée en priorité dans la cascade. Elle constitue la chaudière en fonctionnement par défaut.

2.2.1.2 Règles de fonctionnement

Le système de refroidissement du moteur est un dispositif très important. Il contribue au fonctionnement durable du moteur.

Si une défaillance du refroidissement est remontée dans la chaîne de sécurité, il y a arrêt du moteur.

La température et le débit du liquide de refroidissement sont donc à maintenir avec fiabilité.

i. La température

Trois régimes instationnaires ont été envisagés dans la régulation de la température d'entrée du liquide de refroidissement dans le moteur ($T_{m,e}$)

Au démarrage du moteur, la température du liquide de refroidissement est basse. Pour faire monter celle-ci le plus vite possible à la température de consigne, une vanne trois voies (1) permet de faire recirculer directement le fluide caloporteur de la sortie du circuit de refroidissement vers l'entrée de ce circuit. Lorsque la température de sortie du circuit rattrape et dépasse la température d'entrée, la vanne régule. Le by-pass se referme progressivement.

Lorsque la puissance thermique récupérée sur le moteur dépasse celle demandée par les réseaux secondaires la vanne trois voies (3) permet de réduire la récupération thermique sur les fumées du moteur, jusqu'à by-passer complètement cet échangeur lorsque la demande est faible.

Dans ce dernier cas, la chaleur véhiculée dans le circuit de refroidissement du moteur peut ne plus être évacuée dans la boucle primaire du réseau de la chaufferie. Pour éviter une montée en température du circuit de refroidissement, la vanne trois voies (2) ferme le by-pass de la batterie d'aéroréfrigérant, de sorte que les calories excédentaires soient évacuées à l'atmosphère.

ii. Le débit

Pour maintenir le débit du circuit de refroidissement sans discontinuité, la circulation du fluide est assurée par une pompe double.

Par défaut, une seule des deux pompes fonctionne. Lorsque cette pompe tombe en défaut ou qu'un autre défaut est remonté (flow-switch...) la seconde pompe est enclenchée.

L'ensemble de ces dispositifs assure un fonctionnement du moteur dans de bonnes conditions de refroidissement. C'est un gage de longue durée de vie pour le moteur.

La conception et les règles de fonctionnement du moteur ainsi exposées permettent de proposer, en connaissance de cause, une modélisation de ce dispositif au paragraphe suivant.

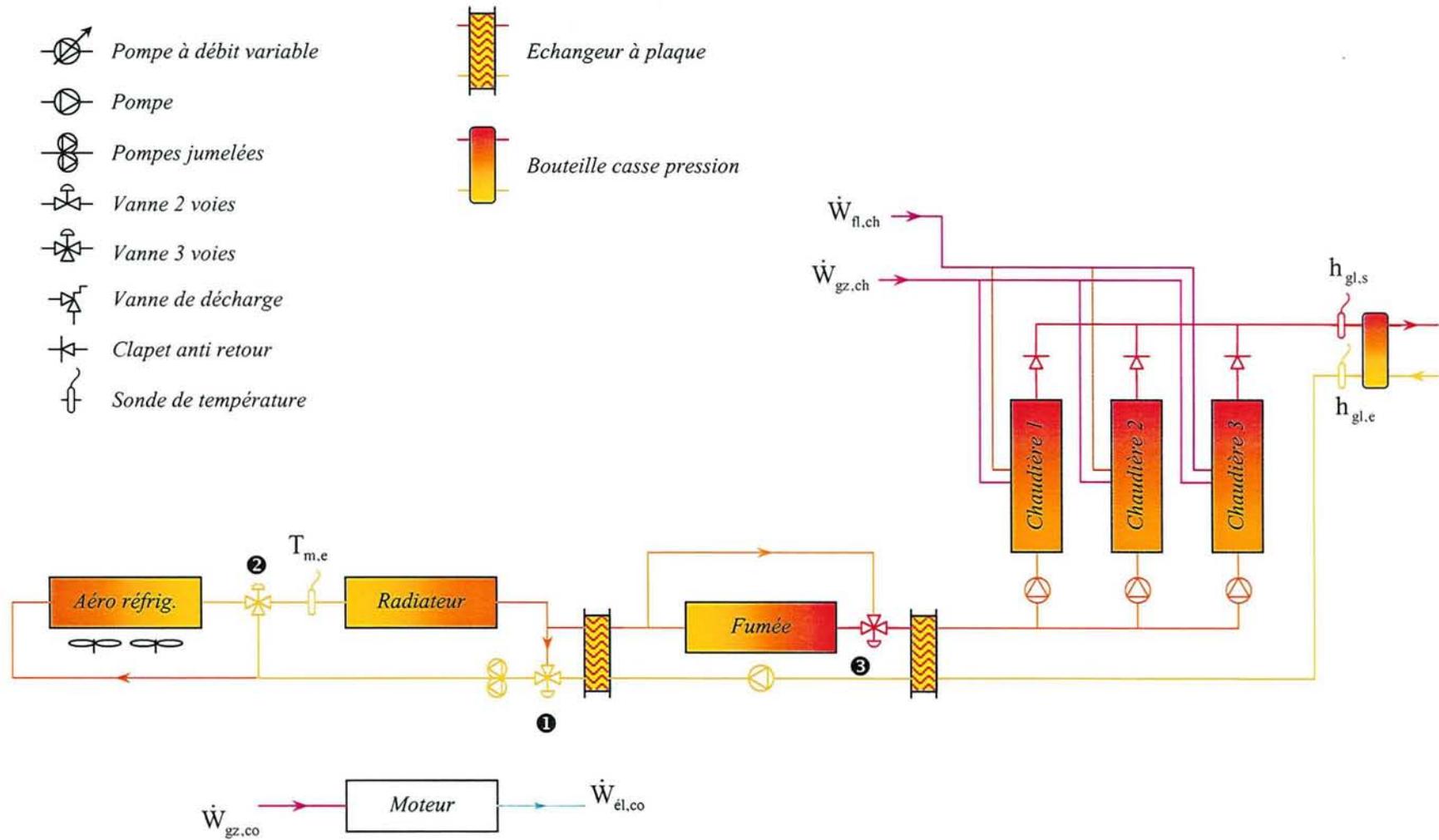


Figure 2-2 – Schéma de principe de la récupération thermique sur moteur alternatif

2.2.2 Modélisation de la centrale de cogénération

La centrale de cogénération peut-être composée de plusieurs moteurs disposés en parallèle. Cette configuration permet :

- des opérations de maintenance plus aisées
- le basculement d'un moteur à l'autre en cas de défaillance technique.

i. La puissance électrique / thermique produite par la centrale de cogénération :

C'est la somme des puissances électriques / thermiques produites par chaque moteur :

$$\dot{W}_{\acute{e}l,co} = \sum_{m=1}^{Nmo} \dot{W}_{\acute{e}l,m} \quad \text{et} \quad \underline{\dot{W}}_{\acute{e}l,co} \leq \dot{W}_{\acute{e}l,co} \leq \overline{\dot{W}}_{\acute{e}l,co} \quad \text{Eq. 2-8}$$

$$\dot{W}_{ec,co} = \sum_{m=1}^{Nmo} \dot{W}_{ec,m} \quad \text{et} \quad \underline{\dot{W}}_{ec,co} \leq \dot{W}_{ec,co} \leq \overline{\dot{W}}_{ec,co} \quad \text{Eq. 2-9}$$

La puissance thermique eau chaude globale distribuée dans le réseau de chaleur est la somme des productions d'eau chaude en chaufferie et en centrale de cogénération :

$$\dot{W}_{ec,gl} = \dot{W}_{ec,ch} + \dot{W}_{ec,co} \quad \text{Eq. 2-10}$$

Lorsque cette puissance thermique globale est inférieure à la puissance thermique nominale de la centrale de cogénération, la production en chaufferie est arrêtée et la puissance excédentaire issue de la récupération sur les moteurs est rejetée à l'atmosphère via les aéro-réfrigérants :

$$\text{si} \quad \dot{W}_{ec,gl} < \dot{W}_{ec,co} \quad \text{Eq. 2-11}$$

$$\dot{W}_{a\acute{e},co} = \dot{W}_{ec,co} - \dot{W}_{ec,gl} \quad \text{et} \quad \dot{W}_{a\acute{e},co} = \sum_{m=1}^{Nmo} \dot{W}_{a\acute{e},m} \quad \text{Eq. 2-12}$$

La puissance électrique / thermique maximale de la centrale :

$$\overline{\dot{W}}_{\acute{e}l,co} = \sum_{m=1}^{Nmo} \overline{\dot{W}}_{\acute{e}l,m} \quad \text{Eq. 2-13}$$

$$\overline{\dot{W}}_{ec,co} = \sum_{m=1}^{Nmo} \overline{\dot{W}}_{ec,m} \quad \text{Eq. 2-14}$$

$\dot{W}_{\acute{e}l,co}$, puissance électrique produite par la centrale

$\dot{W}_{ec,co}$, puissance thermique en eau chaude produite par la centrale

$\dot{W}_{a\acute{e}}$, puissance thermique de la centrale évacuée dans l'aéroréfrigérant

- $\dot{W}_{\text{él},m}$, puissance électrique produite par le moteur m
- $\dot{W}_{\text{ec},m}$, puissance thermique en eau chaude produite par le moteur m
- $\dot{W}_{\text{aé},m}$, puissance thermique du moteur m évacuée dans l'aéroréfrigérant
- N_{mo} , nombre de moteurs constituant la centrale de cogénération

ii. *La puissance électrique / thermique produite par le moteur m.*

Hypothèse

Contrairement à la fonction secours des moteurs alternatifs, la fonction cogénération n'utilise jamais ces moteurs en mode « *ilotage* ». C'est à dire que l'on ne peut pas s'isoler complètement du réseau électrique de manière à ne produire que les besoins électriques demandés par le consommateur. Ces moteurs fonctionnent toujours à charge constante. Une charge qui est paramétrable dans l'automate de contrôle de la centrale.

Par conséquent, comme le moteur fonctionne toujours au même régime, les rendements électriques et thermiques du moteur sont considérés constants pour chaque régime de fonctionnement.

$$\dot{W}_{\text{él},m} = \eta_{\text{él}} \dot{W}_{\text{gz},m} \quad \text{et} \quad \underline{\dot{W}}_{\text{él},m} \leq \dot{W}_{\text{él},m} \leq \overline{\dot{W}}_{\text{él},m} \quad \text{Eq. 2-15}$$

$$\dot{W}_{\text{ec},m} = \eta_{\text{ec}} \dot{W}_{\text{gz},m} - \dot{W}_{\text{aé},m} \quad \text{et} \quad 0 \leq \dot{W}_{\text{ec},m} \leq \overline{\dot{W}}_{\text{ec},m} \quad \text{Eq. 2-16}$$

La puissance électrique minimale du moteur m est :

$$\underline{\dot{W}}_{\text{él},m} = \eta_{\text{él}} \underline{\dot{W}}_{\text{gz},m} \quad \text{Eq. 2-17}$$

La puissance électrique / thermique maximale du moteur m vaut :

$$\overline{\dot{W}}_{\text{él},m} = \eta_{\text{él}} \overline{\dot{W}}_{\text{gz},m} \quad \text{Eq. 2-18}$$

$$\overline{\dot{W}}_{\text{ec},m} = \eta_{\text{ec}} \overline{\dot{W}}_{\text{gz},m} \quad \text{Eq. 2-19}$$

- $\eta_{\text{él}}$, rendement électrique du moteur m (sur PCI)
- η_{ec} , rendement thermique de production d'eau chaude du moteur m (sur PCI)
- $\dot{W}_{\text{gz},m}$, puissance en gaz consommée dans le moteur m

iii. *Consommation de combustible à la centrale de cogénération*

La puissance appelée en gaz à la centrale de cogénération est la somme des puissances appelées respectivement par chaque moteur :

$$\dot{W}_{\text{gz},\text{co}} = \sum_{m=1}^{N_{\text{mo}}} \dot{W}_{\text{gz},m} \quad \text{Eq. 2-20}$$

$\dot{W}_{\text{gz,co}}$, puissance gaz appelée à la centrale de cogénération

2.3 Les besoins en énergie de l'établissement

L'établissement étudié a des besoins de chaleur et d'électricité. Ces besoins de chaleur se traduisent par des besoins en gaz et / ou en fioul.

La détermination des courbes de charge représentatives de ces besoins est essentielle pour la modélisation des appels de puissance.

Les paragraphes ci-dessous exposent la détermination des besoins en chaleur, en gaz, en fioul et en électricité.

2.3.1 Courbe de charge des besoins en chaleur

La connaissance de la courbe de charge « *thermique* » doit nous permettre de reproduire la conduite des équipements de production de chaleur de la manière la plus fidèle possible.

Deux cas sont à étudier :

i. Chaufferie existante :

Il n'y a pas de centrale de cogénération. Il n'y a que les chaudières de la chaufferie pour satisfaire la production de chaleur.

La modélisation de la chaufferie utilise des appels de puissance thermique pour déterminer la conduite de la cascade de chaudières.

ii. Chaufferie avec la centrale de cogénération

Quand la centrale de cogénération fonctionne, les chaudières de récupération sont enclenchées en priorité dans la cascade de chaudières.

Suivant la courbe de charge, le modèle de chaufferie définit les allocations de charge thermique dans la cascade de chaudières.

Le choix de la « *finesse* » de la distribution des appels de puissance détermine :

La conduite de la chaufferie avec la cascade de chaudières. Le basculement du gaz au fioul sur les brûleurs mixtes est décidé lors des appels de puissance maximale de gaz (au *Paragraphe 4.1.1*, ce cas de conduite est expliqué). Si la distribution des appels de puissance n'est pas suffisamment précise (si la période d'acquisition est trop grande), les appels de puissance en pointe sont lissés et invisibles dans cette distribution.

Les consommations de combustible gaz / fioul en chaufferie (par voie de conséquence à l'exploitation adoptée).

La facturation liée à la fourniture de ces consommations de combustible.

Il est donc très important de choisir la bonne distribution pour définir la charge thermique de l'établissement.

Les données mises à notre disposition pour déterminer la courbe de charge thermique sont les suivantes :

1) *Données issues de l'exploitation :*

Productions et consommations mensuelles.

L'exploitation des installations exige un minimum de traçabilité. Afin d'avoir une traçabilité et une maîtrise des consommations d'énergie, un relevé mensuel des productions de chaleur et consommations de combustible est systématique. Ces relevés sont comparés aux Degrés Journaliers Unifiés (DJU) mensuels.

Archivage et suivi avec GTC.

Les systèmes d'exploitation des installations climatiques récentes sont équipés de Gestion Technique Centralisée (GTC). Le principe de la GTC est de regrouper sur un même superviseur l'ensemble des informations caractéristiques utilisées dans les automates de contrôle des équipements climatiques.

Les différents fournisseurs de GTC proposent des logiciels conviviaux offrant des fonctionnalités très variées dédiées à l'exploitation. Certaines d'entre-elles permettent d'utiliser la GTC comme une véritable centrale d'acquisition.

Il est ainsi possible de paramétrer des archivages périodiques de « *points GTC* » pour contrôler leurs évolutions.

Des relevés « *TOP 10 minutes* », horaires, journaliers...sont donc possibles sur les compteurs d'énergie thermique pour les installations le permettant.

Il est alors possible d'avoir à disposition des courbes de charge thermique riches en informations.

Dans la pratique, l'exploitation des installations climatiques ne consiste pas à faire de l'acquisition de données très fine. Ces fonctionnalités d'archivage sont utilisées lors de la mise au point des installations où lorsqu'il y a des dysfonctionnements des systèmes de régulation.

Malheureusement, l'archivage horaire ou journalier relatif à la charge thermique du bâtiment n'est jamais mis en œuvre sur une période d'un an. Ce type de données n'est donc pas disponible.

2) *Données issues de la météorologie nationale*

La météorologie nationale a mis en œuvre une cartographie du suivi de température et d'hygrométrie du territoire français grâce à des stations météorologiques réparties stratégiquement.

Pour une zone géographique donnée, rattachée à une station météorologique, il est possible d'obtenir la distribution journalière de la température extérieure locale.

Ce profil de température est représentatif des conditions météorologiques locales. Il permet de connaître la rigueur du climat local.

Les critères les plus influents sur l'ambiance des immeubles tertiaires, hospitaliers ou habilités à recevoir du public en général sont :

La température extérieure,
 Le taux de renouvellement d'air de ces locaux,
 Les apports thermiques dûs aux équipements (photocopieuses, imprimantes, matériels informatiques, éclairage, distributeurs divers...),
 L'importance des surfaces vitrées,
 L'isolation thermique...

Le critère le plus important est la température extérieure.

Comme cela a été exposé précédemment, il n'est pas possible d'avoir à disposition les courbes de charges thermiques journalières issues de l'exploitation.

Une modélisation approximative mais représentative peut-être proposée en combinant les DJU et les relevés mensuels d'exploitation.

3) Synthèse des données disponibles :

Il existe effectivement une corrélation importante entre les DJU et les besoins de chauffage des bâtiments. Pour un établissement situé dans une zone géographique donnée, il est possible d'interpoler linéairement les besoins de chauffage mensuels de ce bâtiment aux DJU cumulés mensuellement de cette station (se reporter à la *Figure 3-1* page 29).

Autrement dit, ces besoins de chauffage sont assimilés proportionnels aux DJU de la station.

Ayant à notre disposition cette droite d'interpolation liant les besoins mensuels « moyens » d'eau chaude aux DJU mensuels, il nous est possible d'en déduire des besoins journaliers « moyens » d'eau chaude à partir des DJU journaliers :

$$W_{cc,gl}(j) = a \cdot DU(j) + b \qquad \text{Eq. 2-21}$$

$W_{cc,gl}(j)$, quantité de chaleur (eau chaude) globale demandée le jour j

$DU(j)$, Degrés journaliers Unifiés pour le jour j

a et b , coefficients de l'interpolation linéaire

La courbe de charge thermique journalière ne retrace sûrement pas avec exactitude la charge réelle de l'établissement car les phénomènes instationnaires ne sont pas pris en compte, tout comme les autres critères énoncés précédemment.

Cependant, la courbe de charge obtenue est bien représentative du profil caractéristique de demande de chaleur de l'établissement.

L'ensemble de nos investigations sur l'analyse thermique de l'établissement seront basées sur cette courbe de charge journalière.

2.3.2 Courbe de charge des consommations en gaz et en fioul

La détermination des courbes de charge en gaz et en fioul est déduite de la conduite qui est adoptée à la chaufferie et à la centrale de cogénération.

Une fois que les besoins journaliers en eau chaude sont déterminés (Eq. 2-21), on en déduit la charge à appliquer en centrale de cogénération (Eq. 2-2).

En fonction de la conduite adoptée en centrale de cogénération, on en déduit la conduite de la chaufferie.

Les consommations de gaz et de fioul (Eq. 2-7 et Eq. 2-20) sont calculées jour par jour. On en déduit finalement les courbes de charge globales de ces deux combustibles :

$$W_{gz,gl}(j) = W_{gz,ch}(j) + W_{gz,co}(j) \quad Eq. 2-22$$

$$W_{fl,gl}(j) = W_{fl,ch}(j) \quad Eq. 2-23$$

avec

$W_{gz,gl}(j)$, quantité de gaz globale consommée le jour j

$W_{fl,gl}(j)$, quantité de fioul globale consommée le jour j

2.3.3 Courbe de charge des consommations en électricité

La connaissance de la courbe de charge des besoins électriques nous permet de déterminer le profil caractéristique de consommation de l'établissement étudié.

Par comparaison avec les moyens de comptage thermique, le comptage et surtout l'archivage des consommations électriques sont systématiques. Ils sont effectués par le distributeur national.

Ces mesures sont destinées entre autres à leur système de facturation pour contrôler les puissances appelées et quantités enlevées par leur client.

Pour chaque souscription d'énergie auprès du fournisseur, il est possible de lui demander le profil des consommations de cette souscription.

Le fournisseur est en mesure de transmettre à son client sa courbe de charge électrique. Elle est d'une définition très fine puisqu'elle est constituée des *TOP 10 minutes* relevés par le fournisseur. C'est à dire qu'elle rend compte sur la période demandée des puissances moyennes appelées toutes les *10 minutes* sur le réseau électrique du fournisseur.

Ces puissances moyennes appelées toutes les *10 minutes* sont notées :

$$\dot{W}_{\acute{e}l,gl}(top) \quad Eq. 2-24$$

où « *top* » correspond à une période de *10 mn (TOP 10 minutes)*

2.4 Les souscriptions d'énergie

Nous nous sommes principalement intéressés aux souscriptions de gaz et d'électricité. En effet, ce sont elles qui présentent le moins de « *lisibilité* » pour le client vu la diversité et la complexité de ces tarifs.

Par opposition, les achats de fioul se font au travers de souscriptions très simples pour le consommateur. Par conséquent, nous n'avons pas détaillé la souscription de ce type d'énergie.

La tarification et le calcul des coûts pour l'ensemble des souscriptions gaz et électricité étudiées s'articule de la manière suivante (voir en *Annexe 1*):

Un découpage horo-saisonnier spécifique pour chaque tarif. Ce découpage est déterminé par la définition donnée à chaque tranche tarifaire.

La quantification des puissances appelées et des quantités d'énergie enlevées mensuellement pour le calcul de la facturation mensuelle.

Certaines souscriptions proposent au consommateur de définir les limites de ces puissances appelées. De cette manière, le fournisseur a un meilleur contrôle :

- des caractéristiques nécessaires à ces réseaux de distribution
- des puissances maximales à fournir pour ceux-ci.

En cas de dépassement de ces souscriptions, les puissances et énergies enlevées par le consommateur sont facturées dans des conditions pénalisantes.

Pour une consommation d'énergie (gaz ou électricité) sur une période donnée, nous présentons la méthode employée pour effectuer une simulation de coût pour un type de souscription sélectionné.

Notre modélisation pour cette étude se décompose comme suit :

- i. Initialisation des caractéristiques de la souscription sélectionnée*
- ii. Calcul des courbes de charge relatives à chaque tranche tarifaire.*
- iii. Détermination des quantités consommées et des dépassements mensuels*
- iv. Calcul du coût par tranche tarifaire pour chaque mois*
- v. Calcul des coûts globaux sur la période d'étude*

La description de chacune de ces étapes est exposée dans les paragraphes ci-dessous

2.4.1 Caractéristiques des souscriptions

2.4.1.1 Description générale de la souscription

D'une manière générale, pour la souscription ou la tarification « *ta* » relative aux consommations de l'énergie « *nr* » (en l'occurrence du gaz ou de l'électricité),

Plusieurs versions « *ve* » de prix sont disponibles. Elles peuvent être fonction :

- De l'éloignement du consommateur par rapport au réseau de distribution (gaz)
- De la durée d'utilisation de l'énergie demandée (électricité)

Plusieurs tranches tarifaires « *tr* » échelonnent les prix unitaires des énergies consommées en fonction de la demande du réseau et des capacités de production

Plusieurs barèmes « *ba* » retracent les évolutions de prix au cours du temps. Ils sont rendus publics périodiquement et généralement en début de mois.

2.4.1.2 Décomposition des postes de coût de la souscription

Le calcul du coût des énergies consommées est réparti selon plusieurs postes :

Un Abonnement (AB) pour l'accessibilité au réseau de distribution.

Pour le tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* », et pour le barème « *ba* » il sera noté pour le mois « *m* » :

$$AB_{nr}^{ta,ba}(m) \quad Eq. 2-25$$

Un coût de Prime Fixe Unitaire (PFU) indexé sur les puissances d'enlèvement maximales susceptibles d'être atteintes par le consommateur. Il se décompose en une part normale « *no* » et une part de dépassement « *dé* ».

Pour le tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* », dans la version « *ve* » de la tranche « *tr* » et pour le barème « *ba* », ces coûts unitaires seront notés :

$$PFU_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba} \quad \text{et} \quad PFU_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba} \quad Eq. 2-26$$

Un coût de Prime Proportionnelle Unitaire (PPU) indexé sur les quantités enlevées par le consommateur. Il se décompose également entre une part normale « *no* » et une part de dépassement « *dé* ».

Pour le tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* » dans la version « *ve* » de la tranche « *tr* » et pour le barème « *ba* », ces coûts unitaires seront notés :

$$PPU_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba} \quad \text{et} \quad PPU_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba} \quad Eq. 2-27$$

L'ensemble de ces coûts unitaires sont exposés à l'*Annexe 1*.

2.4.1.3 Définition générale des tranches tarifaires de la souscription

Par rapport à la période d'étude choisie, il faut décomposer celle-ci selon les tranches tarifaires du tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* ».

La courbe de charge représentative de l'énergie appelée a une certaine distribution. Pour le gaz, cette distribution est journalière (d'éléments notés « *j* », cf. *Paragraphe 2.3.1*). Pour l'électricité, elle a une période de *10 minutes* (d'éléments notés « *top* », cf. *Paragraphe 2.3.3*).

D'une manière générale, cette distribution sera notée « *t* ».

Pour chaque type d'énergie, on va créer une distribution de présence « δ » pour chaque tranche « *tr* ».

Pour l'échantillon de distribution « *t* » du tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* », la présence de la tranche « *tr* » représentée par la variable δ sera notée :

$$\delta_{nr}^{ta, tr}(t) \tag{Eq. 2-28}$$

Cette variable δ est de type booléenne. Elle vaudra *1* lorsque l'on sera effectivement dans cette tranche tarifaire. Elle vaudra *0* dans le cas contraire.

Pour le tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* », la variable δ devra vérifier l'égalité ci-dessous :

$$\sum_{t=1}^{Nt} \left(\sum_{tr=1}^{Ntr} \delta_{nr}^{ta, tr}(t) \right) = Nt \tag{Eq. 2-29}$$

avec

Nt , nombre d'échantillons constituant la distribution de δ sur la période d'étude
Ntr , nombre de tranches constituant le tarif « *ta* » de l'énergie « *nr* »

2.4.2 Courbes de charge relatives à chaque tranche tarifaire

A partir de la courbe de charge globale d'appel de l'énergie « *nr* » (exemple du gaz *Eq. 2-22* ou de l'électricité *Eq. 2-24*), on en déduit la courbe de charge de la tranche « *tr* » du tarif « *ta* » pour l'énergie « *nr* » :

$$\dot{W}_{nr,gl}^{ta, tr}(t) = \dot{W}_{nr,gl}(t) \cdot \delta_{nr}^{ta, tr}(t) \tag{Eq. 2-30}$$

avec

$\dot{W}_{nr,gl}(t)$, courbe de charge globale d'appel de l'énergie « *nr* »
 $\dot{W}_{nr,gl}^{ta, tr}(t)$, courbe de charge de l'énergie « *nr* » dans la tranche « *tr* » du tarif « *ta* »

De cette manière, on obtient rapidement toutes les courbes de charge désirées pour n'importe quelle tranche de n'importe quel tarif.

2.4.3 Quantités consommées et dépassements mensuels

Pour le tarif « *ta* » de l'énergie consommée « *nr* », la puissance souscrite « *so* » dans la tranche « *tr* » est notée :

$$\dot{W}_{nr,so}^{ta,tr} \quad Eq. 2-31$$

Pour l'ensemble des tarifs étudiés, les puissances souscrites dans chaque tranche doivent vérifier l'inégalité suivante :

$$\dot{W}_{nr,so}^{ta,tr} \leq \dot{W}_{nr,so}^{ta,tr+1} \quad Eq. 2-32$$

Afin de contrôler le dépassement des puissances souscrites et de comptabiliser les quantités normales et de dépassement, chaque échantillon « *t* » de la distribution est comparé à la puissance souscrite.

On distingue une courbe de charge normale « *no* » d'une courbe de charge de dépassement « *dé* » :

Si $\dot{W}_{nr,gl}^{ta,tr} > \dot{W}_{nr,so}^{ta,tr}$,

$$\dot{W}_{nr,no}^{ta,tr}(t) = \dot{W}_{nr,so}^{ta,tr} \quad Eq. 2-33$$

$$\dot{W}_{nr,dé}^{ta,tr}(t) = \dot{W}_{nr,gl}^{ta,tr}(t) - \dot{W}_{nr,so}^{ta,tr} \quad Eq. 2-34$$

Sinon

$$\dot{W}_{nr,no}^{ta,tr}(t) = \dot{W}_{nr,gl}^{ta,tr}(t) \quad \text{et} \quad \dot{W}_{nr,dé}^{ta,tr}(t) = 0 \quad Eq. 2-35$$

Le calcul des quantités normales et de dépassement consommées durant le mois « *m* » s'obtiennent par intégration des puissances correspondantes sur l'intervalle de temps désiré :

$$W_{nr,no}^{ta,tr}(m) = \int_{Déb(m)}^{Fin(m)} \dot{W}_{nr,no}^{ta,tr}(t) dt \quad Eq. 2-36$$

$$W_{nr,dé}^{ta,tr}(m) = \int_{Déb(m)}^{Fin(m)} \dot{W}_{nr,dé}^{ta,tr}(t) dt \quad Eq. 2-37$$

avec

Déb(m) , échantillon de la distribution débutant le mois « *m* »

Fin(m) , échantillon de la distribution finissant le mois « *m* »

2.4.4 Coût par tranche tarifaire pour chaque mois

Le calcul du coût des énergies consommées dans le mois « m » est la somme :

i. Du montant des Primes Fixes normales et de dépassement

La Prime Fixe normale de la tranche « tr » est le produit de la Prime Fixe Unitaire normale de cette tranche et de la puissance souscrite dans cette tranche :

$$PF_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba}(m) = PFU_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba} \cdot \dot{W}_{nr,so}^{ta,tr} \quad Eq. 2-38$$

Le calcul de la Prime Fixe de dépassement dépend du type d'énergie « nr » consommée. Il s'effectue différemment des tarifs de gaz aux tarifs d'électricité.

Nous exprimerons la quantité à facturer comme une fonction « f » liée au type d'énergie « nr » dépendant de la courbe de charge associée :

$$PF_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba}(m) = PFU_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba} \cdot f_{nr}^{ta} \left[\dot{W}_{nr,dé}^{ta,tr}(t) \right] \quad Eq. 2-39$$

ii. Du montant des Primes Proportionnelles normales et de dépassement

La Prime Proportionnelle normale de la tranche « tr » pour le mois « m » est le produit de la Prime Proportionnelle Unitaire normale de cette tranche et la quantité d'énergie enlevée sans dépassement dans cette tranche au cours du mois « m » :

$$PP_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba}(m) = PPU_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba} \cdot W_{nr,no}^{ta,tr}(m) \quad Eq. 2-40$$

La prime proportionnelle de dépassement de la tranche « tr » pour le mois « m » suit le même calcul avec la quantité d'énergie enlevée en dépassement de cette tranche au cours du mois « m » :

$$PP_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba}(m) = PPU_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba} \cdot W_{nr,dé}^{ta,tr}(m) \quad Eq. 2-41$$

Le coût global ou la Prime globale des enlèvements d'énergie « nr » (noté $P_{nr,gl}$) pour la tarification « ta » de la tranche « tr » avec la version « ve » indexée sur le barème « ba » au cours du mois « m » est :

$$P_{nr,gl}^{ta,tr,ve,ba}(m) = PF_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba}(m) + PF_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba}(m) + PP_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba}(m) + PP_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba}(m) \quad Eq. 2-42$$

2.4.5 Coûts globaux

Les coûts globaux utilisés dans les simulations ultérieures sont les suivants :

Le coût global de toutes les énergies consommées durant le mois « m »

Le coût global sur la période d'étude choisie de toutes les énergies enlevées (ou consommées) dans chaque tranche « tr »

Le coût global de toutes les énergies consommées durant la période d'étude

Le calcul de chacun de ces coûts est détaillé dans les paragraphes ci-dessous.

2.4.5.1 Coût global des énergies consommées mensuellement

Le coût global ou la Prime globale des consommations d'énergie « nr » pour la tarification « ta » avec la version « ve » indexée au barème « ba » au cours du mois « m » est :

$$P_{nr}^{ta,ve,ba}(m) = AB_{nr}^{ta,ba}(m) + \sum_{tr=1}^{Ntr} P_{nr,gl}^{ta,tr,ve,ba}(m) \quad Eq. 2-43$$

L'évaluation de ce coût global permet de le comparer à la facturation du fournisseur d'énergie et de reproduire celle-ci.

2.4.5.2 Coût global sur la période d'étude des énergies consommées par tranche tarifaire

Le coût global ou la Prime globale des enlèvements d'énergie « nr » pour la tarification « ta » dans la tranche « tr » avec la version « ve » sur la période d'étude s'exprime :

$$P_{nr}^{ta,tr,ve} = \sum_{m=1}^{Nm} P_{nr,gl}^{ta,tr,ve,ba}(m) \quad Eq. 2-44$$

avec

N_m , nombre de mois sur lesquels s'étend la période d'étude

Ce coût global par tranche tarifaire nous permet de déterminer la souscription optimale de manière à obtenir ce coût global le plus faible possible pour chaque tranche tarifaire.

2.4.5.3 Coût global de toutes les énergies consommées durant la période d'étude

Le coût global ou la Prime globale des consommations d'énergie « nr » pour la tarification « ta » avec la version « ve » sur la période d'étude a pour expression :

$$\begin{aligned}
 P_{nr}^{ta,ve} &= \sum_{m=1}^{Nm} P_{nr}^{ta,ve,ba}(m) \\
 &= AB_{nr}^{ta} + \sum_{tr=1}^{Ntr} P_{nr}^{ta,tr,ve}
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 2-45}$$

avec

$$AB_{nr}^{ta} = \sum_{m=1}^{Nm} AB_{nr}^{ta,ba}(m)
 \tag{Eq. 2-46}$$

Il permet de comparer la compétitivité des différentes tarifications « *ta* » disponibles pour la fourniture de l'énergie « *nr* » auprès du consommateur.

2.5 Modalités pratiques pour la réalisation des calculs

L'ensemble des résultats présentés dans ce mémoire sont issus de routines de calculs développées avec VISUAL BASIC APPLICATION.

Les bases de données tarifaires sont renseignées au fur et à mesure de l'évolution des barèmes de prix des fournisseurs.

De même, la distribution (suivant les saisons) des tranches tarifaires des contrats EJP et Modulable est implantée dans une base prévue à cet effet.

Les calculs ont été réalisés avec un PC / Pentium III / 600 Mhz.

Le temps de calcul nécessaire pour déterminer les souscriptions optimales dépend du type d'énergie.

Pour le gaz, la distribution journalière (365 valeurs) rend les calculs quasiment instantanés.

Pour l'électricité, la distribution beaucoup plus fine (52 560 valeurs) demande un temps de calcul un peu plus long. Une dizaine de minutes peuvent être nécessaires pour aboutir au résultat.

3 Coût d'exploitation avec les appels de puissance de l'existant

Afin d'illustrer le modèle développé par un exemple concret, nous présentons les résultats issus de nos simulations pour un consommateur appartenant au secteur du tertiaire.

Le consommateur étudié est occupant d'un immeuble de bureau. Il a des besoins énergétiques importants pour satisfaire le confort de ses occupants.

Cet établissement est pourvu d'équipements de chauffage / climatisation. La distribution de la chaleur dans l'établissement s'effectue via des réseaux secondaires de distribution d'eau chaude (90 / 70°C).

Une chaufferie au gaz assure la production d'eau chaude nécessaire à ces réseaux. L'établissement a également des besoins importants en électricité.

Notre période d'étude s'étend du 1^{er} novembre 1999 au 31 août 2000.

Nous supposons que le consommateur dispose d'une installation performante. C'est à dire qu'il a déjà passé en revue l'ensemble des alternatives lui permettant de réduire ses consommations d'énergie.

Pour le gaz, la maîtrise des consommations de gaz passe par :

- des équipements de production performants,
- des réseaux hydrauliques bien équilibrés assurant un fonctionnement nominal possible pour tous les équipements terminaux à alimenter,
- des systèmes de régulations bien dimensionnés (actionneurs) et bien paramétrés (routines PID),
- des consignes de température raisonnables pour ces équipements terminaux et des programmes horaires de fonctionnement intelligents,
- une bonne maintenance de l'ensemble de ces systèmes

Pour l'électricité, le contrôle des appels de puissance doit prendre en compte :

- des équipements performants consommant peu d'électricité (lampe, moniteur...)
- des programmes horaires intelligents pour l'ensemble des équipements de forte puissance, pour les éclairages des parties communes avec des dispositifs de relance,
- des campagnes pour sensibiliser les occupants du bâtiment à étendre leur lumière, leur ordinateur... en période d'inoccupation

Dans ce chapitre nous présentons les économies potentielles susceptibles d'être dégagées en recherchant les souscriptions en gaz et en électricité les plus avantageuses.

Le coût de ces souscriptions est calculé à partir des courbes de charge en gaz et en électricité issues du mode d'exploitation de l'existant.

3.1 Les appels de puissance en gaz

Ces appels de puissance gaz sont déterminés à partir de la demande en eau chaude de l'établissement. Le calcul de la courbe de charge en gaz est présenté au paragraphe ci-dessus.

Une optimisation suivant quatre tarifs gaz disponibles S2S, TEL, B2S et B2I (*Annexe 1* aux *Tableau 0-6*, *Tableau 0-7*, *Tableau 0-8* et *Tableau 0-9* respectivement) est suivie d'une étude de sensibilité.

3.1.1 Courbe de charge en gaz

La courbe de charge journalière en eau chaude ($W_{ec,gl}(j)$) est établie suivant la description du *Paragraphe 2.3.1*.

Les consommations mensuelles d'eau chaude ($W_{ec,gl}(m)$) sont comparées aux Degrés journaliers Unifiés mensuels ($DU(m)$) et la droite d'interpolation (*Figure 3-1*) est obtenue en indexant les besoins d'eau chaude journaliers ($W_{ec,gl}(j)$) aux DJU ($DU(j)$) selon l'équation *Eq. 2-21*.

La détermination de la courbe de charge en eau chaude est ainsi obtenue. Elle est présentée à la *Figure 3-2* et met en évidence des demandes de chaleur importantes au cours de l'hiver en particulier aux journées les plus froides.

En adoptant la conduite de l'existant, toute cette demande d'eau chaude va être produite en chaufferie selon les équations *Eq. 2-3* et *Eq. 2-5* qui reproduisent le fonctionnement de la cascade de chaudière.

La conduite de l'existant se fait sans avoir recours au fioul, par conséquent la dualité Gaz / Fioul mise en évidence au travers de cette modélisation n'est pas exploitée dans cette partie.

En conséquence de cette exploitation, on en déduit grâce à l'équation *Eq. 2-7* la consommation journalière en gaz de la chaufferie ($W_{gz,gl}(j)$). Cette distribution est présentée à la *Figure 3-3*.

Elle met également en évidence les appels de gaz journaliers maximums lors des journées d'hiver les plus froides.

Connaissant la courbe de charge de l'énergie « gaz » pour notre période d'étude, le paragraphe suivant propose un comparatif économique des quatre tarifications citées précédemment.

3.1.2 Optimisation tarifaire

Nous proposons de simuler le coût de chacune des quatre tarifications gaz précédentes par rapport à la courbe de charge gaz ainsi obtenue.

Le critère utilisé pour déterminer la tarification gaz la plus intéressante sera le coût global ($P_{gz}^{ta,ve}$) de cette souscription relatif aux consommations totales de gaz sur la période d'étude.

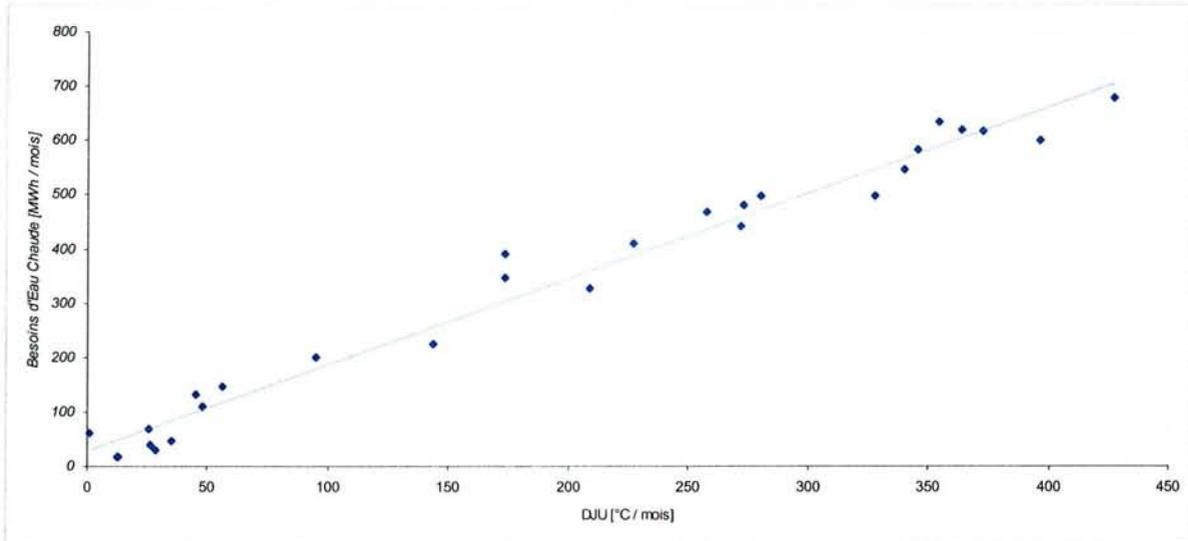


Figure 3-1 – Corrélation entre consommation d'eau chaude et DJU

C'est le calcul de l'expression Eq. 2-45. La fonction objectif est :

$$P_{gz}^{opt} = \text{Min} \left(P_{gz}^{S2S,S2}, P_{gz}^{TEL,N1}, P_{gz}^{B2S,N1}, P_{gz}^{B2I,N1} \right) \quad \text{Eq. 3-1}$$

En effet les versions de prix S2 et N1 de chaque tarif sont imposés par le distributeur de gaz.

Une recherche de coût minimum par rapport à ce paramètre n'est pas utile.

Les paragraphes ci-dessous expliquent la recherche de l'optimum pour ces quatre tarifications.

3.1.2.1 Puissances souscrites optimales

Pour l'ensemble des tarifications gaz, ce que l'on appelle par abus de langage la « puissance souscrite » dans une tranche, correspond en fait à la consommation journalière maximum de gaz dans cette tranche, que le consommateur s'engage à ne pas dépasser. Ce seuil de consommation journalière est communément appelé « débit journalier ».

Parmi les quatre tarifs proposés, seul le tarif S2S nécessite la déclaration de puissances souscrites ($\dot{W}_{gz,so}^{S2S,tr}$) tel qu'énoncé à l'expression Eq. 2-31 et présenté au Tableau 0-6b de l'Annexe 1. Cette « puissance souscrite » sert au calcul de la prime fixe.

Ce tarif est composé de deux tranches tarifaires. Une s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars, c'est la tranche 1 (d'hiver) ; l'autre s'étend du 1^{er} avril au 31 octobre, c'est la tranche 2 (d'été).

Dans notre cas, l'énergie « gaz » est utilisée pour des besoins de chauffage. Par conséquent, les puissances appelées l'hiver sont toujours plus importantes que celles appelées l'été.

En se référant à la relation Eq. 2-32, on en déduit l'égalité des deux puissances à souscrire en tranche 1 et 2 (respectivement Hiver, Été)

$$\dot{W}_{gz,so}^{S2S,T1} = \dot{W}_{gz,so}^{S2S,T2} \quad \text{Eq. 3-2}$$

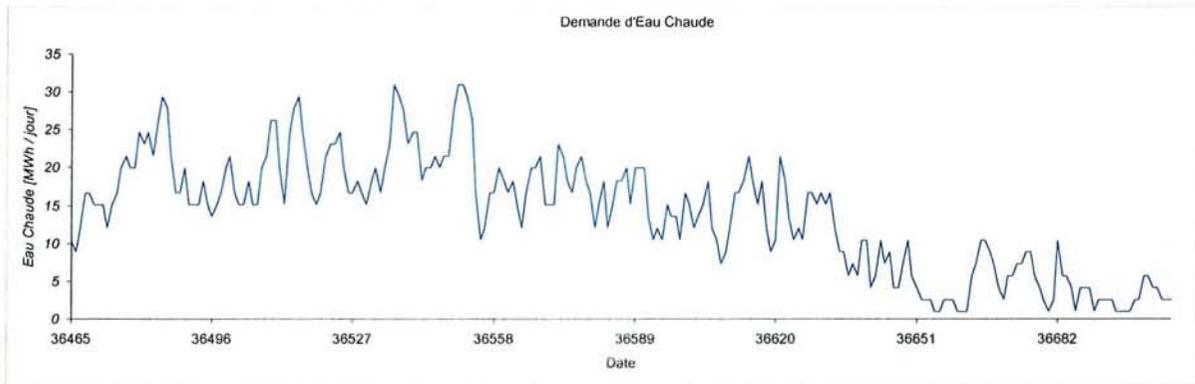


Figure 3-2 – Distribution des besoins d'Eau Chaude de l'établissement

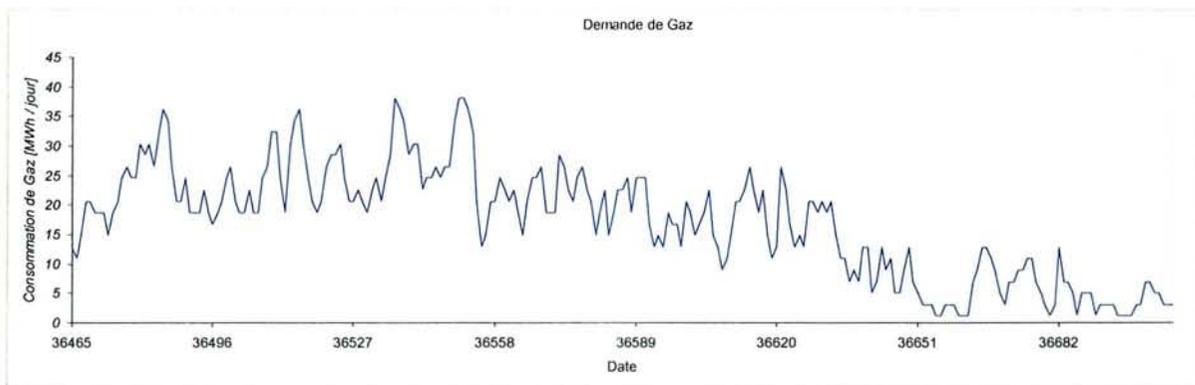


Figure 3-3 – Distribution des appels de Gaz de l'établissement

Le seul paramètre permettant de trouver un point minimum pour la fonction $P_{gz}^{S2S,S2}$ sera donc la recherche de la puissance souscrite optimale de tranche 1 (hiver). La Figure 3-4 présente la localisation de cette puissance optimale (ou débit journalier optimum) pour un coût de $P_{gz}^{S2S,S2}$ minimal.

Les tarifications TEL, B2S et B2I ne demandent pas la déclaration de puissance à souscrire dans leurs différentes tranches tarifaires. Le choix de la version n'est pas possible.

Seuls les consommations ($W_{gz,gl}(j)$) et les niveaux de prix appliqués par les barèmes peuvent faire apparaître des différences de coût entre chacun de ces trois tarifs.

Dans cette partie, les consommations (ou la courbe de charge) sont fixés ainsi que la période d'étude (les barèmes).

Aucune recherche d'optimum n'est possible pour chacun de ces trois tarifs.

3.1.2.2 Economies potentielles

La facture globale optimale pour le tarif S2S comparé à celles des trois autres tarifs donne les résultats exposés à la Figure 3-5. L'ensemble de ces résultats sont regroupés dans l'Annexe 2 au travers des Tableau 0-1, Tableau 0-2, Tableau 0-3 et Tableau 0-4 correspondant respectivement aux factures S2S, TEL, B2S et B2I.

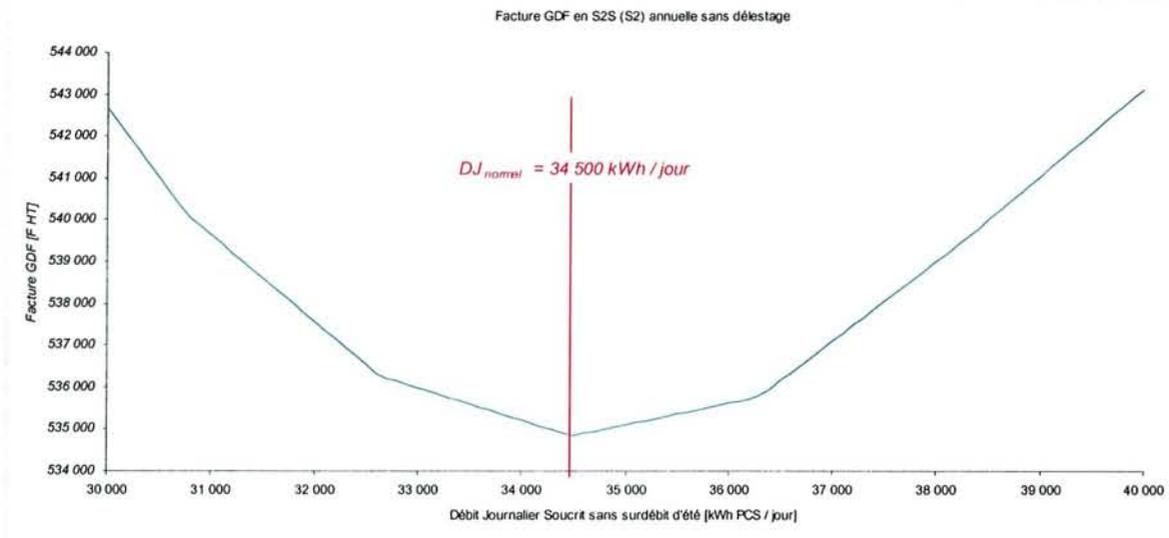


Figure 3-4 – Puissance souscrite (« Débit Journalier Souscrit ») de gaz optimale avec le Tarif S2S niveau S2

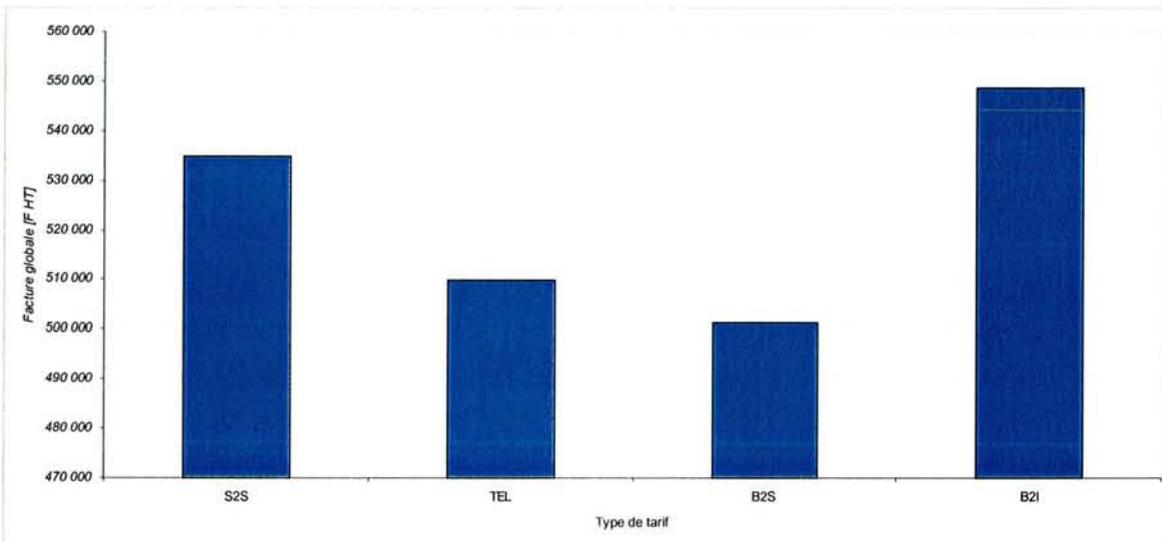


Figure 3-5 – Comparatif des coûts globaux pour chaque souscription de Gaz

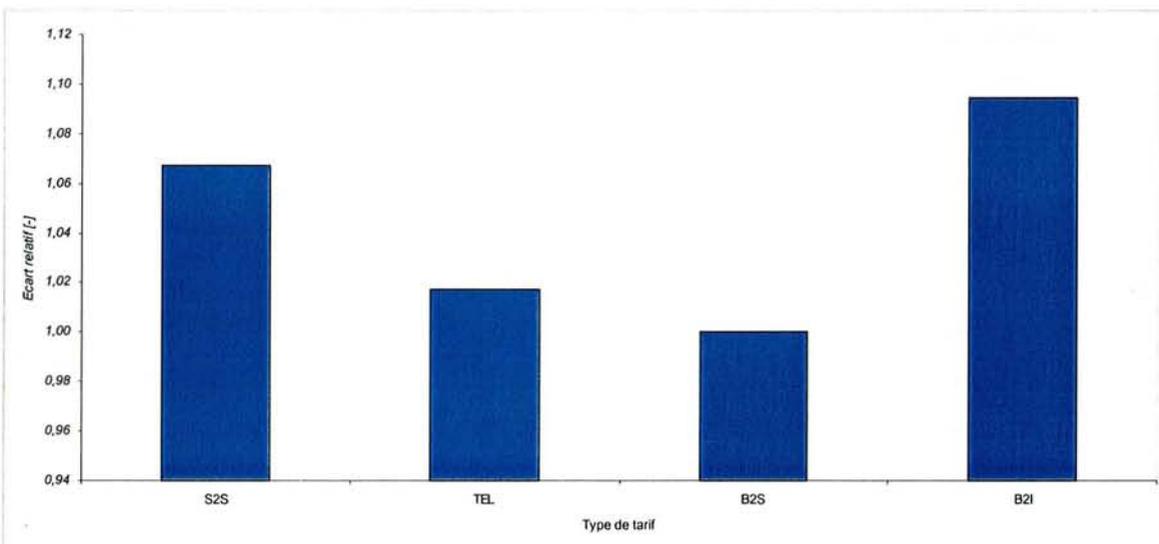


Figure 3-6 – Ecart relatif entre chaque souscription

Finalement, c'est la souscription B2S qui est la plus avantageuse dans ce cas là. L'écart de coût entre chaque souscription (noté $\frac{P_{gz}^{B2S,N1} - P_{gz}^{ta,ve}}{P_{gz}^{B2S,N1}}$) n'est malgré tout pas trop important (Figure 3-6 page précédente).

3.1.3 Etudes de sensibilité

Après avoir obtenu le tarif gaz le plus intéressant dans les conditions de l'étude, une présentation de la validité de ce choix tarifaire est proposé par rapport à deux perturbations :

- i. Une dérive des consommations de l'utilisateur
- ii. Les fluctuations des barèmes des quatre tarifs dans le temps.

Les deux paragraphes ci-dessous exposent les résultats obtenus.

3.1.3.1 Sensibilité par rapport à une dérive des consommations

En effet, les consommations de l'utilisateur sont susceptibles d'évoluer dans le temps. Il semble intéressant de « tester » la stabilité de l'optimum ainsi trouvé.

Une augmentation de puissance appelée, représentée par la courbe de charge gaz a été envisagée. Celle-ci a été uniformément diminuée ou au contraire augmentée de 15 % :

$$((1+x) \cdot W_{gz,gl}(j) \quad \text{avec} \quad x \in [-0,15;0,15]) \quad \text{Eq. 3-3}$$

La « réaction » du prix global de chacun des tarifs ($P_{gz}^{la,ve}$) est exposée à la Figure 3-7.

On peut remarquer que globalement, c'est bien le tarif B2S qui est le plus compétitif mis à part au delà de 12 % d'augmentation, où là, le tarif TEL le rattrape et devient légèrement plus compétitif.

A la Figure 3-8, le nouveau montant de chaque tarif est comparé relativement à celui calculé au Paragraphe 3.1.2 avant perturbation de la courbe de charge.

On remarque que seul le tarif S2S n'évolue pas linéairement dans la partie [0%;15%] car la structure du tarif pénalise les dépassements de la puissance souscrite.

3.1.3.2 Sensibilité par rapport aux évolutions des barèmes de prix

Il arrive que les fournisseurs d'énergie informent leurs consommateurs des évolutions à venir des barèmes de prix pour leurs tarifications.

La prise en compte de ces évolutions est intéressante car elle permet de comparer dans le temps quel tarif sera le plus intéressant.

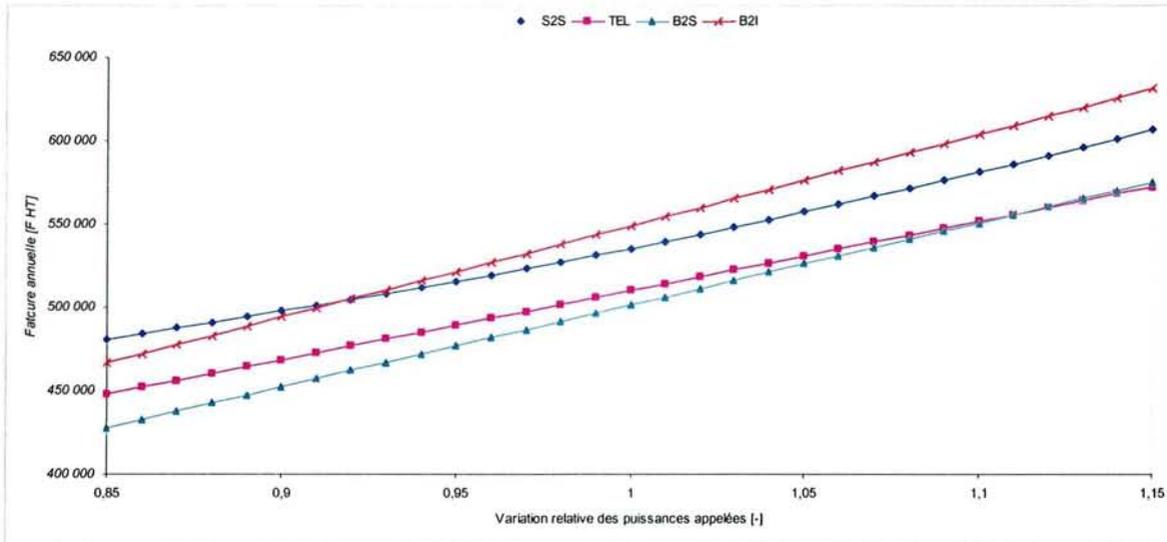


Figure 3-7 – Influence de l'évolution des puissances appelées sur la facture globale

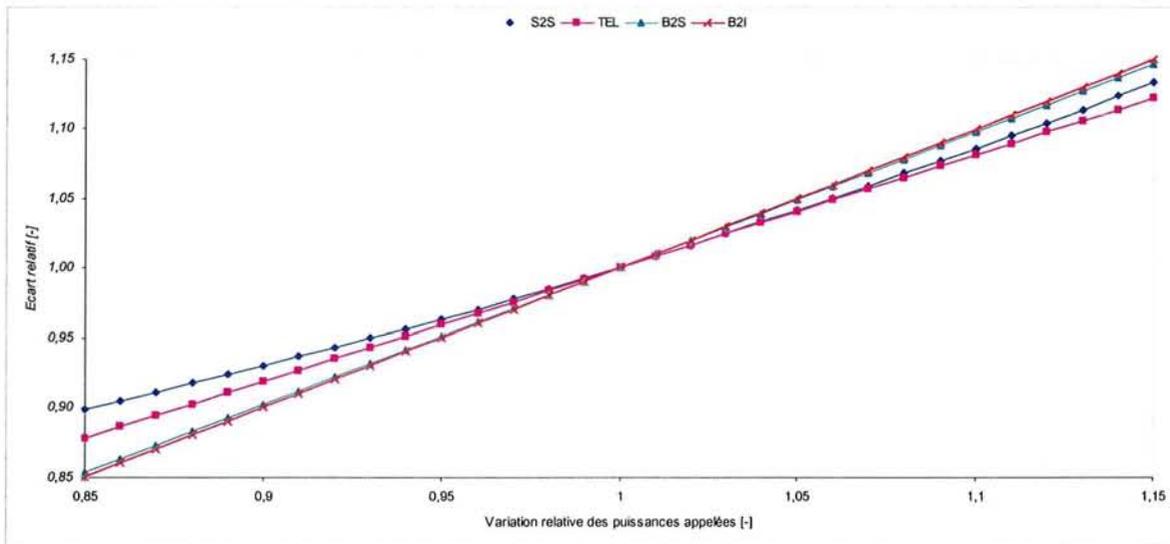


Figure 3-8 – Influence des puissances appelées sur la facture globale / écart relatif

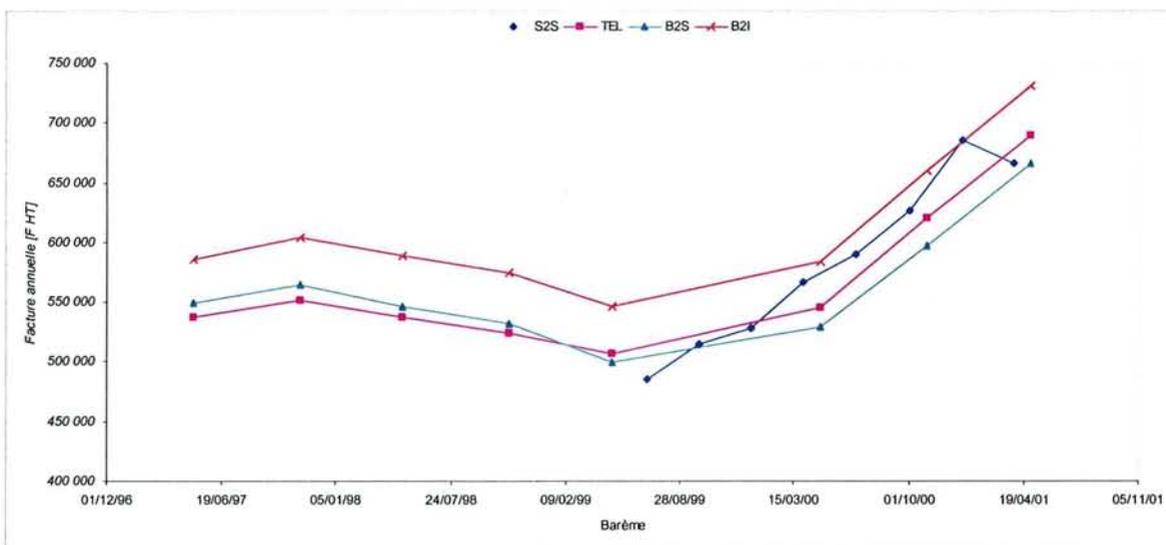


Figure 3-9 – Evolution de la facture globale de gaz en fonction des barèmes

Bien entendu, ces prévisions de barème ne sont pas toujours suivies des faits ou ne peuvent pas être utilisées et fiables sur de grandes durées.

Un projet d'investissement sur *10 ans* ne peut pas seulement se baser sur des prévisions de prix. Ils constituent seulement un « indicateur » supplémentaire.

En prenant les barèmes disponibles de ces tarifs depuis *1997*, on peut retracer le coût global de chaque tarif ($P_{gz}^{la,ve,ba}$) calculé sur la base de la courbe de charge correspondant à notre période d'étude représentative.

Il en ressort que jusqu'en *1998*, le tarif TEL était le plus avantageux. Ensuite, le S2S puis le B2S se sont montrés plus attractifs (*Figure 3-9* page précédente).

3.2 Les appels de puissance en électricité

Les paragraphes suivants exposent :

- i. Les caractéristiques de la courbe de charge d'électricité*
- ii. Une optimisation sur les cinq tarifs « électricité » disponibles*
- iii. Des études de sensibilité*

3.2.1 Courbe de charge en électricité

Comme précisé au *Paragraphe 2.3.3*, cette courbe de charge est obtenue auprès du fournisseur d'énergie électrique.

Un aperçu des puissances moyennes ($\dot{W}_{el,gl}(top)$) appelées toutes les dix minutes au cours d'un mois est donné comme exemple à la *Figure 3-10*.

Les heures de nuit, où l'immeuble est inoccupé, nécessitent beaucoup moins de puissance électrique, tout comme les samedi / dimanche par comparaison aux heures d'occupation de l'immeuble.

Une distribution des besoins journaliers d'électricité ($\dot{W}_{el,gl}(j)$) est présentée à la *Figure 3-11*.

Elle met en évidence une stabilité relativement importante des besoins journaliers d'électricité.

On peut constater que les demandes d'électricité les plus fortes ne se situent pas forcément en hiver mais plutôt les jours chauds d'été ou les groupes frigorifiques à compresseur mécanique (électrique) de vapeur sont fortement sollicités pour satisfaire les besoins de climatisation du bâtiment.

L'hiver, l'essentiel de la demande de chaleur est satisfaite par les réseaux de distribution de chaleur qui sont alimentés par la chaufferie gaz.

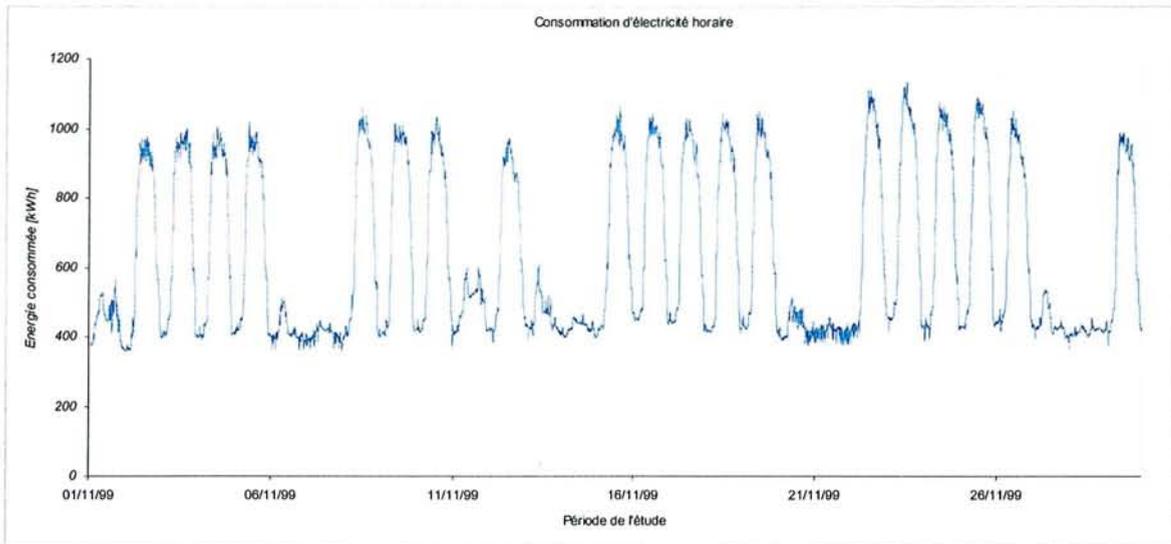


Figure 3-10 – Distribution des consommations d'électricité horaires du 1/11/99 au 30/11/99

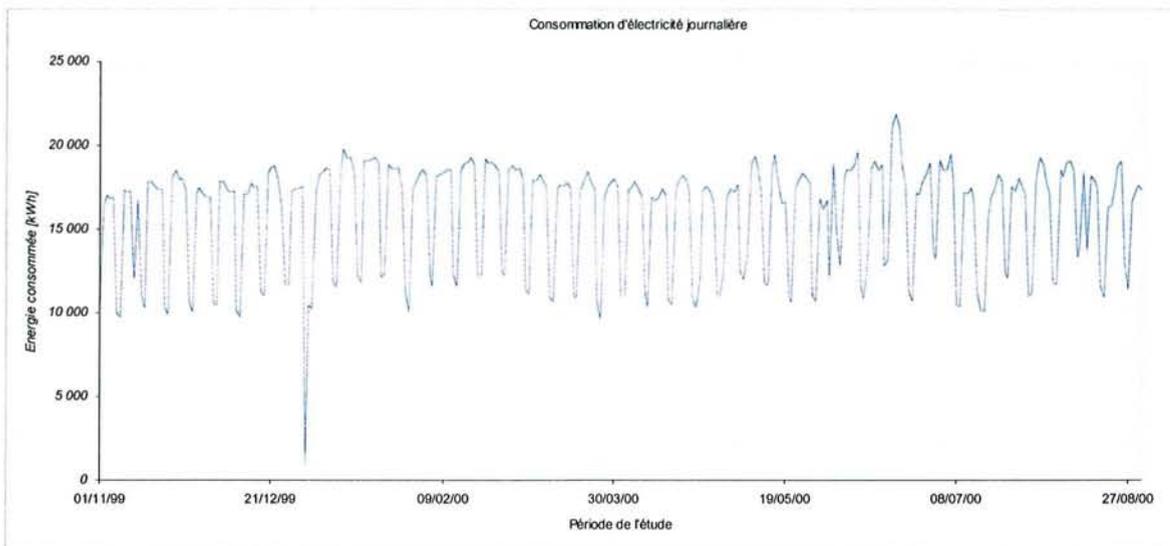


Figure 3-11 – Distribution des consommations d'électricité journalières du 1/11/99 au 31/08/00

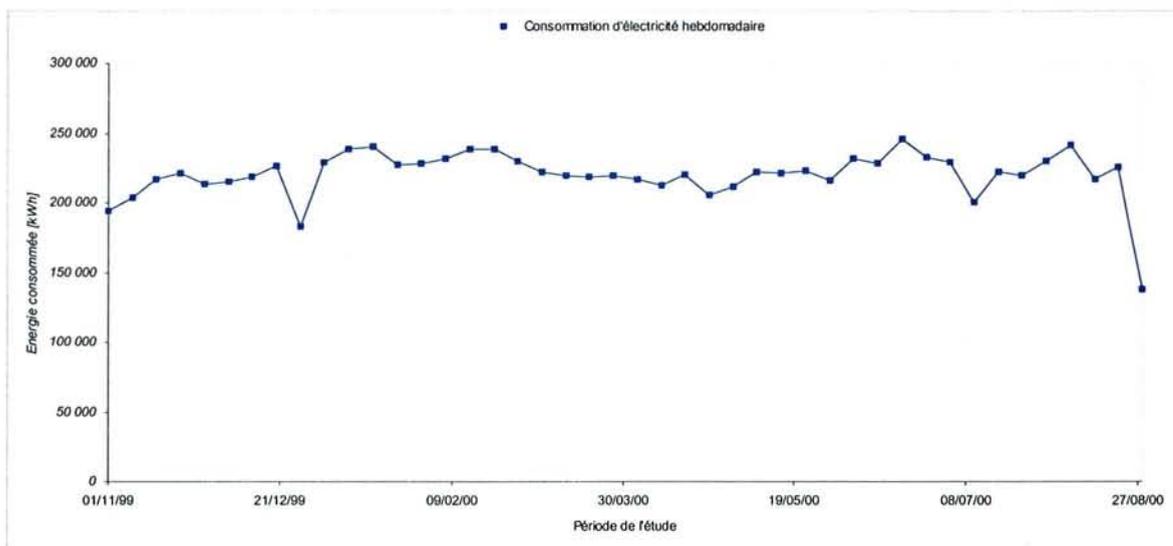


Figure 3-12 – Distribution des consommations d'électricité hebdomadaires du 1/11/99 au 28/08/00

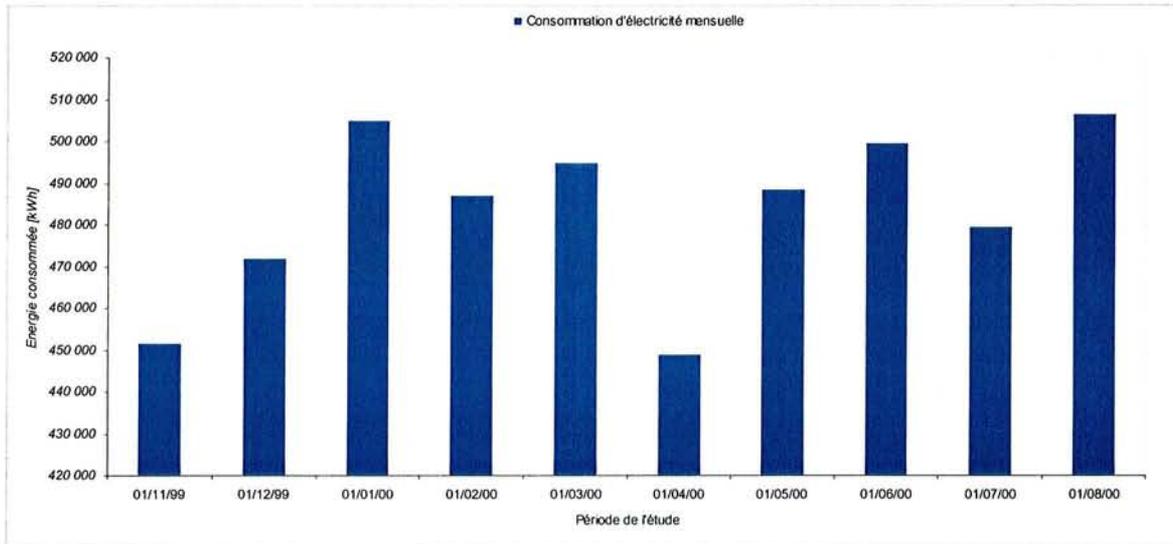


Figure 3-13– Distribution des consommations d'électricité mensuelles du 1/11/99 au 01/08/00

Les samedis et dimanches présentent une charge beaucoup plus réduite, conséquence de l'inoccupation de l'immeuble.

Les Figure 3-12 et Figure 3-13 retracent les besoins hebdomadaires $(\dot{W}_{\text{él,gl}}(s))$ et mensuels $(\dot{W}_{\text{él,gl}}(m))$ d'électricité.

Elles ne mettent pas en évidence d'autres singularités.

Connaissant la courbe de charge de l'énergie « électricité » sur notre période d'étude, le paragraphe suivant propose un comparatif économique des cinq tarifications A5 Base, A5 EJP, A8 Base, A8 EJP et A Modulable (données économiques en Annexe 1).

3.2.2 Optimisation tarifaire

Nous proposons de simuler le coût de chacune des cinq tarifications d'électricité par rapport à la courbe de charge électrique présentée précédemment.

La fonction objectif qui déterminera la tarification la plus intéressante sera la solution de l'expression :

$$P_{\text{él}}^{\text{opt}} = \text{Min}_{\text{ta,ve}} (P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,opt}}) \tag{Eq. 3-4}$$

avec

$$P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,opt}} = AB_{\text{él}}^{\text{ta}} + \sum_{\text{tr}=1}^{\text{Ntr}} \text{Min}_{\text{tr}} (P_{\text{él}}^{\text{ta,tr,ve,opt}}) \tag{Eq. 3-5}$$

3.2.2.1 Puissance souscrite optimale

La solution consiste donc à trouver, pour le tarif « ta », dans la version « ve » et pour chaque tranche « tr » la Prime globale de cette tranche $(P_{\text{él}}^{\text{ta,tr,ve}})$ la moins chère possible.

Pour cela, il faut à nouveau trouver la puissance souscrite optimale dans cette tranche ($\dot{W}_{nr,so}^{ta,tr}$) qui permettra d'obtenir le meilleur compromis entre (voir Eq. 2-42) :

Des pénalités de dépassement trop importantes liées à une puissance souscrite sous-estimée ($PF_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba}(m) + PP_{nr,dé}^{ta,tr,ve,ba}(m)$).

Une prime fixe trop importante ($PF_{nr,no}^{ta,tr,ve,ba}(m)$) due à une puissance souscrite sur-estimée qui n'est jamais atteinte.

Pour chaque tranche de chaque tarif et dans chaque version, nous avons calculé le montant de la prime globale de cette tranche ($P_{él}^{ta,tr,ve}$) pour chaque puissance souscrite variant dans l'intervalle :

$$\dot{W}_{él,so}^{ta,tr} \in [0,6 \cdot \dot{W}_{él,max}^{ta,tr} ; 1,1 \cdot \dot{W}_{él,max}^{ta,tr}] \quad \text{Eq. 3-6}$$

avec $\dot{W}_{él,max}^{ta,tr}$, la puissance maximale appelée dans la tranche « tr » du tarif « ta ».

Le calcul de cette Prime globale pour une tranche tarifaire « tr » met en évidence un optimum lorsque la puissance souscrite varie entre ces deux extrêmes.

Parmi les cinq tarifs et leurs quatorze versions, il existe donc une puissance souscrite optimale pour chaque tranche tarifaire.

Dans cette catégorie de tarif, nous avons vu qu'il existait trois options qui sont les options *Base*, *EJP* et *Modulable*. Nous exposons les résultats issus de nos optimisations pour les trois tarifs suivants qui appartiennent chacun à l'une de ces trois classes d'option (les versions retenues sont celles qui s'avéreront les moins chères au *Paragraphe 3.2.2.2*).

tarif A5 Base LU : Figure 3-14, Figure 3-15, Figure 3-16, Figure 3-17 et Figure 3-18

tarif A8 EJP TLU : Figure 3-19, Figure 3-20, Figure 3-21, Figure 3-22, Figure 3-23 et Figure 3-24

tarif A Mod TLU : Figure 3-25, Figure 3-26, Figure 3-27 et Figure 3-28.

On peut constater que la règle énoncée à l'Eq. 2-32 est effectivement bien vérifiée (Figure 3-15, Figure 3-16, Figure 3-18...).

Nous regroupons ci-dessous les puissances optimales ainsi obtenues pour ces trois tarifs :

Tarif	Version libellé	Puissance souscrite optimale [kW] dans chaque tranche					
		1	2	3	4	5	6
A5 Base	LU	1 111	1 111	1 111	1 165	1 165	
A8 EJP	TLU	1 081	1 131	1 131	1 197	1 197	1 197
A5 Mod	TLU	1 081	1 131	1 131	1 165		

Tableau 3-1 – Puissance souscrite optimale par tranche tarifaire pour chaque version de chaque tarif

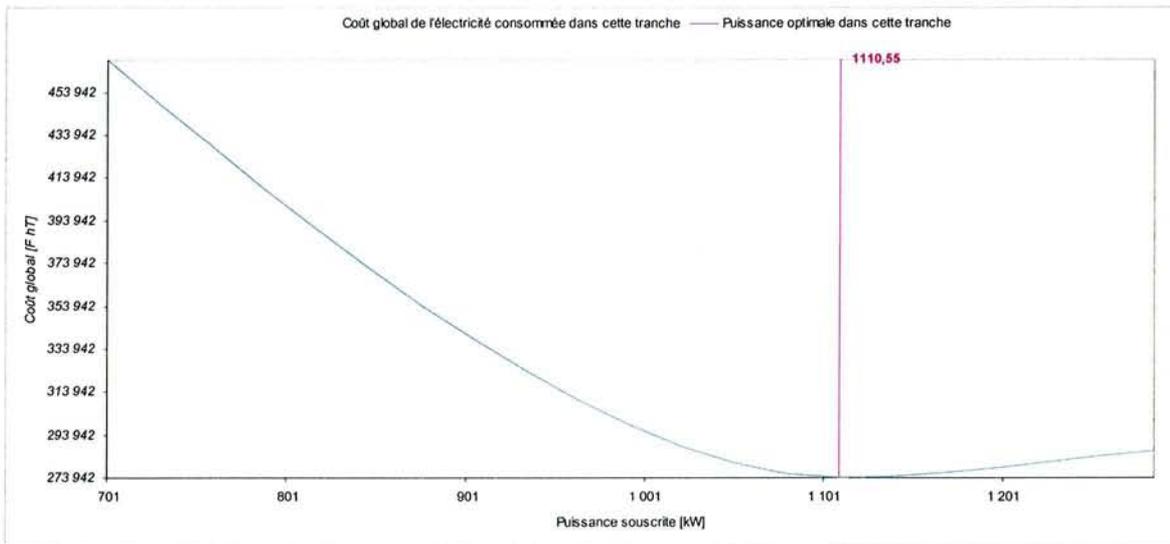


Figure 3-14 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche PTE

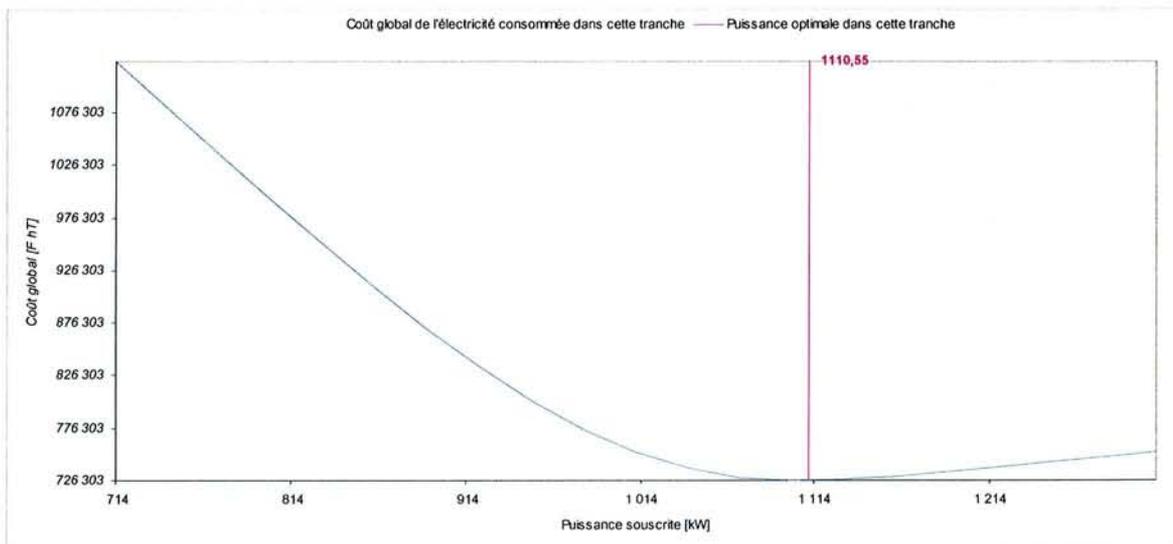


Figure 3-15 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HPH

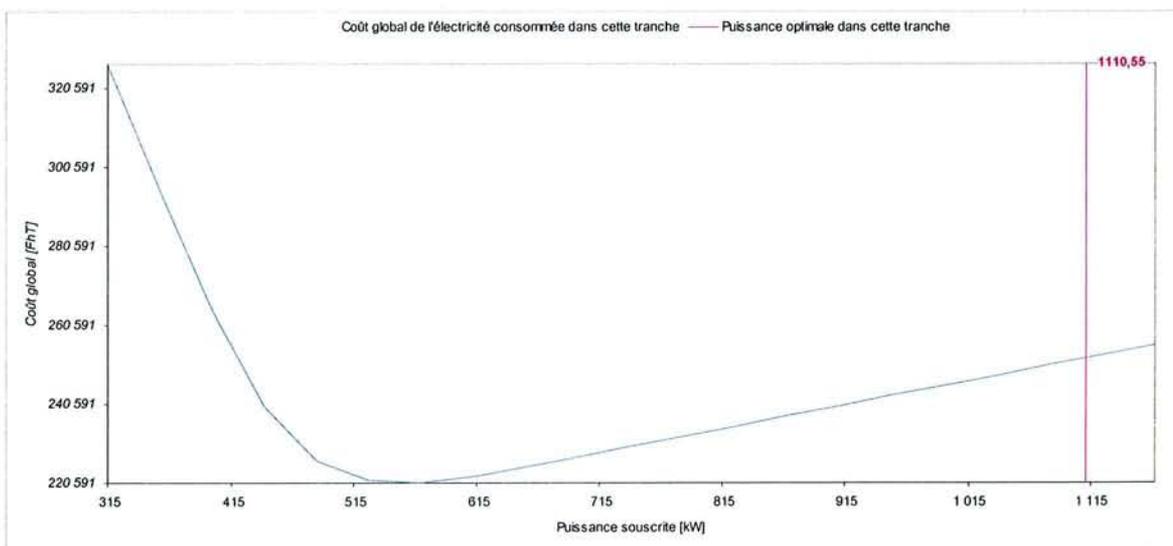


Figure 3-16 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HCH

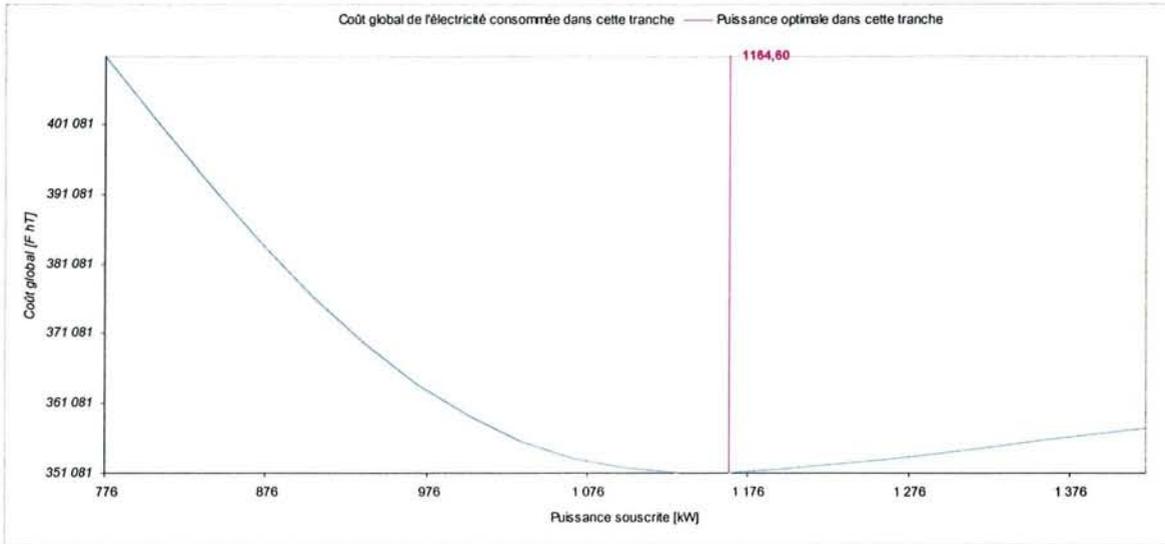


Figure 3-17 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HPE

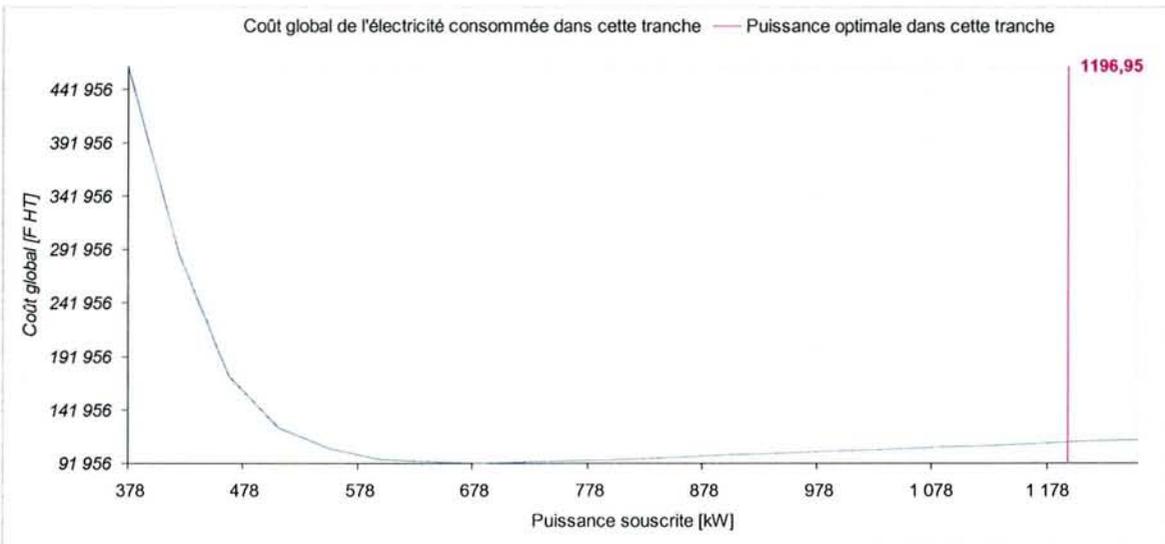


Figure 3-18 – Tarif A5 Base Version LU, puissance souscrite optimale dans la tranche HCE

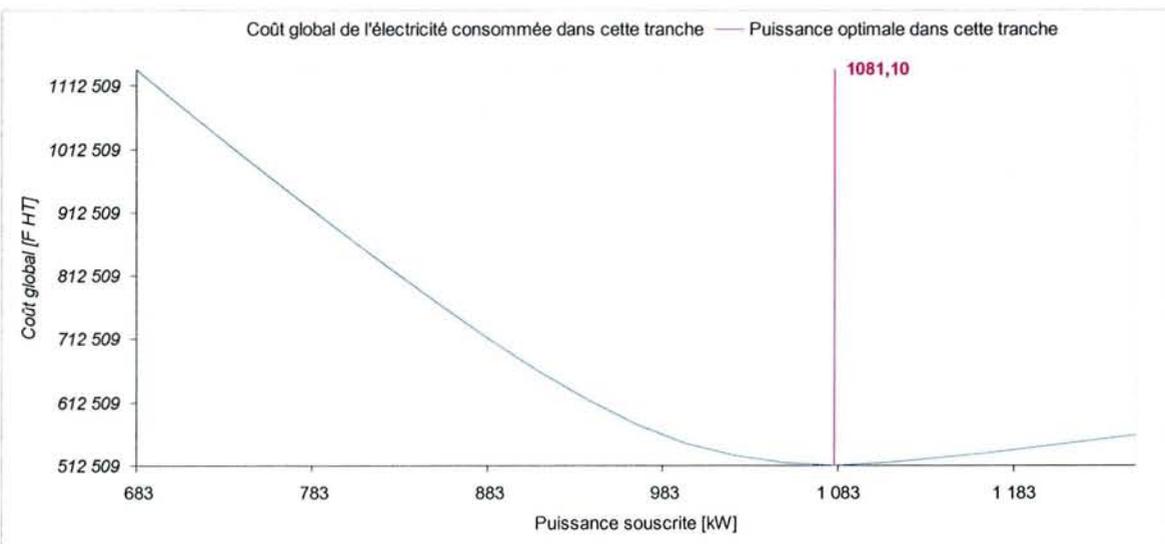


Figure 3-19 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche PM

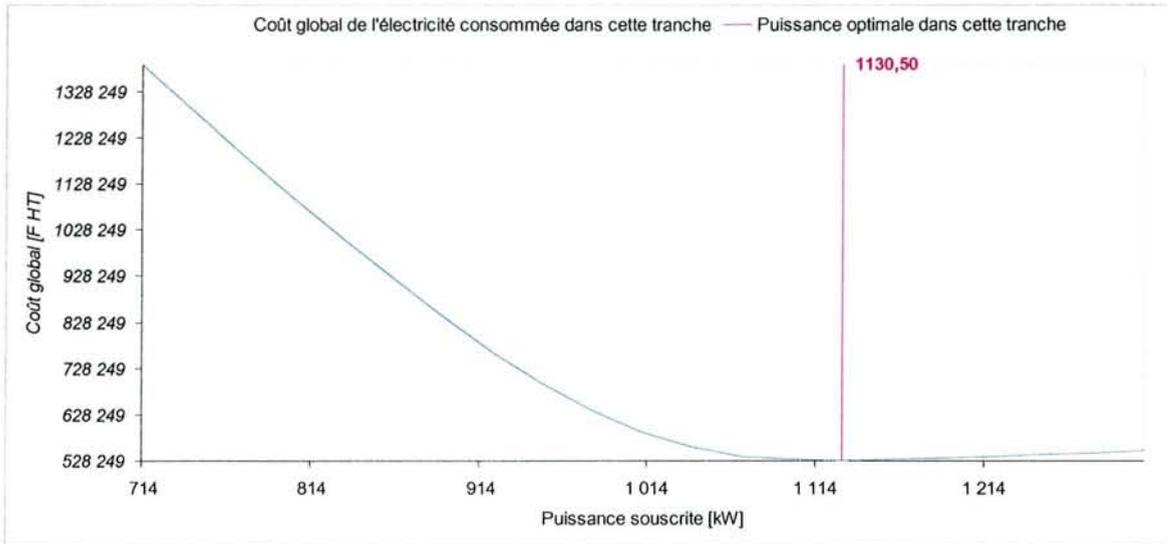


Figure 3-20 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HH

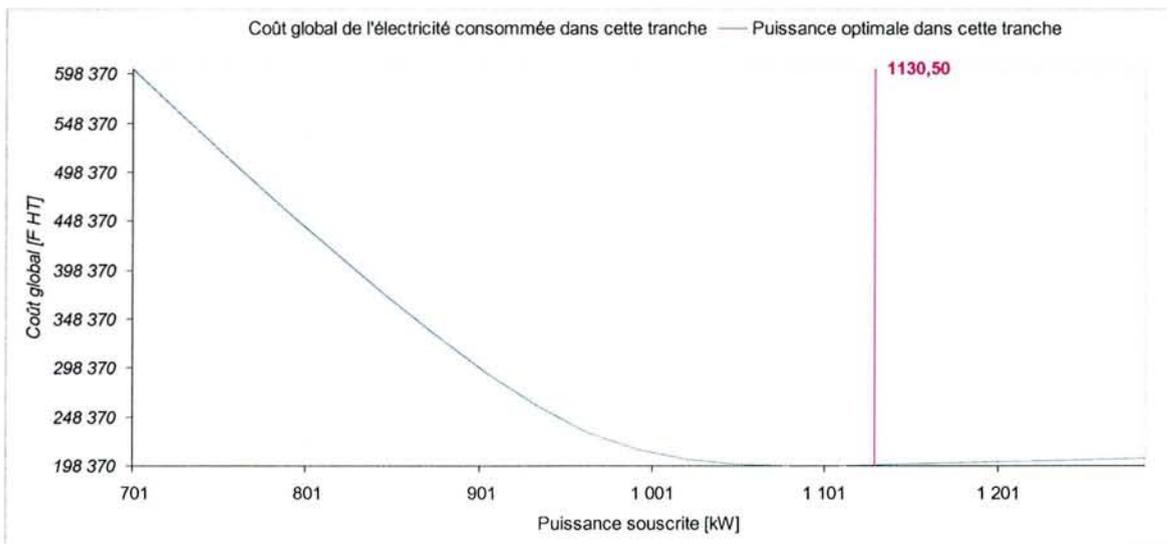


Figure 3-21 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HD

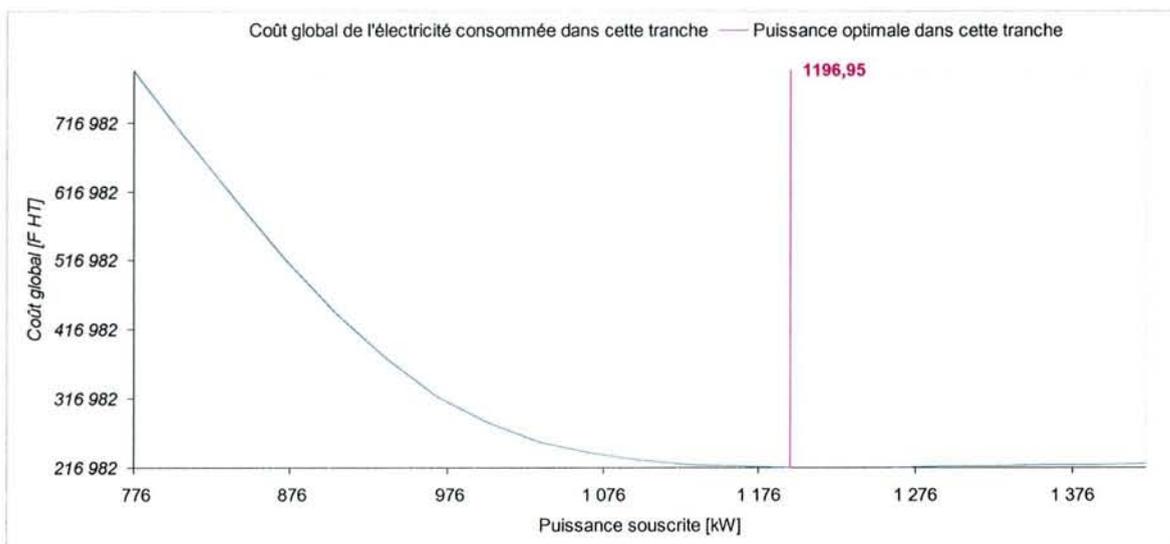


Figure 3-22 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HPE

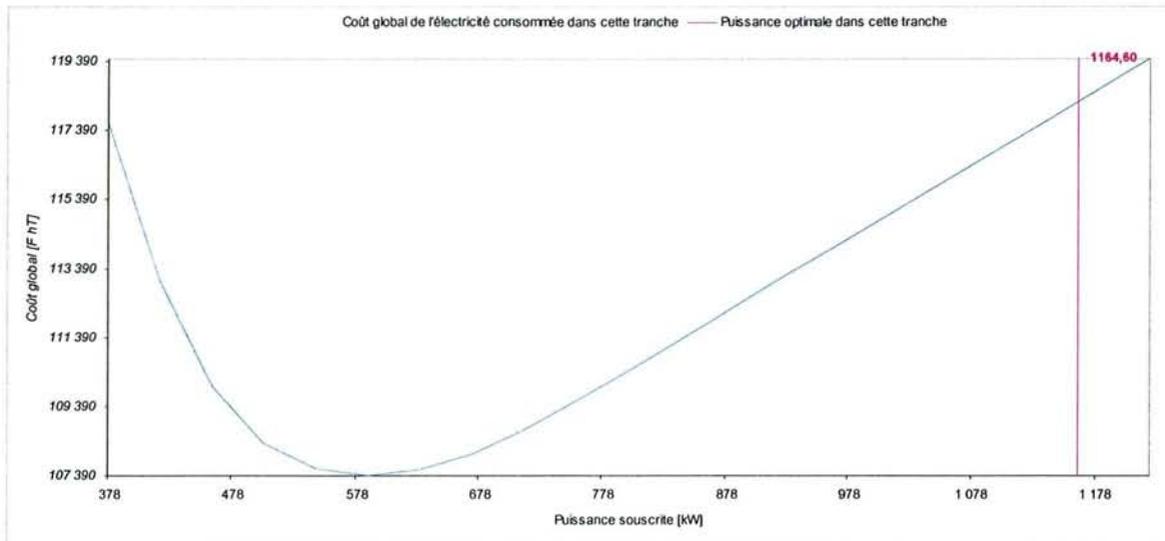


Figure 3-23 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HCE

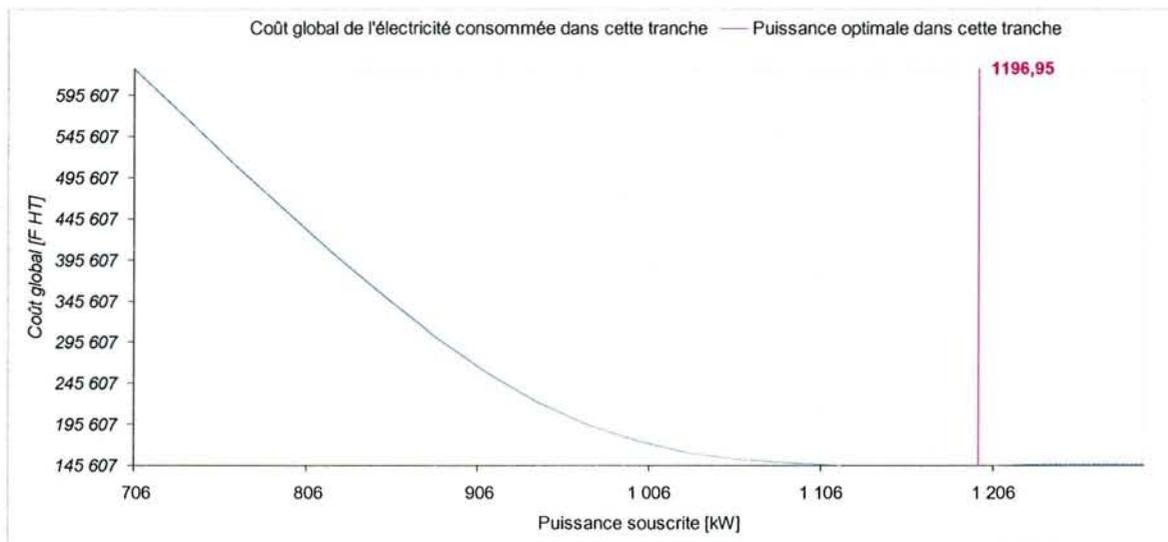


Figure 3-24 – Tarif A8 EJP Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche JA

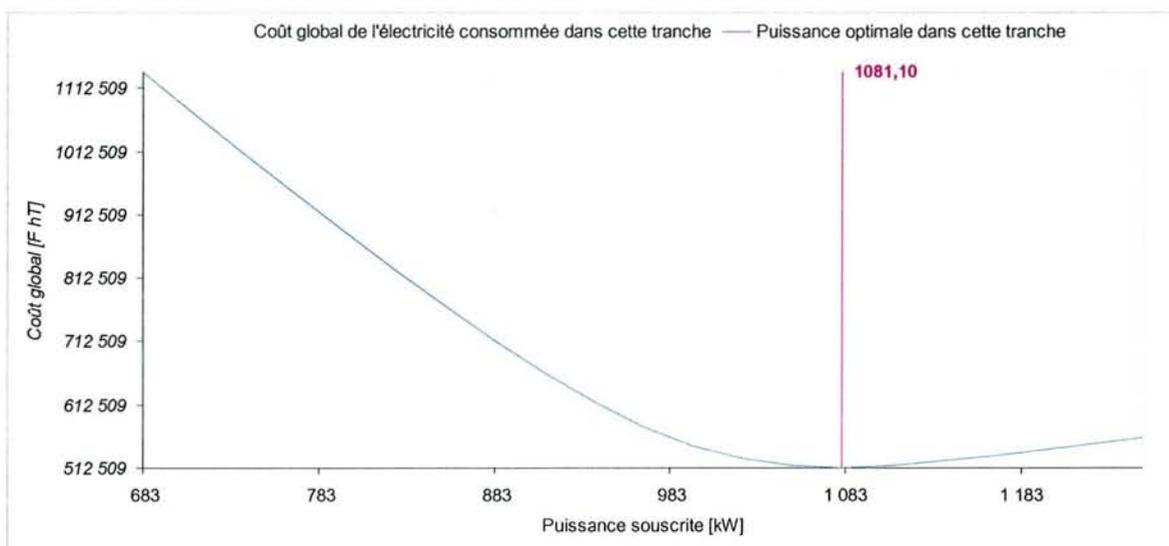


Figure 3-25 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche PM

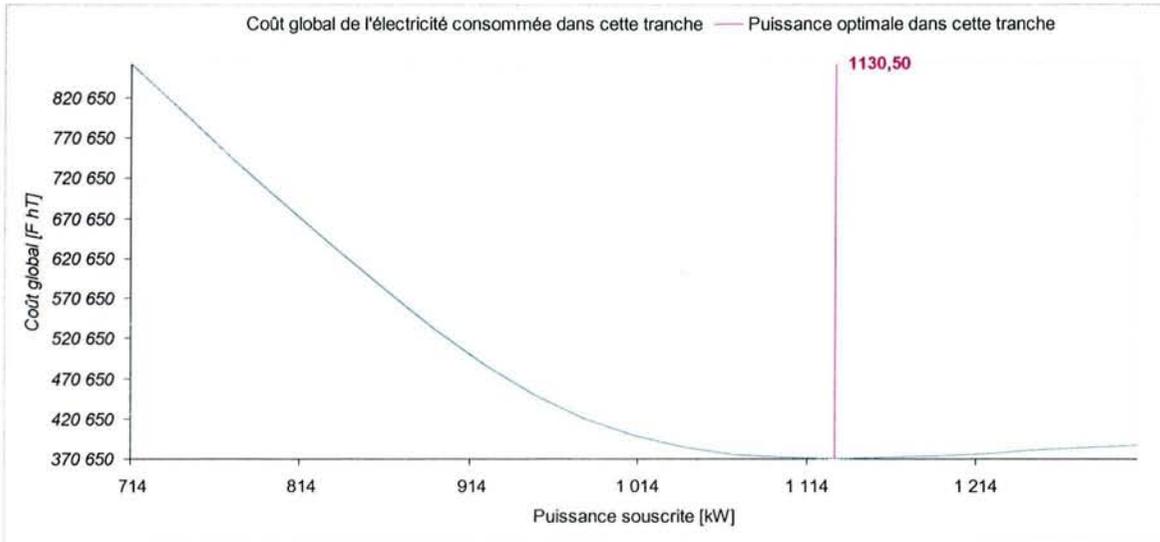


Figure 3-26 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche HM

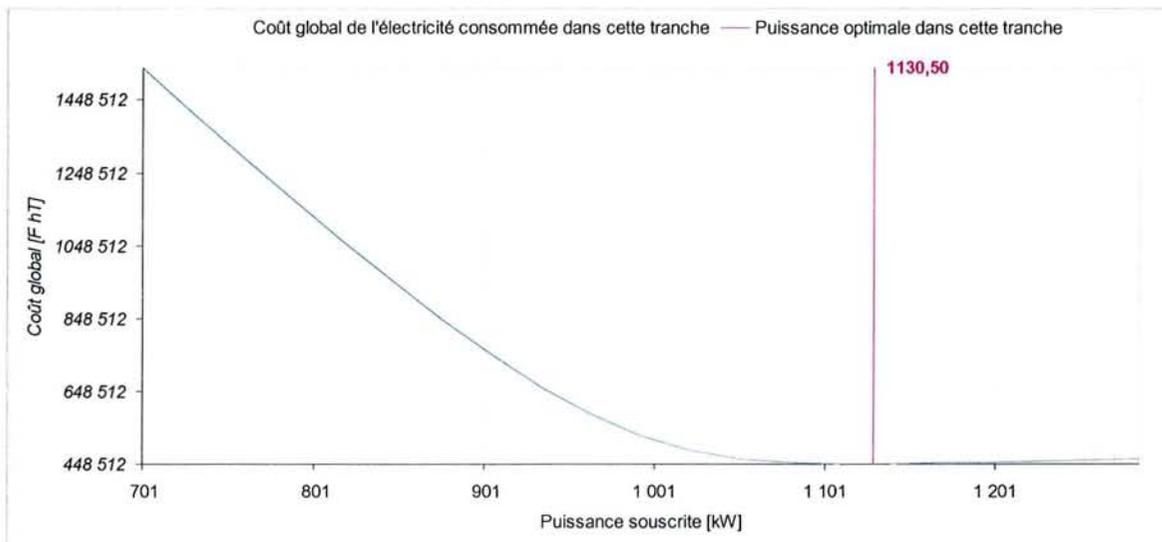


Figure 3-27 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche DSM

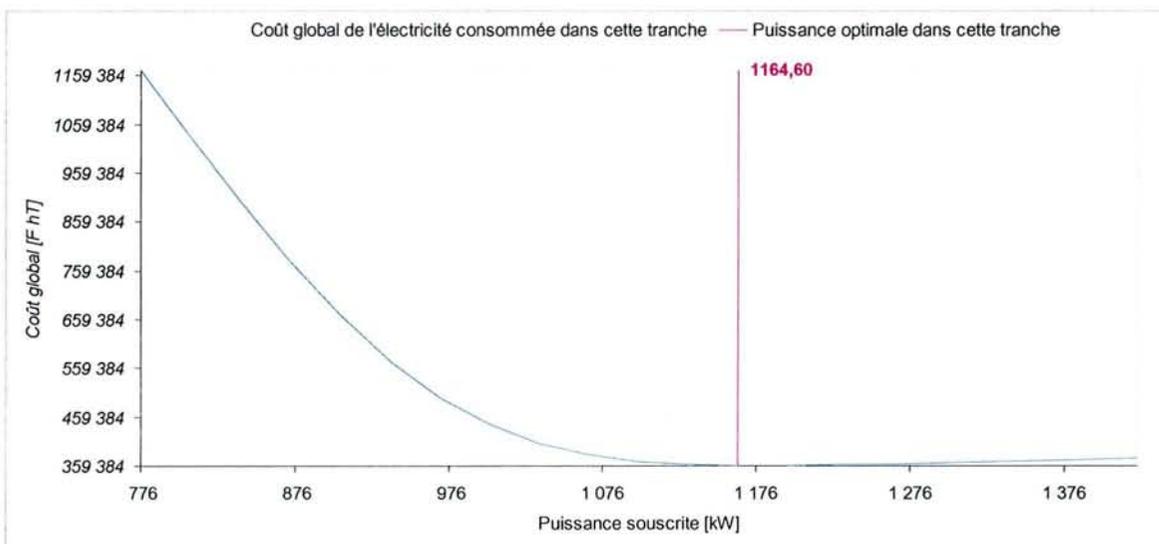


Figure 3-28 – Tarif A Mod. Version TLU, puissance souscrite optimale dans la tranche SCM

3.2.2.2 Economies potentielles

Après avoir mis en évidence les puissances souscrites optimales pour chaque tranche de chaque version de chaque tarif, nous avons ainsi obtenu, pour chaque tarif « ta » dans chaque version « ve » la Prime globale ($P_{\text{él}}^{\text{ta,ve}}$) sur la période d'étude d'expression Eq. 3-5.

L'ensemble de nos résultats sont regroupés dans le synthétique ci-dessous.

Pour les tarifs A5 Base LU, A8 EJP TLU, A Modulable TLU ainsi que la souscription client actuelle, des exemples de résultats plus précis sont proposés aux tableaux allant du *Tableau 0-5* au *Tableau 0-8* dans l'*Annexe 2*.

L'exemple des *Tableau 0-5a* et *Tableau 0-5b* montrent comment sont comptabilisés les dépassements de puissance énergiquement et économiquement.

Version	Coût global [F HT] sur la période d'étude pour chaque tarif					
	A5 Base	A5 EJP	A8 Base	A8 EJP	A Mod	Souscription client
TLU	1 732 140	1 716 803	1 724 987	1 714 410	1 691 103	0
LU	1 721 597	0	1 715 671	0	0	0
MU	1 809 393	1 787 313	1 800 732	1 780 790	1 752 659	1 814 577
CU	2 047 400	0	2 040 399	0	0	0

Tableau 3-2 – Coût global optimal pour les 5 tarifs et leurs 14 versions

On trouve aisément le tarif et sa version qui sont les plus compétitifs. Une comparaison est faite avec la souscription actuelle du consommateur ($P_{\text{él,sc}}^{\text{A5,MU}}$). Les écarts relatifs entre les optimums trouvés et le coût de cette souscription ($\frac{P_{\text{él,sc}}^{\text{A5,MU}} - P_{\text{él}}^{\text{ta,ve}}}{P_{\text{él,sc}}^{\text{A5,MU}}}$) sont exposés à la *Figure 3-29*.

Le tarif le plus compétitif mis en évidence dans cette figure est le tarif A Modulable dans sa version TLU. Il fait apparaître un écart de 7 % par rapport à la facture de la souscription actuelle du consommateur.

Sans avoir « touché » aux consommations, cette économie est intéressante. La *Figure 3-30* présente l'écart absolu entre les optimums obtenus et celui de la souscription du consommateur ($P_{\text{él,sc}}^{\text{A5,MU}} - P_{\text{él}}^{\text{ta,ve}}$).

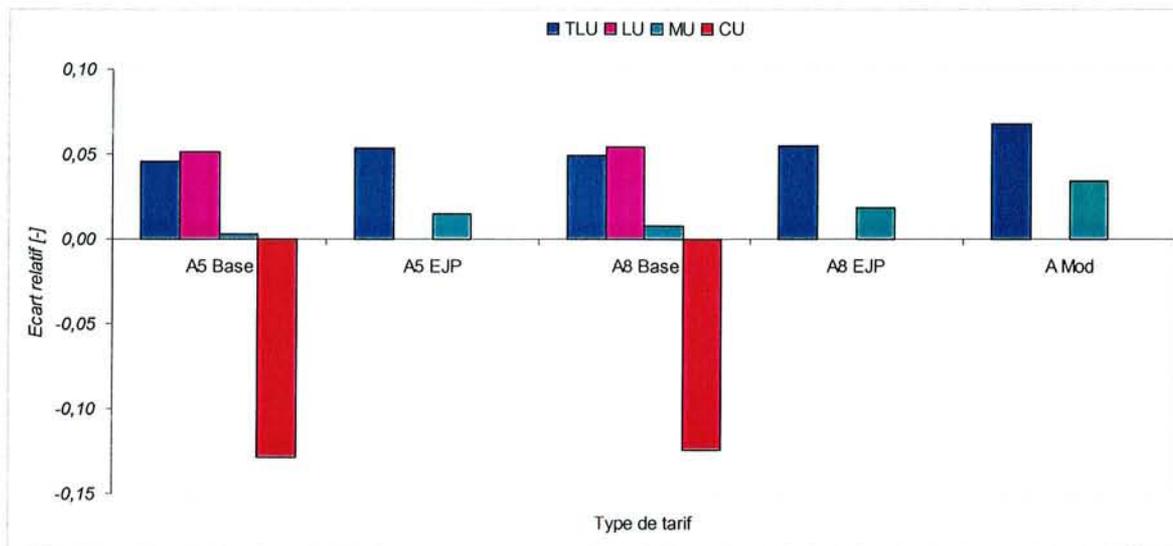


Figure 3-29 – Economie relative entre la souscription du consommateur et l'optimisation de chaque tarif

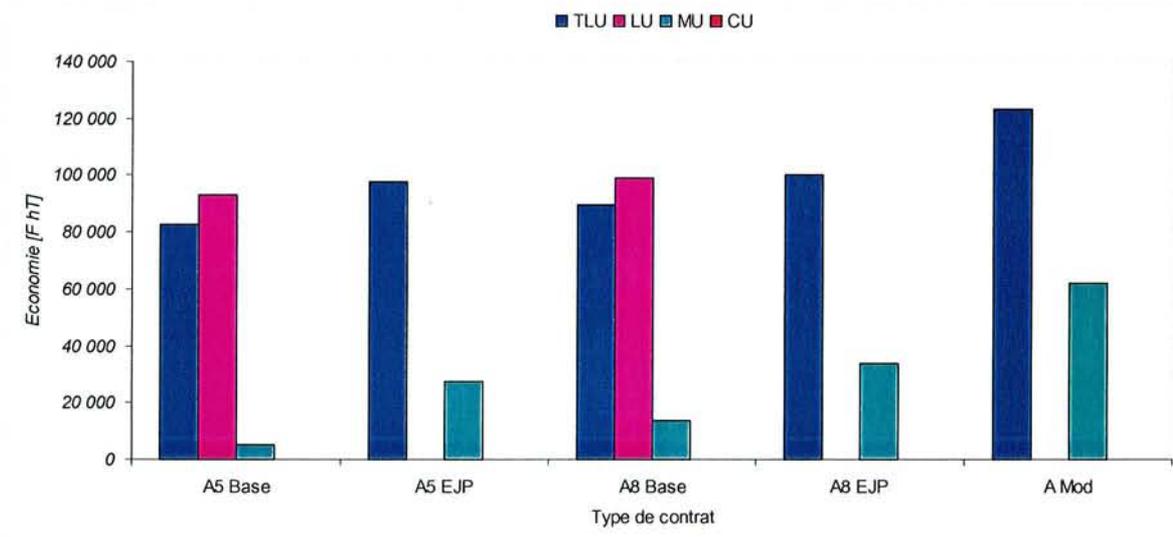


Figure 3-30 – Economie absolue entre la souscription du consommateur et l'optimisation de chaque tarif

Le tarif A Modulaire TLU fait apparaître une économie de plus de 120 000 F hT / an.

Les versions « CU » ne sont pas intéressantes pour ce profil de consommateur.

Dans les options « Base », les versions « LU » sont les plus avantageuses mais ce sont les options « EJP » versions « TLU » qui restent les plus compétitives.

L'optimum ainsi mis en évidence est-il stable par rapport aux perturbations de nos conditions de calcul utilisées ? C'est l'objet du paragraphe suivant.

3.2.3 Etudes de sensibilité

En effet les consommations de l'établissement sont susceptibles de changer tout comme les barèmes de prix appliqués par le fournisseur. Ces deux perturbations sont envisagées dans les deux paragraphes ci-dessous.

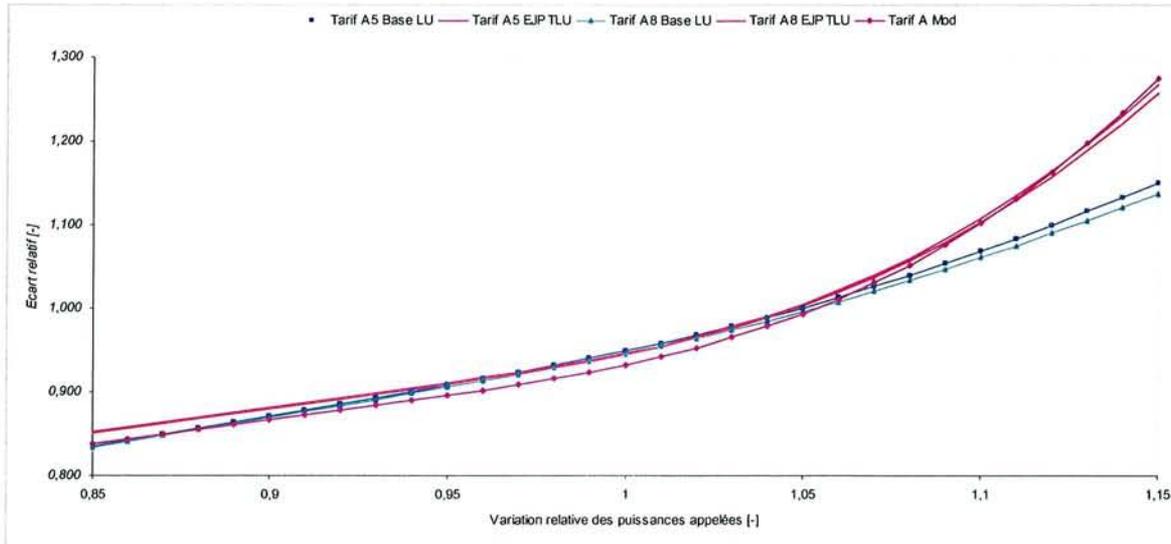


Figure 3-31 – Sensibilité des optimums trouvés par rapport aux fluctuations des consommations

3.2.3.1 Sensibilité par rapport à une dérive des consommations.

Les puissances appelées par le consommateur, représentées par la courbe de charge électrique, ont été réduites puis augmentées de 15 % par rapport à leurs valeurs initiales.

$$((1 + x) \cdot W_{\text{él,gl}}(\text{top}) \quad \text{avec} \quad x \in [-0,15;0,15]) \quad \text{Eq. 3-7}$$

Les conséquences sur chaque tarif optimal et sur chaque version sont envisagées.

Les factures globales sont comparées à celle de la souscription actuelle du consommateur $\left(\frac{P_{\text{él,sc}}^{A5,MU} - P_{\text{él}}^{\text{ta,ve}}}{P_{\text{él,sc}}^{A5,MU}} \right)$. L'écart relatif est calculé.

Pour les Tarifs A5 Base et A8 Base la version la plus intéressante est la « LU ». Elle est la plus stable comparativement aux autres versions (Figure 3-32 et Figure 3-34).

Les Tarifs A5 EJP et A8 EJP en version « TLU » sont globalement plus stables que leurs versions en « MU » (Figure 3-33 et Figure 3-35). De même pour le A Mod (Figure 3-36).

Ces résultats sont cohérents. Si toutes les puissances appelées sont augmentées dans les mêmes proportions, l'écart absolu entre les puissances appelées en heures occupées et inoccupées augmente et l'utilisation de la puissance souscrite diminue. Par conséquent, les tarifs à courte utilisation deviennent plus intéressants.

A la Figure 3-31 les évolutions des versions optimales pour chaque tarif sont représentées. Le tarif A Mod TLU est le plus intéressant sur une large période.

Cependant, au delà de 5 % d'augmentation des puissances appelées, les options « Base » des tarifs sont moins pénalisantes car les énergies de dépassement ne sont pas facturées à des tarifs dissuasifs contrairement aux options EJP et Modulable.

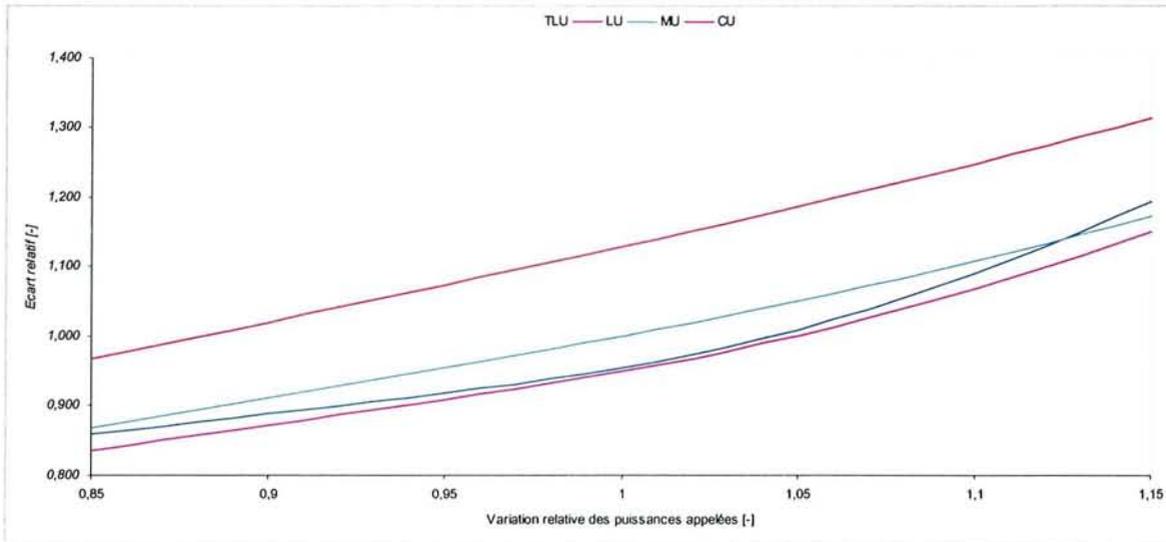


Figure 3-32 – A5 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations

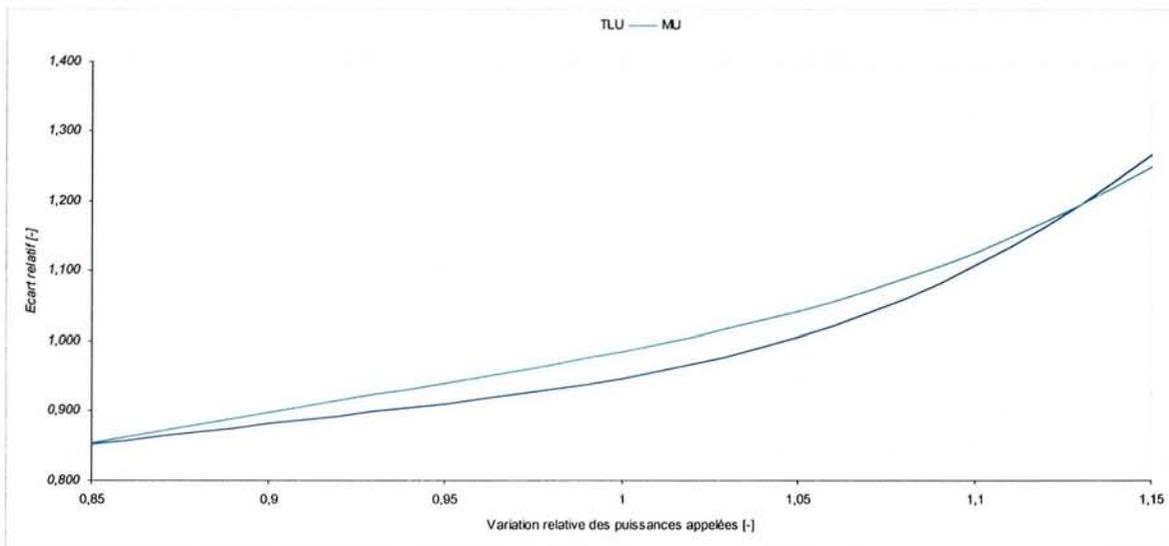


Figure 3-33 – A5 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations

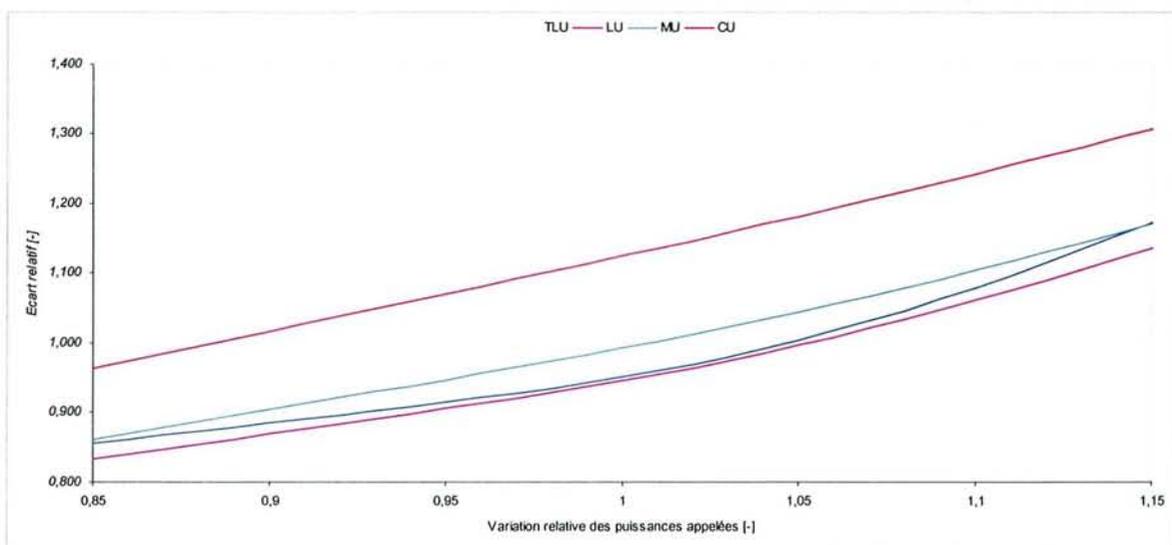


Figure 3-34 – A8 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations

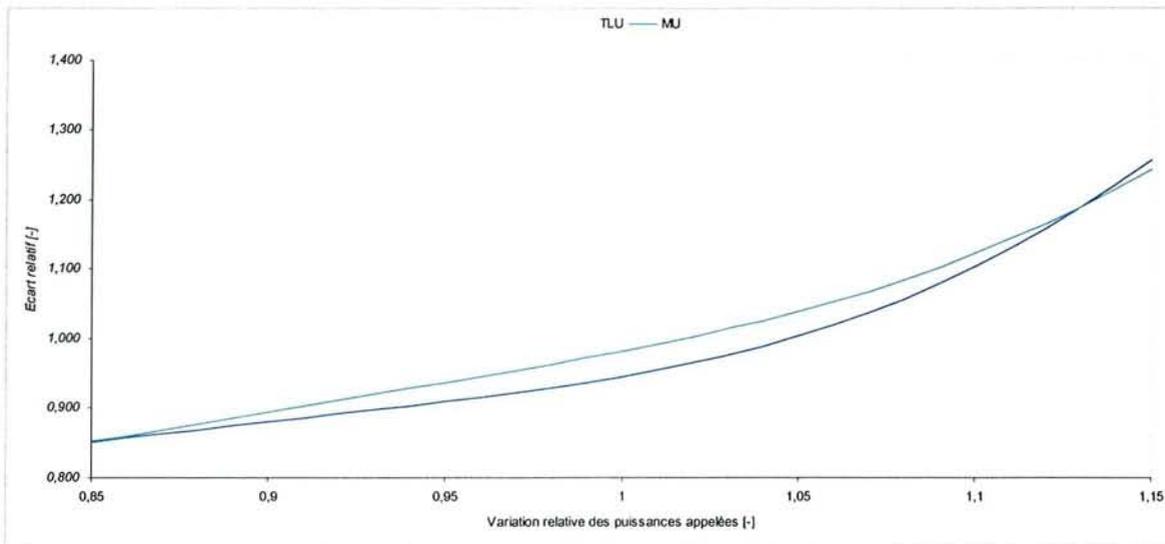


Figure 3-35 – A8 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations

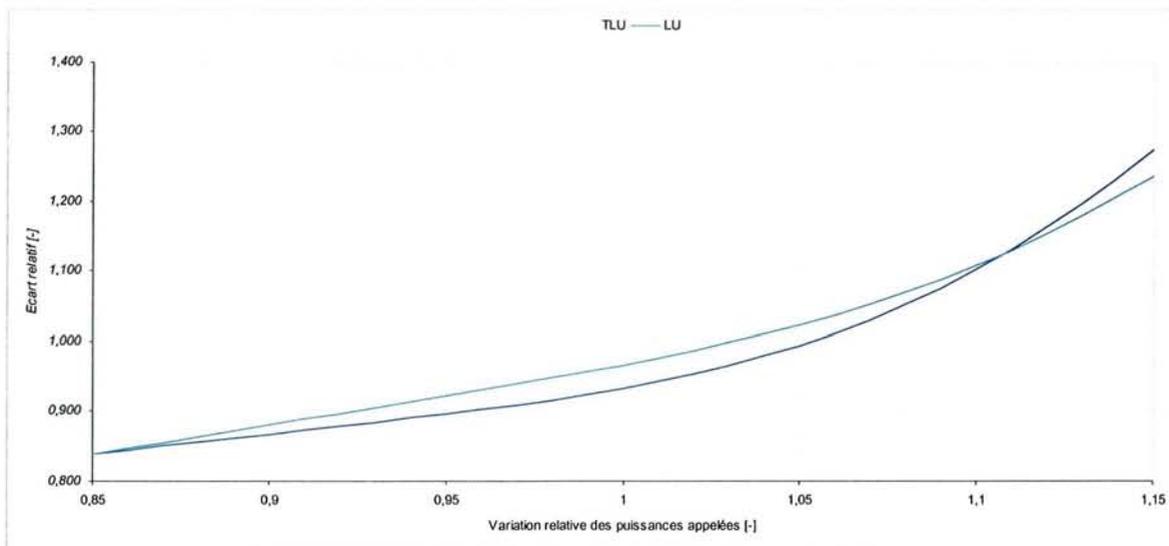


Figure 3-36 – A Mod, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des consommations

3.2.3.2 Sensibilité par rapport aux évolutions des barèmes de prix

La prise en compte de l'évolution des barèmes de prix dans nos simulations permet de tester dans le temps la stabilité des tarifs les uns par rapport aux autres.

En prenant les barèmes de ces tarifs depuis 1995, on peut retracer l'évolution de la facture globale relative à chaque tarif ($P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,ba}}$) sur la base de la courbe de charge correspondant à notre période d'étude représentative.

Que ce soit pour le tarif A5 Base (Figure 3-38), A5 EJP (Figure 3-39), A8 Base (Figure 3-40), A8 EJP (Figure 3-41) ou le A Mod (Figure 3-42), l'écart relatif $\left(\frac{P_{\text{él,sc}}^{\text{A5,MU}} - P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,ba}}}{P_{\text{él,sc}}^{\text{A5,MU}}} \right)$

pour chaque version de chaque tarif évolue de la même manière et suit la baisse des prix généralisée par le fournisseur au cours de cette période.

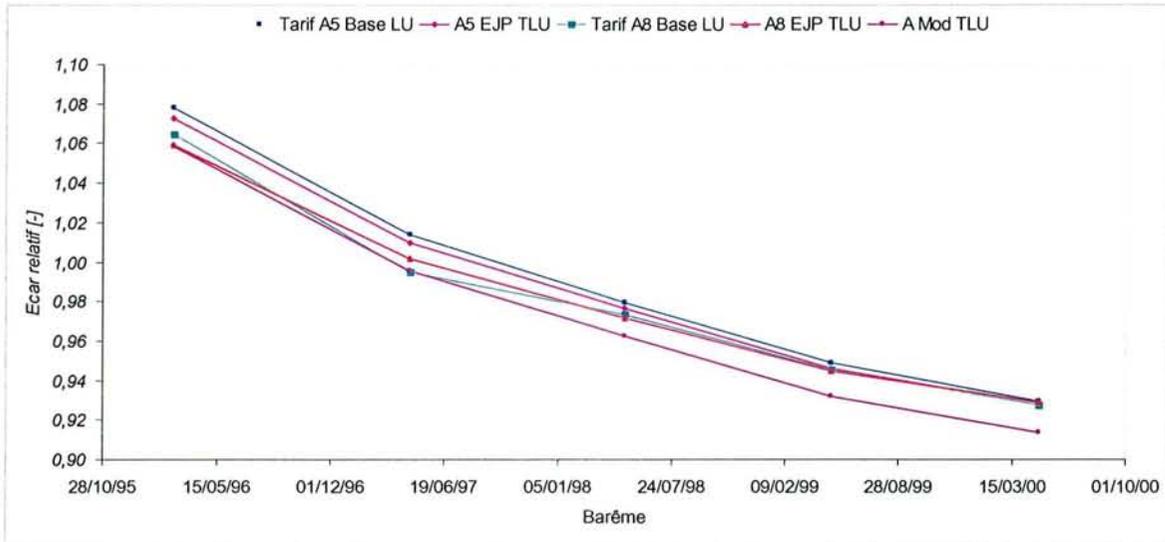


Figure 3-37 – Sensibilité des optimums trouvés par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

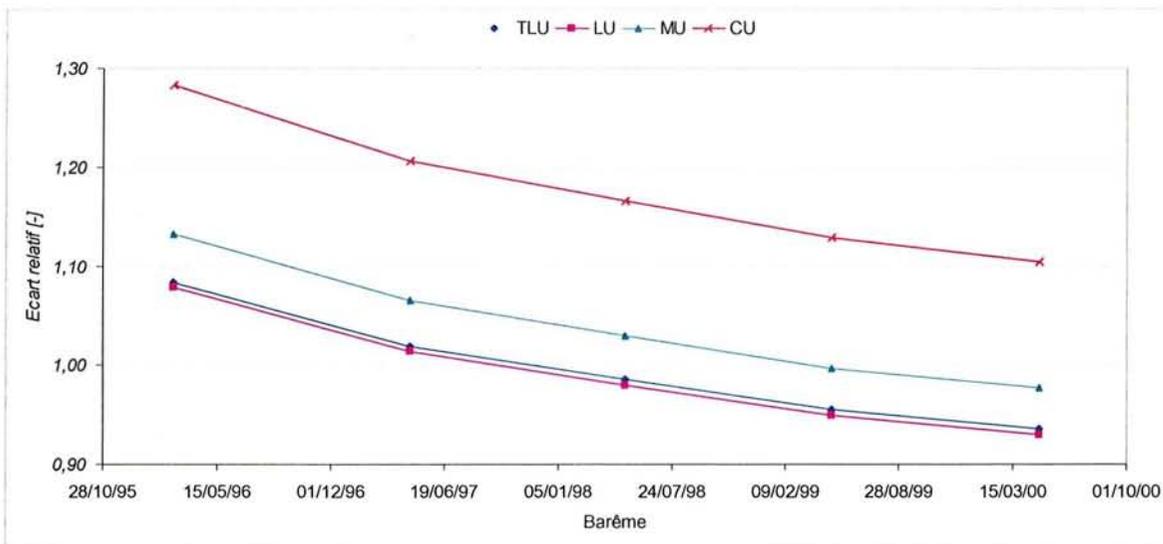


Figure 3-38 – A5 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

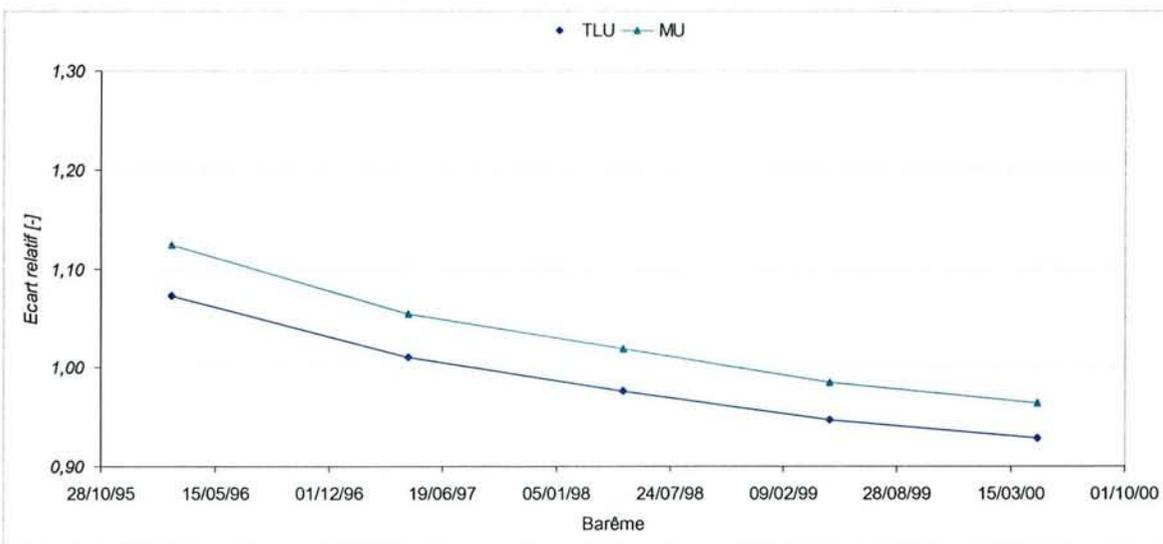


Figure 3-39 – A5 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

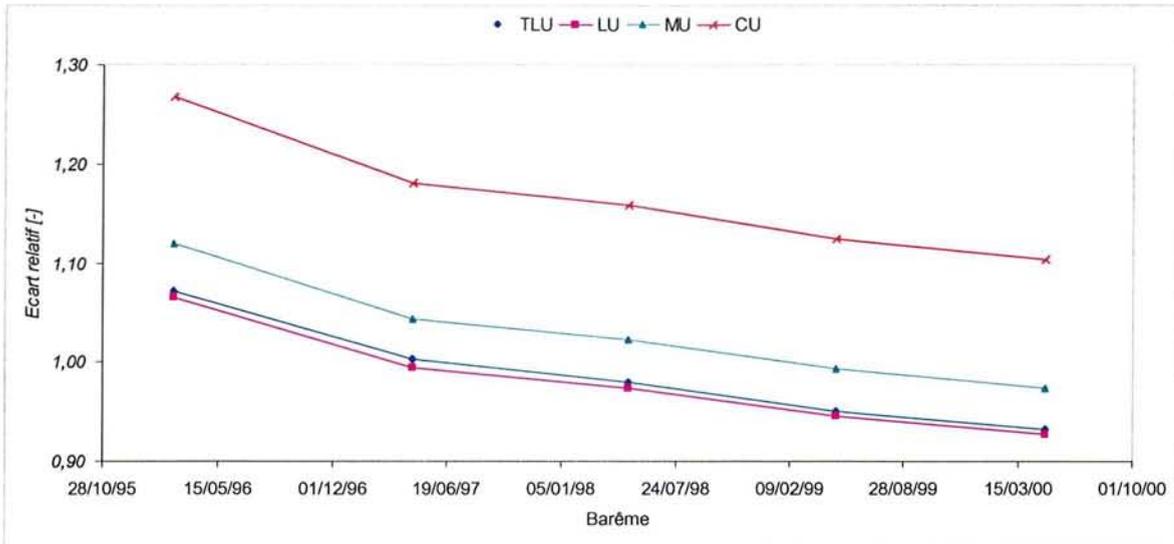


Figure 3-40 – A8 Base, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

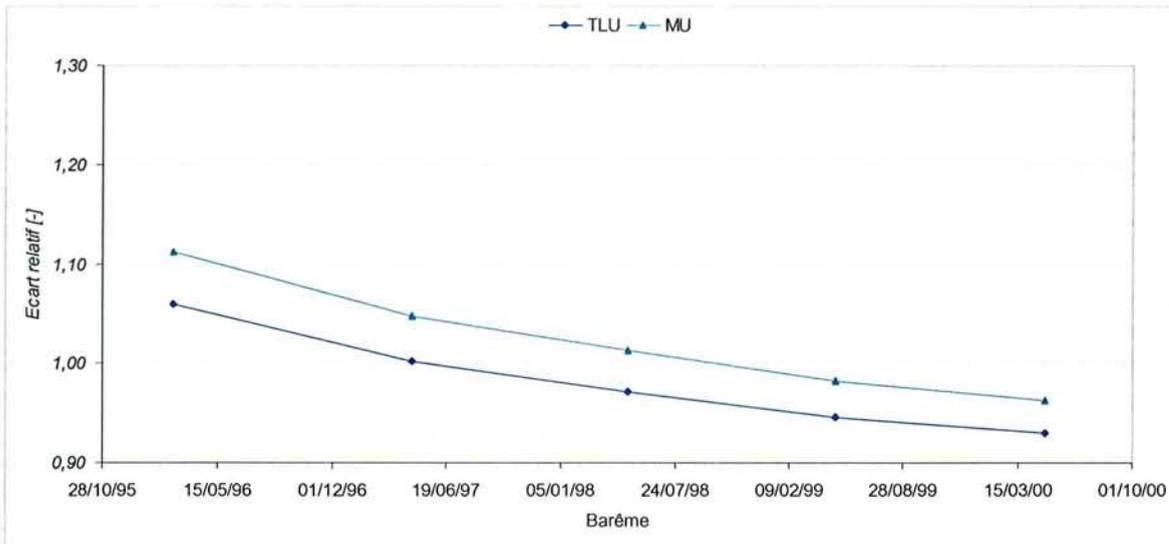


Figure 3-41 – A8 EJP, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

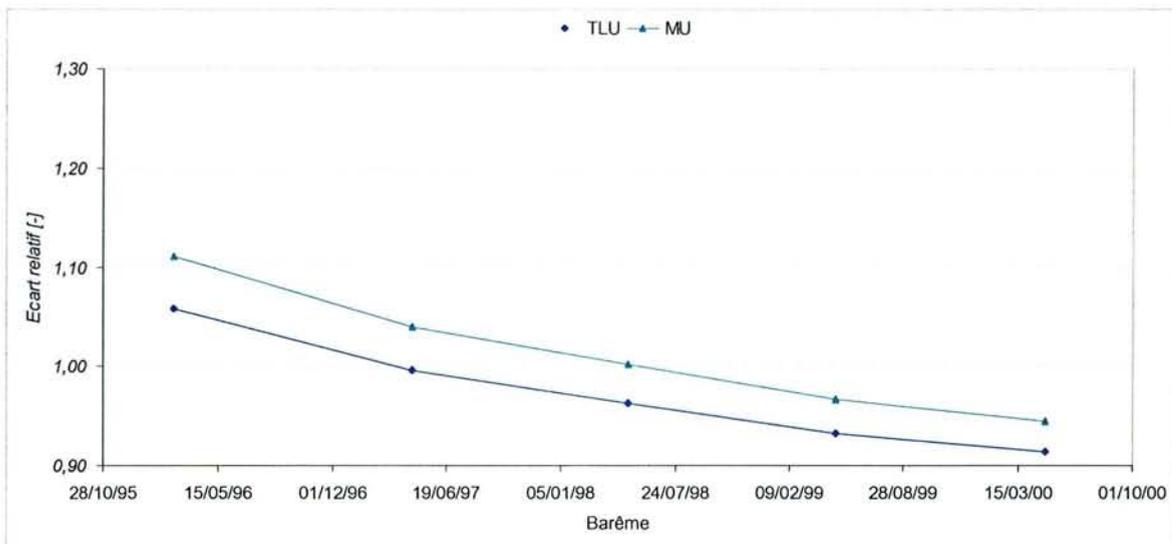


Figure 3-42 – A Mod, sensibilité des factures globales par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

En synthèse au travers de la *Figure 3-37*, chaque tarif dans sa version optimale est représenté.

Le Tarif A Mod TLU se démarque effectivement sur toute la période étudiée. Il est donc le plus intéressant.

Dans le détail, on s'aperçoit que le Tarif A8 Base TLU n'a pas eu une évolution semblable aux autres tarifs.

Les barèmes du *01/05/00* ont tendance à regrouper tous les tarifs autres que le A Mod TLU. Celui-ci continue sa « descente » pour atteindre presque 9 % d'économie par rapport au montant actuel de la souscription du consommateur. C'est une économie importante.

3.3 Bilan sur les consommations et les facturations des énergies gaz et électricité

Après avoir analysé les caractéristiques des besoins du consommateur en gaz et en électricité, les simulations réalisées permettent d'appréhender avec précision les tarifications gaz et électricité les plus intéressantes à partir des données de départ.

Les optimums obtenus sont ensuite remis en question en modifiant légèrement les données de départ qui ont le plus d'influence sur la stabilité de ces résultats. Ces modifications concernent les consommations d'énergie de l'utilisateur et leurs prix.

Les perturbations des optimums consécutifs à ces « *instabilités* » ne les remettent pas en cause par rapport aux autres résultats obtenus.

De cette manière, le modèle ainsi développé donne satisfaction concernant la recherche et la stabilité des solutions retenues.

L'optimisation des souscriptions de l'utilisateur avec ses consommations actuelles est réalisé.

Les performances en matière d'économie financière ont été mesurées et sont intéressantes.

Sur l'ensemble des tarifications « *gaz* » accessibles par ce consommateur, l'écart entre la tarification la moins et la plus avantageuse s'élève à plus de 9 % (*Figure 3-6*).

Cet écart est moins important que pour les tarifications « *électricité* » où il peut atteindre 20 % (*Figure 3-29*). Les enjeux économiques sont plus importants ; le choix du contrat de fourniture d'électricité est donc plus délicat.

En contre-partie, on constate que la sensibilité des choix retenus par rapport aux évolutions tarifaires est plus importante pour les souscriptions « *gaz* » (*Figure 3-9*) que les souscriptions « *électricité* » (*Figure 3-37*).

A partir des caractéristiques de ces structures tarifaires et avec les possibilités techniques offertes aux installations énergétiques d'aujourd'hui, il est possible de dégager d'autres économies en modifiant sensiblement les consommations de l'utilisateur.

Dans le chapitre suivant, nous présentons de quelle manière il est possible de modifier les consommations de l'utilisateur et quelles en sont les retombées tant au niveau de l'exploitation qu'au niveau économique.

4 Coût d'exploitation avec écrêtage des consommations

En effet, il est possible de faire un écrêtage des consommations d'énergie de manière à dégager des économies.

Ces économies sont en premier lieu, issues des consommations d'énergie « évitées » mais dans un second lieu, peuvent aussi découler d'une utilisation plus « intelligente » des contrats de souscription d'énergie.

Dans ce chapitre nous envisageons de délester (réduire les appels de puissance sur certaines périodes) les consommations de gaz et d'électricité en tenant compte des caractéristiques de ces souscriptions.

Si techniquement c'est possible, les économies potentielles issues de ce délestage ne sont pas faciles à appréhender. La méthode de modélisation précédemment utilisée pour chiffrer le coût global des énergies consommées par l'utilisateur peut être employée pour cette nouvelle configuration de « charge énergétique ».

Nous allons montrer que cette méthode permet de chiffrer avec exactitude les retombées économiques issues de la pratique du délestage sur les appels de puissance « gaz » et « électricité ».

© 2013 - 2014 C. BONNET
Tous droits réservés. Toute
réimpression ou utilisation
sans autorisation est
interdite.

4.1 Délestage des appels de puissance gaz

Le délestage des appels de gaz est réalisable mais seulement pour certaines utilisations du gaz.

Dans le cas présent où le gaz est exclusivement utilisé en chaufferie, il est possible de délester la consommation du gaz et de le remplacer ce combustible par un autre.

Nous présentons dans les paragraphes ci-dessous :

- i. *Les conditions techniques et l'intérêt économique du délestage du gaz.*
- ii. *Une optimisation tarifaire et les économies potentielles dégagées*
- iii. *Des études de sensibilité afin de fiabiliser les résultats*

4.1.1 Conditions techniques et intérêt du délestage gaz

Des brûleurs mixtes Gaz / Fioul peuvent équiper les corps de chaudière et offrent la possibilité de passer d'un combustible à l'autre.

Lorsque l'on remplace une consommation de gaz par une consommation de fioul, on réduit la « *puissance journalière* » (ou le *débit journalier* de gaz, se reporter au *Paragraphe 3.1.2.1*) de gaz pour la remplacer par une « *puissance de fioul* » qui elle, ne fait pas l'objet de déclaration de Prime Fixe.

Ainsi, les journées où les besoins de chauffage, (où par conséquent les appels de gaz) sont très importants, il est possible de délester ces consommations de gaz en les substituant par une consommation de fioul.

Pour visualiser le profil des consommations de gaz d'un utilisateur, la courbe de charge en gaz est réorganisée en triant par ordre décroissant les valeurs de la courbe de charge journalière. Celle-ci (*Figure 3-3*) est donc remplacée par sa monotone décroissante (*Figure 4-2*) où le délestage du gaz par le fioul est indiqué.

De cette manière il n'est pas indispensable de souscrire une puissance d'appel de gaz maximale qui n'est d'ailleurs pas représentative des appels moyens de la saison de chauffage.

Cette réduction de puissance souscrite en gaz (accompagnée d'une diminution de Prime Fixe) est en partie compensée par une consommation de fioul ; combustible qui est communément plus cher que le gaz.

La recherche d'une puissance optimale souscrite (ou *débit journalier souscrit*) de délestage gaz / fioul ($\dot{W}_{gz,so}^{ta, tr, opt}$) est mise en évidence dans les paragraphes ci-dessous.

4.1.2 Optimisation tarifaire et économies potentielles

Avec la courbe de charge en gaz utilisée, un tarif optimal a été mis en évidence au *Paragraphe 3.1.2.*. Ce tarif est le B2S. Le coût global de ce tarif sur notre période d'étude est de 2 % à 6 % plus compétitif que les tarifs TEL et S2S respectivement.

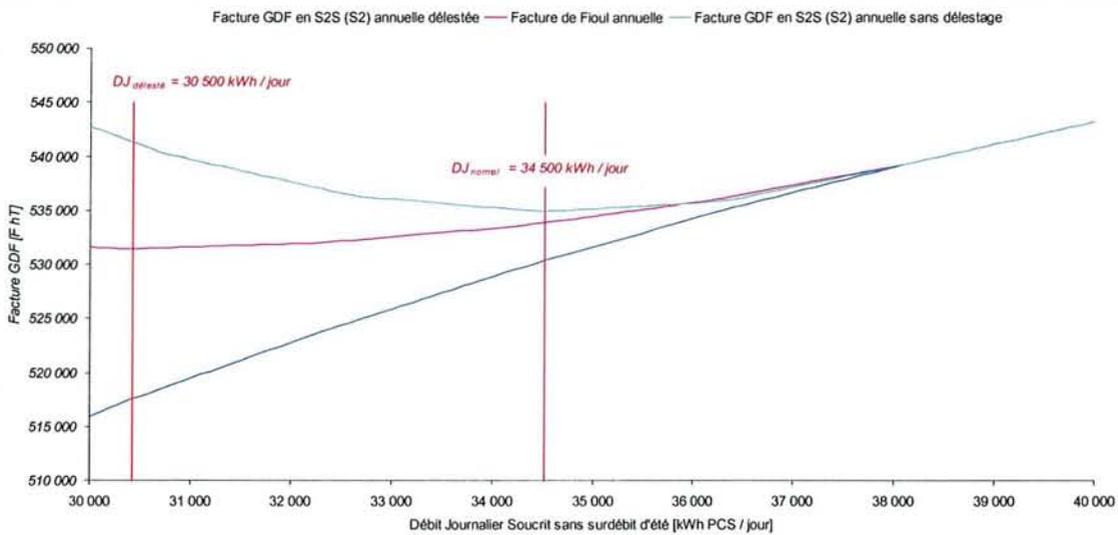


Figure 4-1 – Optimum des factures Gaz / Fioul avec et sans délestage

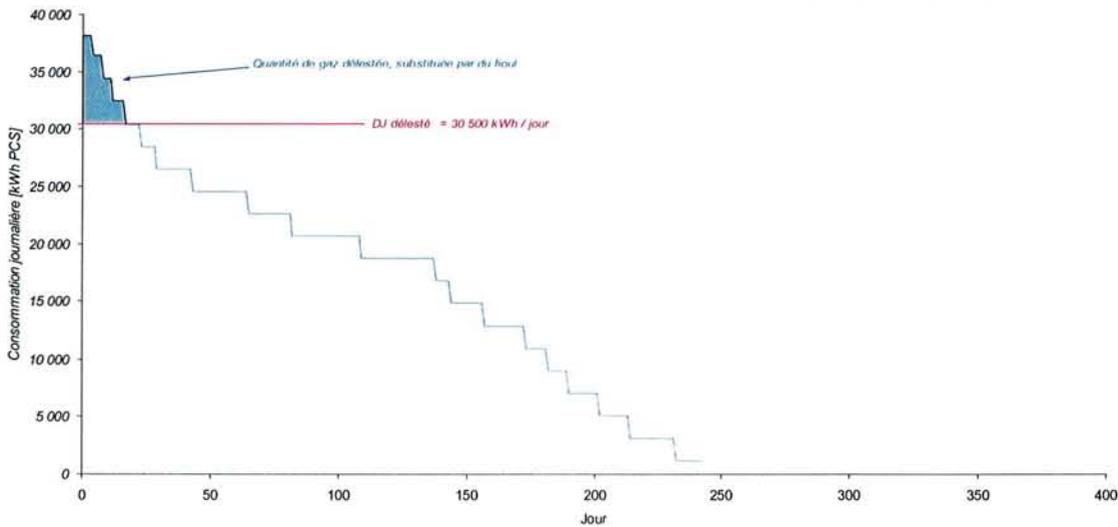


Figure 4-2 – Monotone de Gaz avec ou sans délestage

Parmi nos quatre tarifications gaz (B2I, B2S, TEL et S2S) seule la tarification S2S nécessite la déclaration d'une puissance souscrite (voir tarif gaz S2S *Annexe 1*). Tel que le délestage a été présenté au paragraphe précédent, seul le tarif S2S peut offrir une possibilité d'optimisation.

Nous avons donc recherché un optimum de délestage en localisant la puissance souscrite de cette tarification S2S ($\dot{W}_{gz,so}^{S2S,T2,opt}$) pour laquelle le délestage gaz / fioul présente une facture globale minimale. Le prix du fioul est supposé de $0,20 \text{ F hT} / \text{kWh}$. L'optimum recherché est la solution de l'expression suivante :

$$P_{gz}^{S2S,S2,opt} = \text{Min}(P_{gz}^{S2S,S2} + 0,2 \cdot W_{gz,dél}^{S2S,S2}) \quad \text{Eq. 4-1}$$

Sur la période étudiée, un optimum a été localisé (*Figure 4-1*). Il met en évidence une économie de $4\,000 \text{ F HT}$ pour un montant initial de $535\,000 \text{ F HT} / \text{an}$ soit une économie relative de 1% environ.

La puissance souscrite optimale (trouvée à la Figure 3-4) de 34 500 kWh / jour avec dépassement de puissance est donc remplacée par une puissance souscrite de 30 500 kWh / jour avec délestage au fioul une fois cette puissance atteinte.

La puissance souscrite a été réduite de 15 %.

Cette économie sur la tarification S2S n'offre pas d'intérêt puisqu'elle reste plus coûteuse que les tarifications TEL et S2S situées respectivement à 510 000 F HT / an et 500 000 F HT / an sans délestage.

Le paragraphe suivant étudie l'évolution de l'optimum S2S délesté en fonction des fluctuations du prix du fioul.

4.1.3 Etudes de sensibilité

En effet le prix du fioul est indexé sur le prix du baril de pétrole. Il est donc constamment à la hausse ou à la baisse. Les variations du prix du fioul peuvent être importantes.

Par conséquent, il est intéressant de mener une étude de sensibilité de l'optimum de délestage gaz / fioul lorsque le prix du fioul varie. La simulation exposée à la Figure 4-3 envisage une variation du prix du Fioul dans l'intervalle [0,10 ; 0,25] F HT / kWh.

Les paliers qui apparaissent sur cette figure sont issus des créneaux existants sur la monotone d'appel de gaz (Figure 4-2). De même, ceux-ci sont issus des degrés journaliers. En effet, la base de données de degrés journaliers utilisés n'est composée que de « DJU » entiers.

Une base de donnée plus riche avec des décimales ne ferait pas apparaître ces paliers.

Nous avons comparé la facture globale optimale déduite du coût du fioul variant dans cet intervalle par rapport à celle obtenue pour un coût du fioul de 0,20 F HT / kWh.

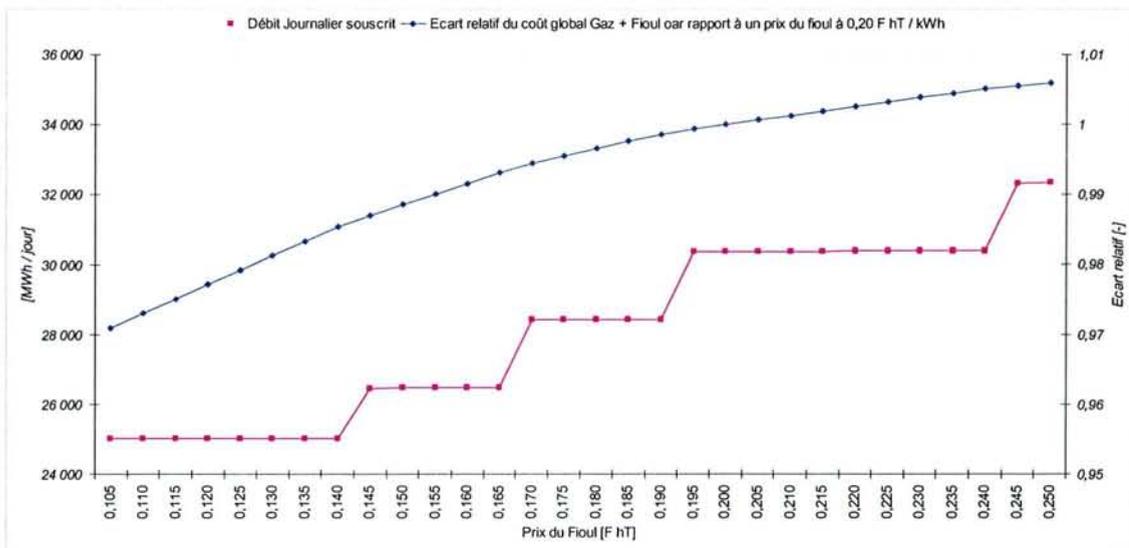


Figure 4-3 – Evolution du débit journalier et de la facture globale optimaux en délestage Gaz / Fioul

Le point optimal varie peu :

Lorsque le prix unitaire du fioul augment de 20 % (de 0,20 à 0,24 $F hT / kWh$), la facture globale n'augmente que de 0,6 %. C'est très faible.

Lorsqu'il est divisé par deux (de 0,20 à 0,10 $F hT / kWh$), la facture globale ne diminue que de 3 %. Cela s'explique par les faibles quantités de gaz délestées (débit journalier souscrit minimum à 25 020 $kWh / jour$ pour 0,10 $F hT / kWh$ de fioul). Si ces quantités étaient plus importantes, alors l'incidence du prix du fioul serait plus importante.

Lorsque le prix du fioul est à 0,10 $F hT / kWh$, il est seulement compétitif par rapport au gaz. Cela explique en partie les quantités de gaz encore faiblement délestées (puissance souscrite à 25 020 $kWh / jour$).

Finalement, on remarque que dans ce contexte là, les fluctuations du prix du fioul ont peu d'incidence sur l'optimum global trouvé.

4.2 Délestage des appels de puissance électrique

Le délestage des appels de puissance électrique est également possible mais il nécessite certaines conditions.

Nous présentons :

- i. *Les conditions techniques et l'intérêt économique du délestage électrique*
- ii. *Une optimisation tarifaire et les économies potentielles dégagées*
- iii. *Des études de sensibilité afin de fiabiliser les résultats*

4.2.1 Conditions techniques et intérêt du délestage électrique

La gestion de l'exploitation des différents équipements constituant les bâtiments récents (éclairage, climatisation, ascenseurs, ...) est centralisée. Elle est pilotée par des automates qui contrôlent l'ensemble de ces équipements.

En fonction des dispositifs de contrôle / commande de ces équipements, il est possible de gérer les appels de puissance électrique du bâtiment via ces automates et les routines appropriées.

Le délestage des équipements demandant des puissances électriques rendues indisponibles par ces automates de contrôle est parfaitement géré.

Des programmes de priorité des équipements à délester sont à réaliser de telle manière que ces délestages n'occasionnent aucune gêne pour les occupants et l'exploitation du bâtiment.

Le délestage des appels de puissance électrique permet de « lisser » les puissances appelées. De cette manière, il n'y a plus de pics de puissance. Les puissances souscrites peuvent être réduites, dégagant ainsi des économies de coût sur le calcul des primes fixes (Eq. 2-38).

Il paraît évident que le délestage devra se faire dans une certaine limite et selon les caractéristiques des souscriptions. C'est l'objet du paragraphe suivant.

4.2.2 Optimisation tarifaire et économies potentielles

4.2.2.1 Conditions de réalisation du délestage

Le délestage de la courbe de charge doit être réalisé avec certaines priorités et règles.

Délester les tranches tarifaires les plus chères vers les tranches les moins chères
Pour chaque tranche, le délestage doit être réalisé avec modération et dans la limite d'un rapport le plus grand possible entre économies réalisées et quantités délestées.

Le délestage des cinq tarifs disponibles a été envisagé.

Il n'a été réalisé que pour les tranches tarifaires suivantes des plus chères au moins chères (Tableau 4-1).

Type de tarif	Tranches délestées
A5 Base	PTE, HPH
A5 EJP	PM, HH
A8 Base	PTE, HPM, HPD
A8 EJP	PM, HH, HD
A Mod	PM, HM, DSM

Tableau 4-1 – Tranche délestée par tarif

La détermination de la puissance au delà de laquelle s'effectue le délestage ($\dot{W}_{\text{él,so,dél}}^{\text{ta,tr}}$) a été obtenue par la règle suivante :

En prenant pour exemple plusieurs tranches de plusieurs tarifs nous avons étudié de quelle manière évoluait l'expression (Eq. 4-4) qui est le rapport entre :

Les économies issues des factures globales optimales avec et sans délestage, soit :

$$P_{\text{él,dél}}^{\text{ta,ve,opt}} - P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,opt}} \quad \text{Eq. 4-2}$$

Les quantités d'électricité délestées déduites des équations Eq. 2-34 et Eq. 2-37,

$$W_{\text{él,dél}}^{\text{ta,tr}}(m) = \int_{\text{Déb}(m)}^{\text{fin}(m)} \dot{W}_{\text{nr,dél}}^{\text{ta,tr}}(t) dt \quad \text{avec} \quad \dot{W}_{\text{él,dél}}^{\text{ta,tr}}(t) = \dot{W}_{\text{él,gl}}^{\text{ta,tr}}(t) - \dot{W}_{\text{él,so,dél}}^{\text{ta,tr}} \quad \text{Eq. 4-3}$$

$$\frac{P_{\text{él,dél}}^{\text{ta,ve,opt}} - P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,opt}}}{W_{\text{él,dél}}^{\text{ta,tr}}} \quad \text{Eq. 4-4}$$

, en faisant varier la puissance souscrite délestée ($\dot{W}_{\text{él,so,dél}}^{\text{ta,tr}}$) de 0 % à 20 % de la puissance maximale atteinte dans la tranche tarifaire étudiée :

$$\dot{W}_{\text{él,so,dél}}^{\text{ta,tr}} = (1-x) \cdot \dot{W}_{\text{él,gl,max i}}^{\text{ta,tr}} \quad \text{avec} \quad x \in [0;0,2] \quad \text{Eq. 4-5}$$

Ce rapport est maximal lorsque le délestage est faible. Il diminue et tend vers une asymptote au delà de 40 % de la puissance maximale délestée.

A la Figure 4-4, l'exemple de la tranche 1 (PTE) du tarif A8 Base LU est présenté. Nous constatons que le 1^{er} % de puissance délesté permet d'économiser 180 F hT / kWh délesté. Un délestage jusqu'à 10 % de la puissance maximale atteinte dans cette tranche permet d'économiser 6,10 F hT / kWh.

Du point de vue de l'exploitation des équipements du bâtiment, il n'est pas possible de trop délester les équipements sans occasionner de gêne.

La limite de 10 % de la puissance maximale atteinte dans chaque tranche à délester reste raisonnable et l'ensemble de nos simulations vont se baser sur ce critère là.

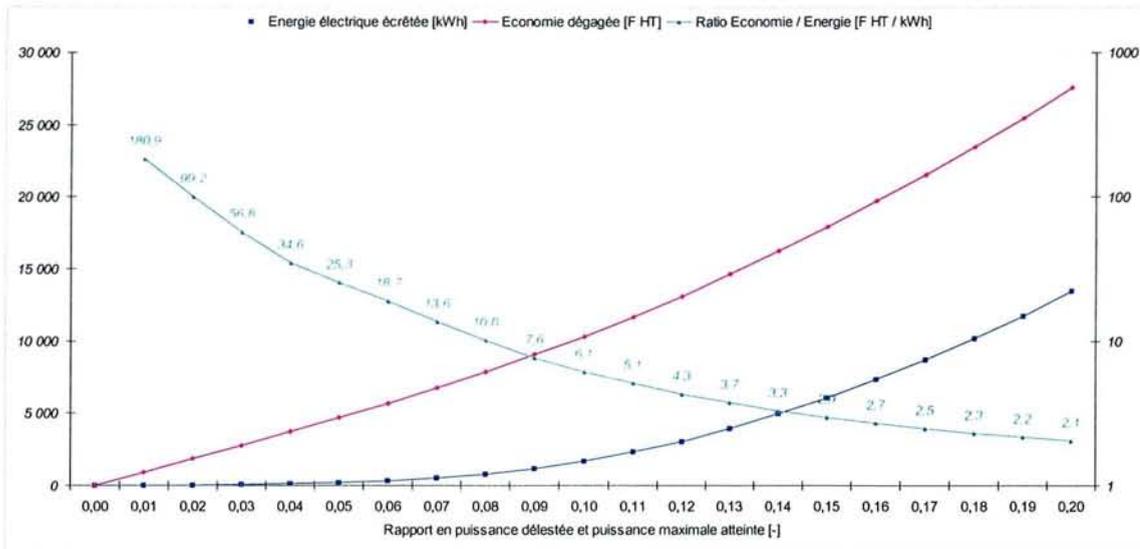


Figure 4-4 – Tarif A8 Base LU, économie réalisée par kWh délestés

4.2.2.2 Courbes de charge obtenues pour les cinq tarifs

Pour chaque tarif délesté nous commentons les courbes de charge ainsi obtenues.

Dans les figures suivantes, nous présentons (dans la mesure du possible) des tronçons de période dans lesquelles le délestage est le plus marqué.

i. Tarif A5 Base

Le délestage de la tranche 1 (PTE) pour les samedis n'offre aucun intérêt puisque le bâtiment est inoccupé (Figure 4-5). Même remarque pour la tranche 2 (HPH, Figure 4-6).

Le délestage est simulé une première fois dans la tranche 1 puis une seconde fois dans les tranches 1 et 2. Un comparatif, sur la courbe de charge globale est proposé aux Figure 4-7 et Figure 4-8.

ii. Tarif A5 EJP

Les mêmes essais de délestage sont proposés. Aux Figure 4-9 et Figure 4-10 le découpage des tranches 1 et 2 est explicite.

La distribution de la tranche 1 étant décidée par le fournisseur d'électricité. Le découpage des tranches est beaucoup moins régulier.

Il fait ressortir les journées où le fournisseur est obligé de remettre en fonctionnement des moyens de production supplémentaires pour satisfaire la demande des consommateurs.

Le prix du kWh électrique en tranche 1 est élevé et le délestage de cette tranche a tout son intérêt.

Un comparatif sur la courbe de charge globale des deux modes de délestage testés est exposé aux Figure 4-11 et Figure 4-12.

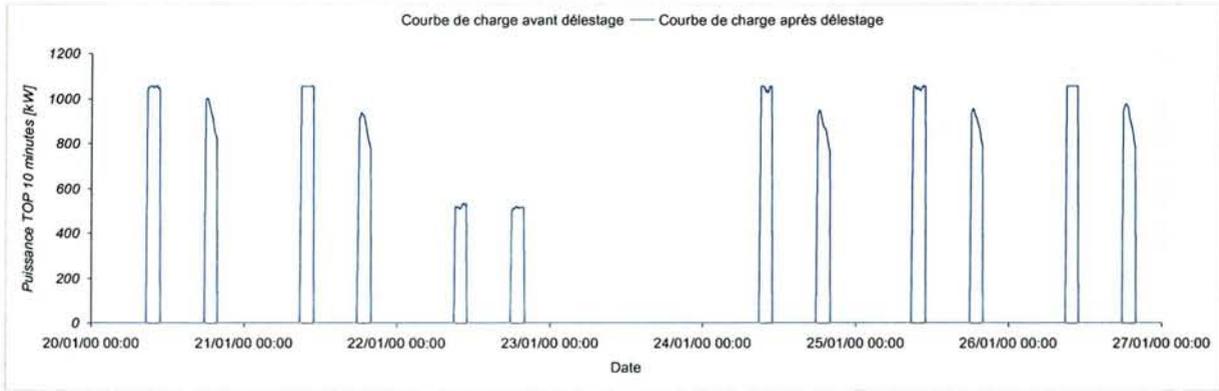


Figure 4-5 – Tarif A5 Base LU, tranche PTE délestée

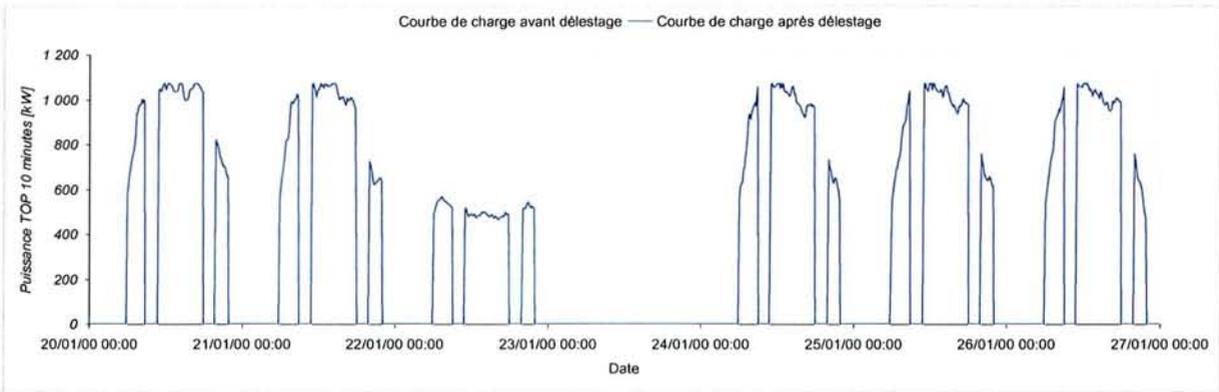


Figure 4-6 – Tarif A5 Base LU, tranche HPH délestée

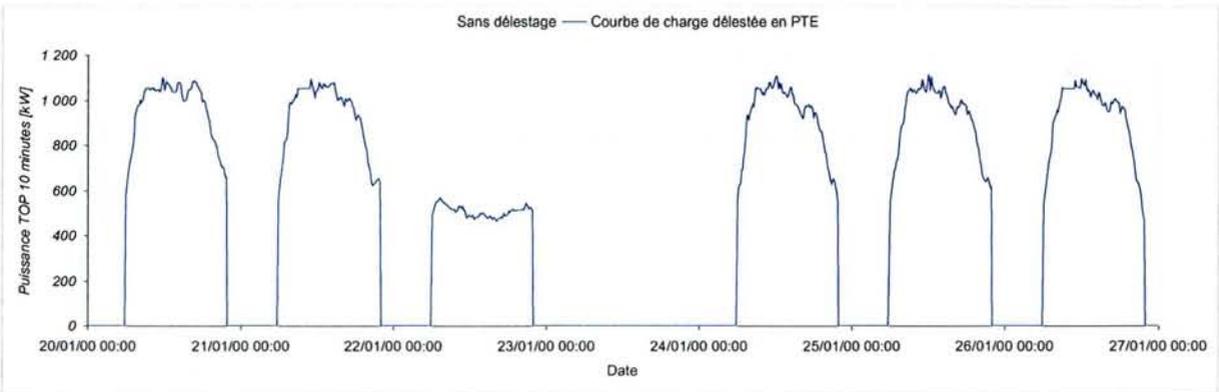


Figure 4-7 – Tarif A5 Base LU, optimisation par délestage dans la tranche PTE

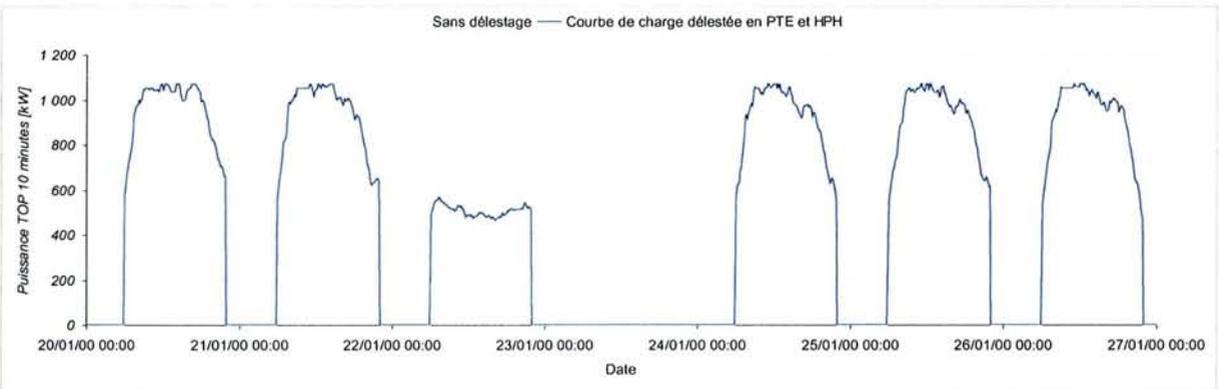


Figure 4-8 – Tarif A5 Base LU, optimisation par délestage dans les tranches PTE & HPH

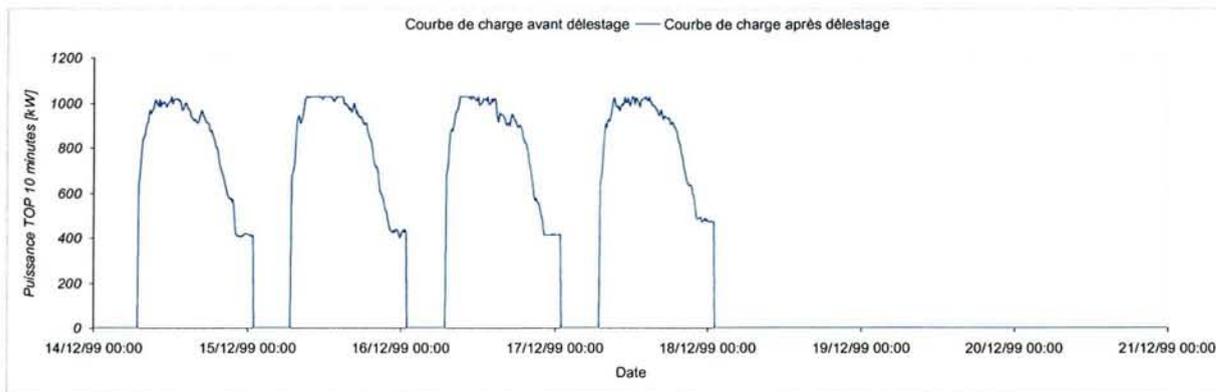


Figure 4-9 – Tarif A5 EJP TLU, tranche PM délestée

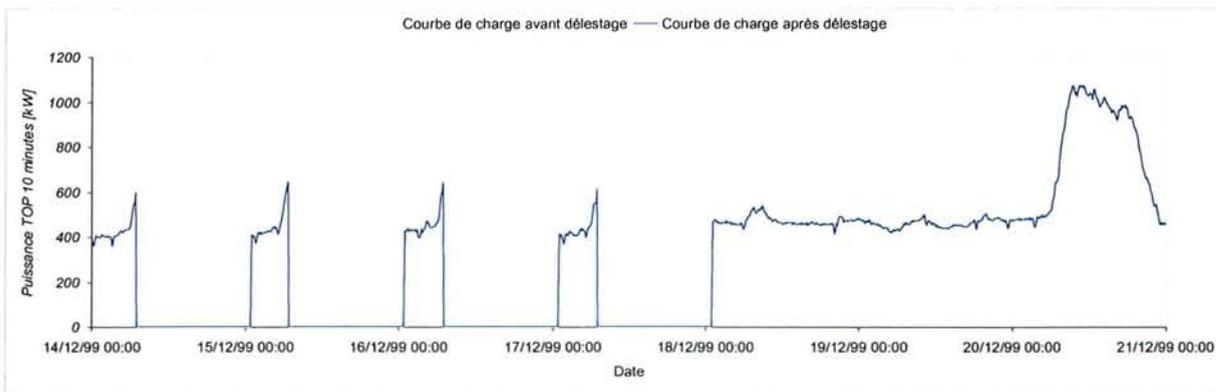


Figure 4-10 – Tarif A5 EJP TLU, tranche HH délestée

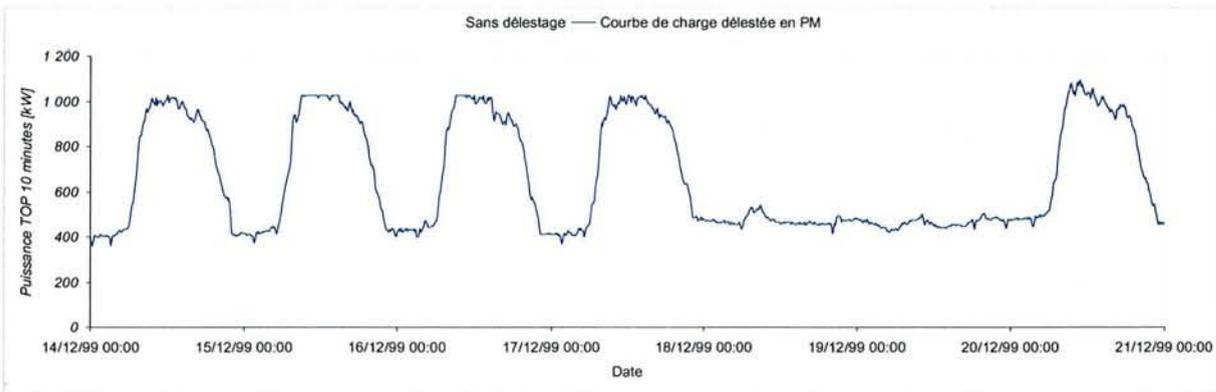


Figure 4-11 – Tarif A5 EJP TLU, optimisation par délestage dans la tranche PM

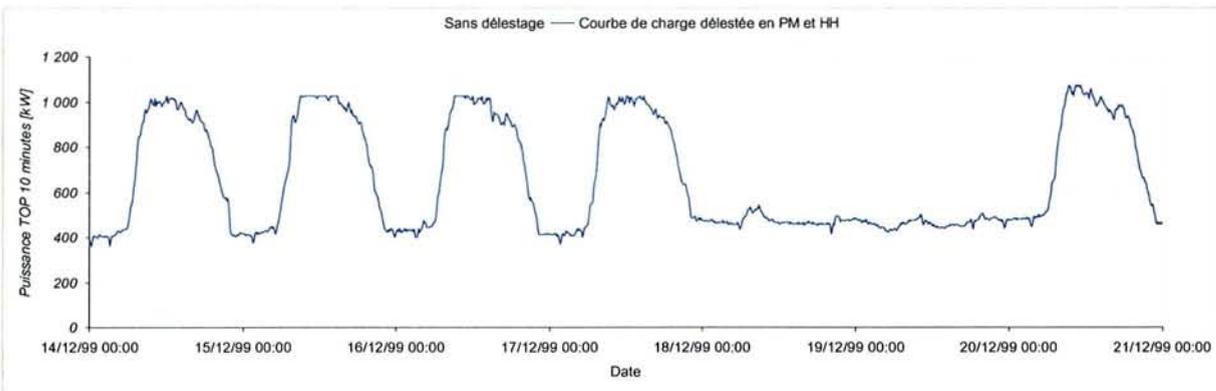


Figure 4-12 – Tarif A5 EJP TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM & HH

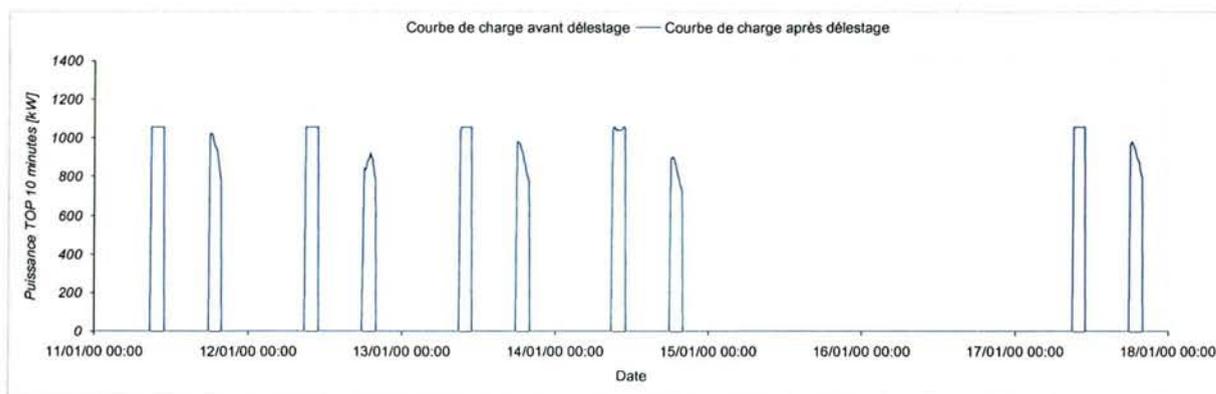


Figure 4-13 – Tarif A8 Base LU, tranche PTE délestée

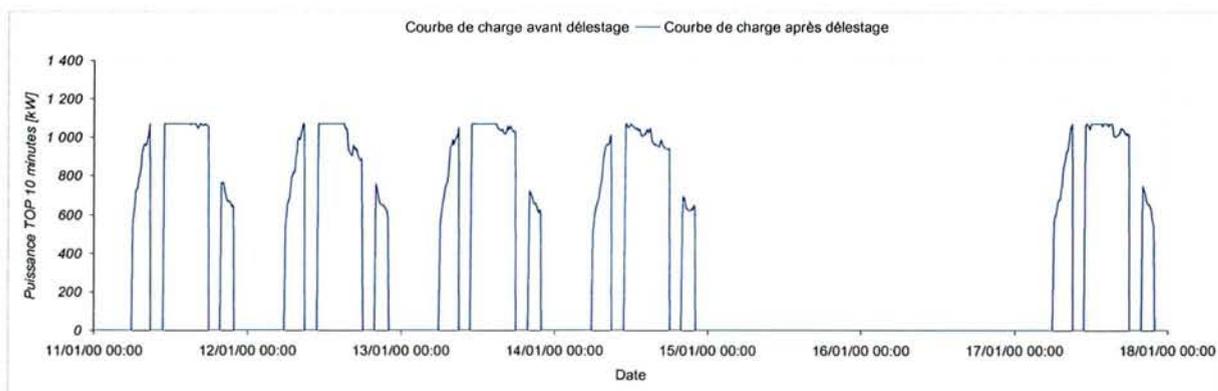


Figure 4-14 – Tarif A8 Base LU, tranche HPH délestée

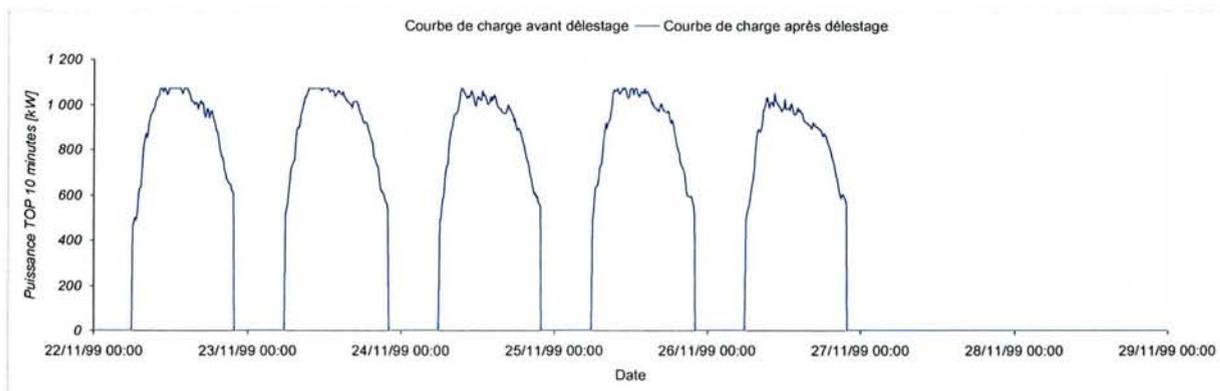


Figure 4-15 – Tarif A8 Base LU, tranche HPD délestée

iii. Tarif A8 Base

Le découpage horo saisonnier et les puissances délestées sont présentés aux *Figure 4-13*, *Figure 4-14* et *Figure 4-15*.

La tranche 1 (PTE) de ce tarif n'existe pas le samedi. Ce tarif est plus adapté que le Tarif A5 Base pour les immeubles de bureau représentés par ce consommateur. Sur les *Figure 4-16*, *Figure 4-17* et *Figure 4-18*, un comparatif des trois délestages réalisés :

- Tranche 1 délestée
- Tranches 1 et 2 délestées
- Tranches 1, 2 et 3 délestées

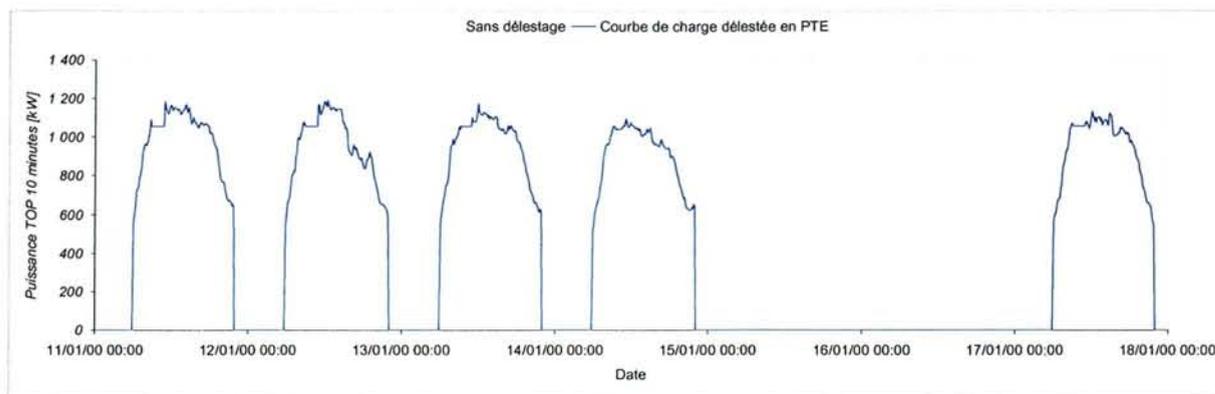


Figure 4-16 – Tarif A8 Base LU, optimisation par délestage dans la tranche PTE

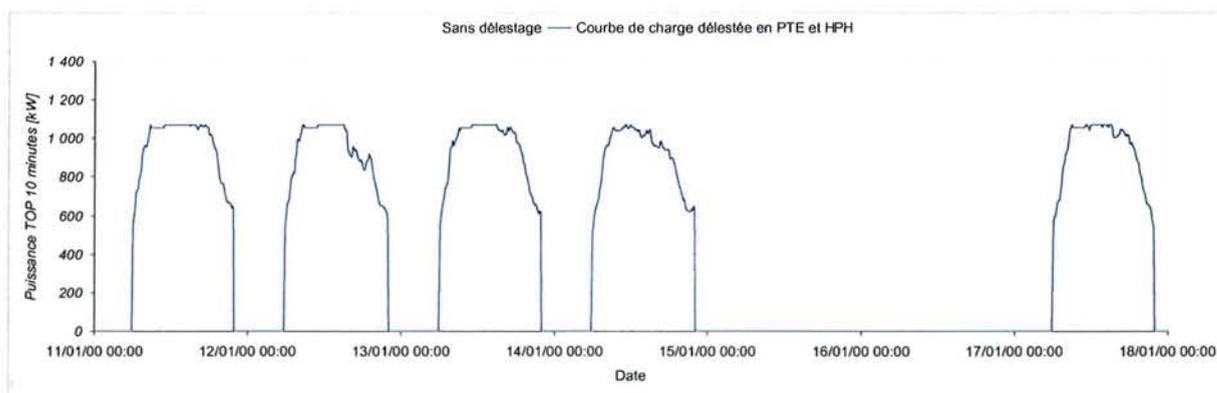


Figure 4-17 – Tarif A8 Base LU, optimisation par délestage dans les tranches PTE & HPH

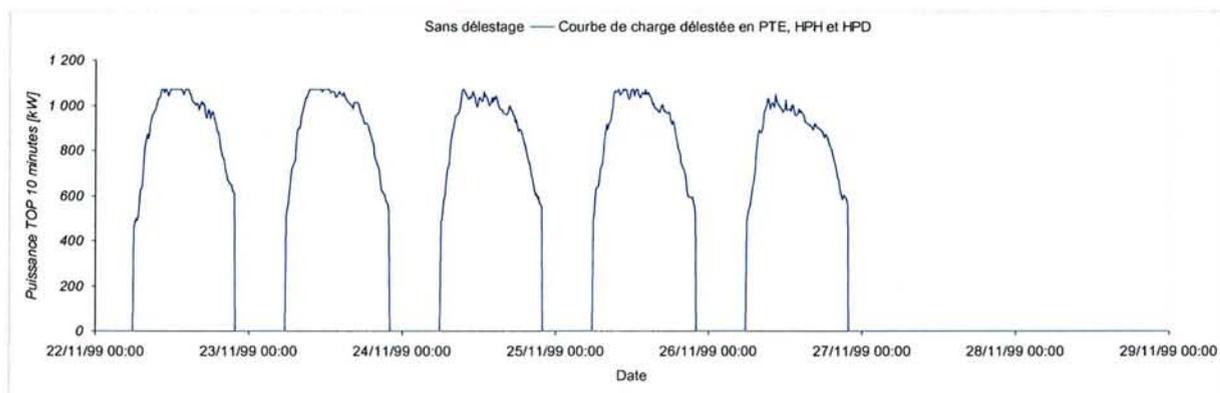


Figure 4-18 – Tarif A8 Base LU, optimisation par délestage dans les tranches PTE, HPH & HPD

Sur ces courbes de charge, les échelons des puissances délestées dans les différentes tranches sont apparents.

iv. Tarif A8 EJP

Le découpage horo saisonnier et les puissances délestées sont présentées aux Figure 4-19, Figure 4-20 et Figure 4-21.

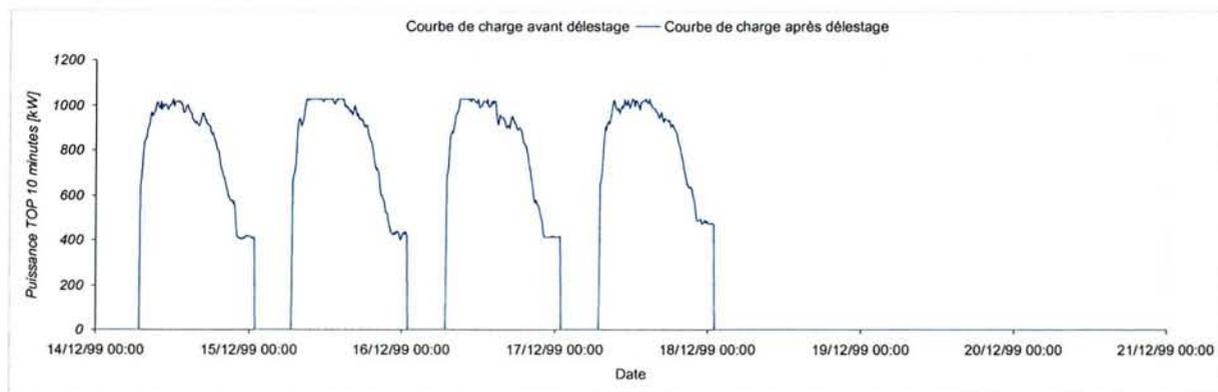


Figure 4-19 – Tarif A8 EJP TLU, tranche PM délestée

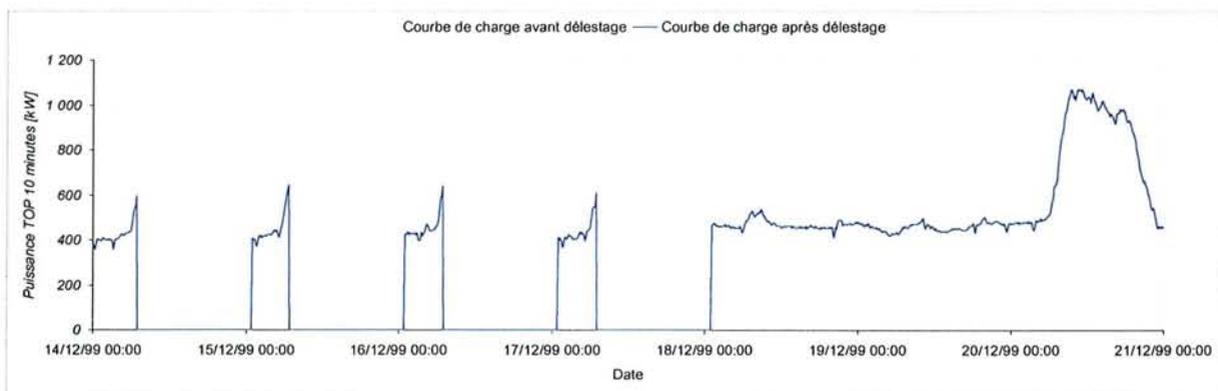


Figure 4-20 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HH délestée

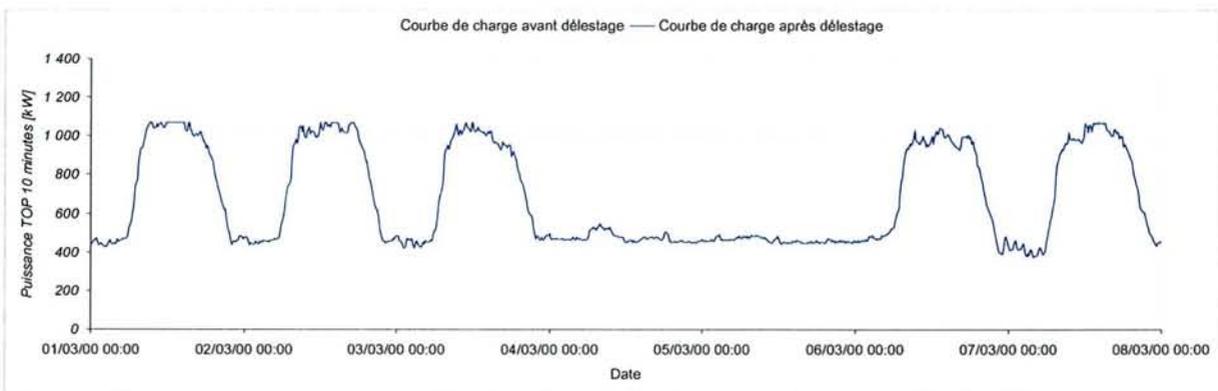


Figure 4-21 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HD délestée

Les tarifs EJP font apparaître des découpages horo saisonniers beaucoup moins hachés que les tarifs de base.

La gestion du délestage semble plus facile pour ces tarifs EJP. Cependant, les découpages sont irréguliers dans le temps. Il est indispensable de bien recevoir les TOP EJP du fournisseur.

Un aperçu des courbes de charge globales est exposé aux Figure 4-22, Figure 4-23 et Figure 4-24.

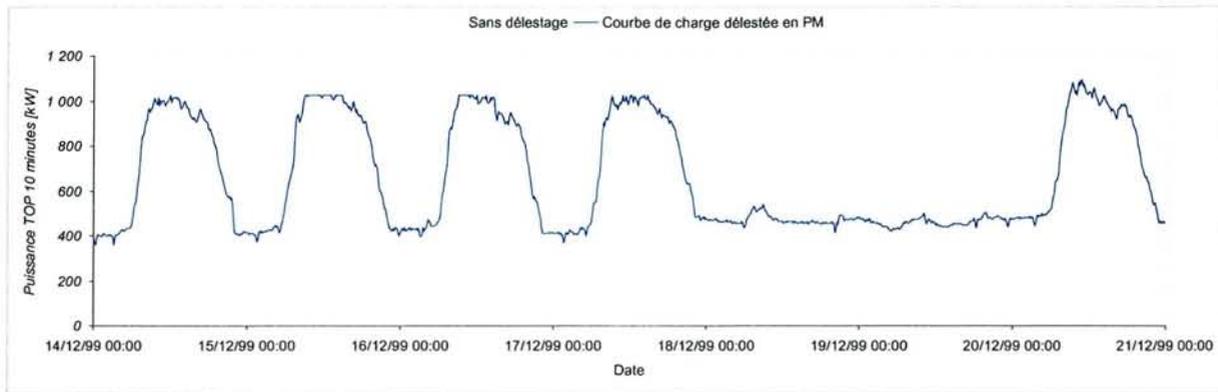


Figure 4-22 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par délestage dans la tranche PM

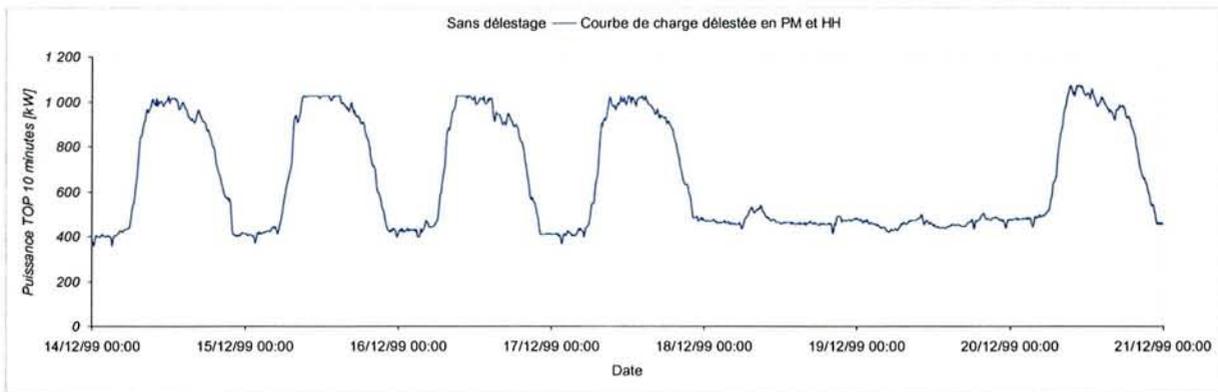


Figure 4-23 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM & HH

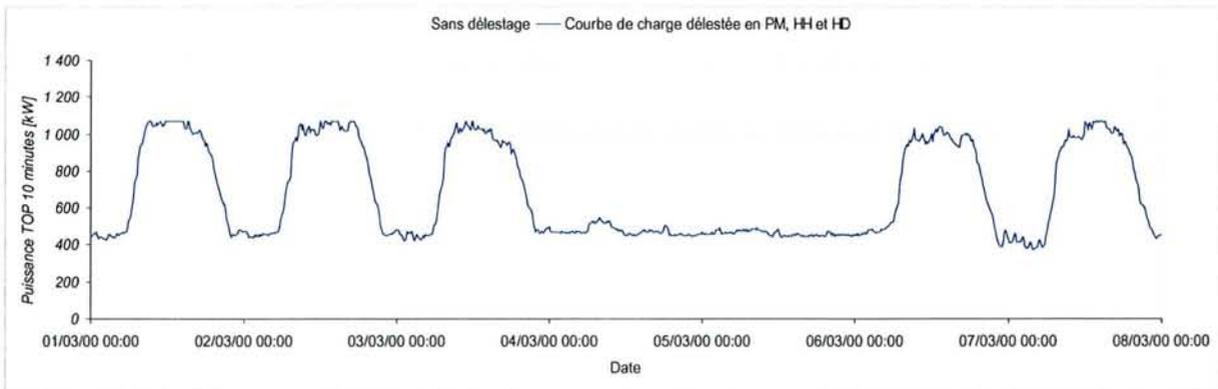


Figure 4-24 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM, HH & HD

Il met en évidence les niveaux différents des puissances délestées dans chaque tranche mais montre bien que le délestage est réalisé avec mesure.

v. Tarif A Mod

La distribution et le délestage des trois tranches les plus chères de ce tarif ressemblent étrangement au Tarif A5 et A8 en option EJP.

La distribution des tranches 2 (HM) et 3 (DSM) est bien gérée tout comme les puissances délestées (Figure 4-25, Figure 4-26 et Figure 4-27).

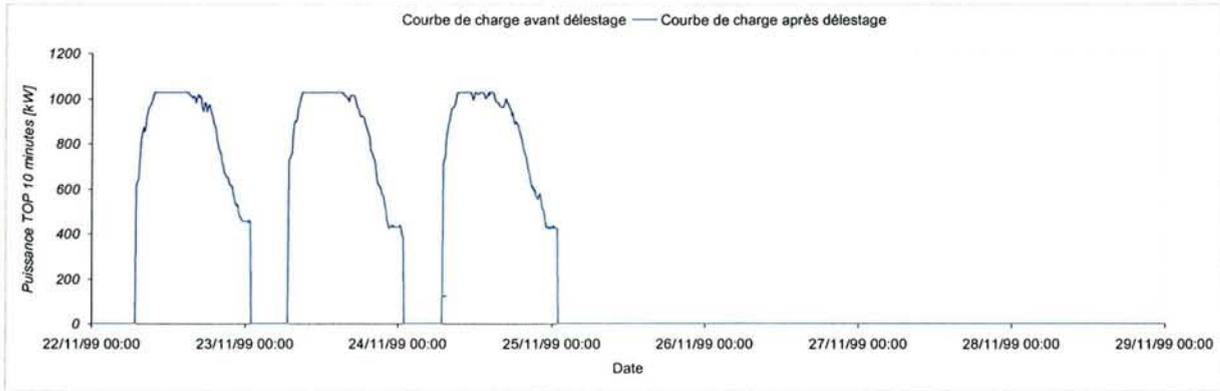


Figure 4-25 – Tarif A Mod TLU, tranche PM délestée

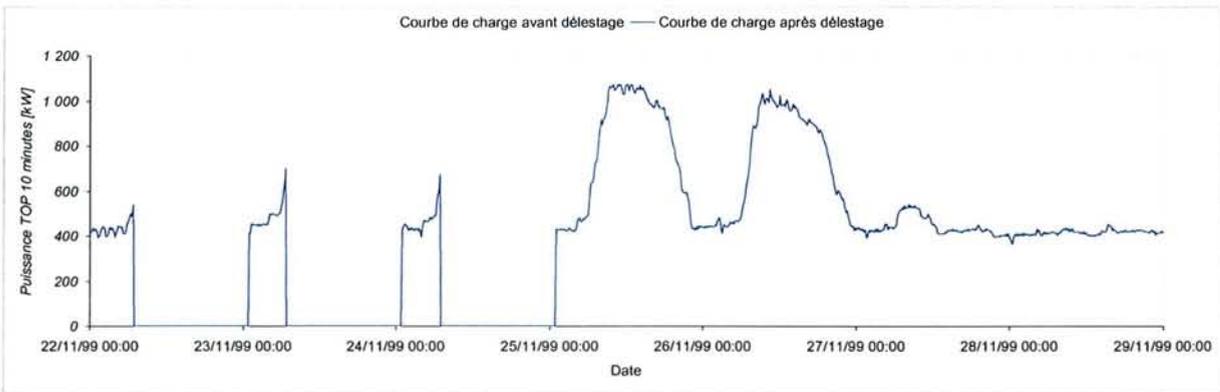


Figure 4-26 – Tarif A Mod TLU, tranche HM délestée

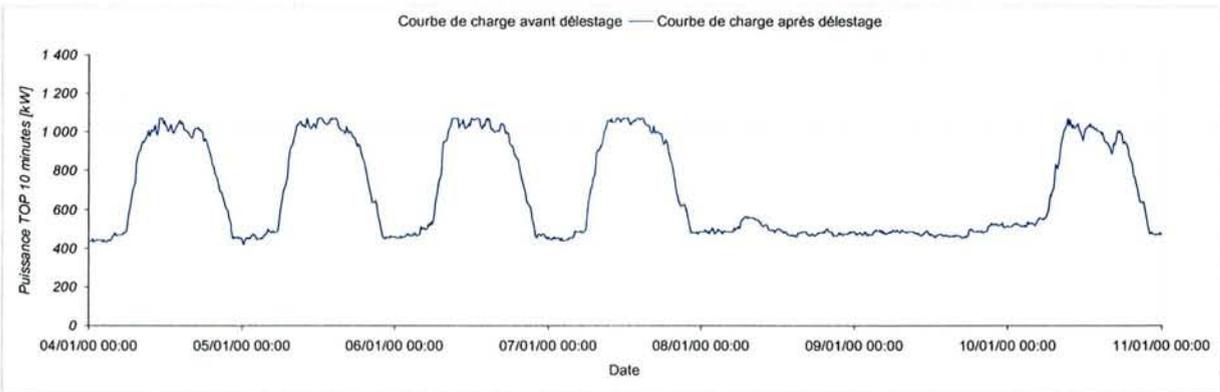


Figure 4-27 – Tarif A Mod TLU, tranche DSM délestée

Les courbes de charge globales délestées sont présentées aux figures suivantes (Figure 4-28, Figure 4-29 et Figure 4-30).

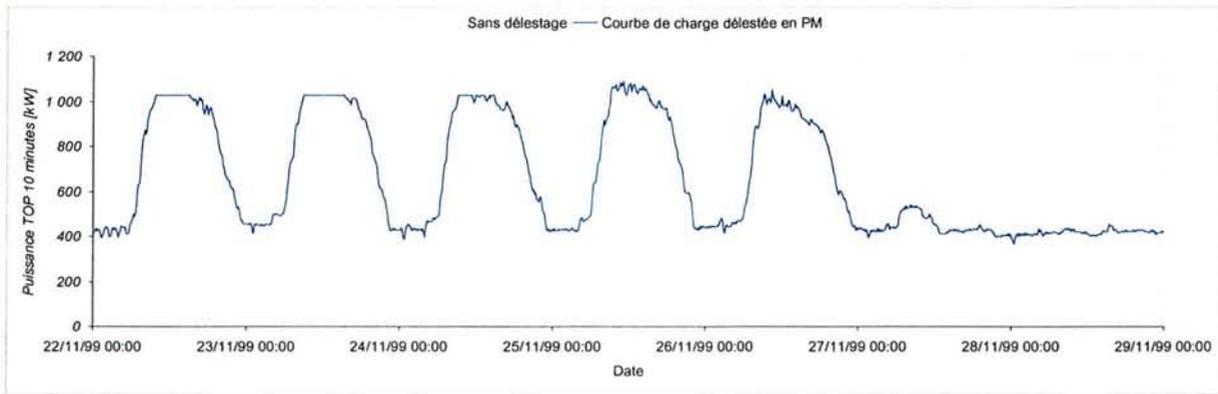


Figure 4-28 – Tarif A Mod TLU, optimisation par délestage dans la tranche PM

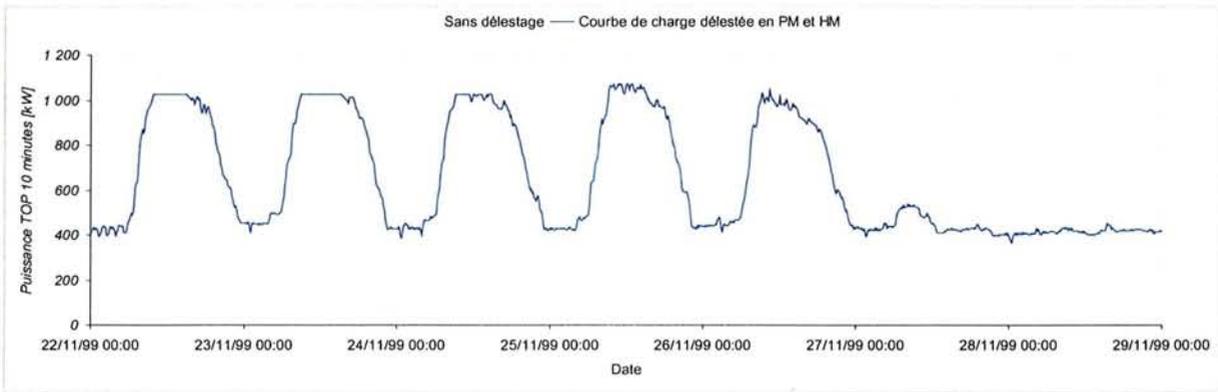


Figure 4-29 – Tarif A Mod TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM & HM

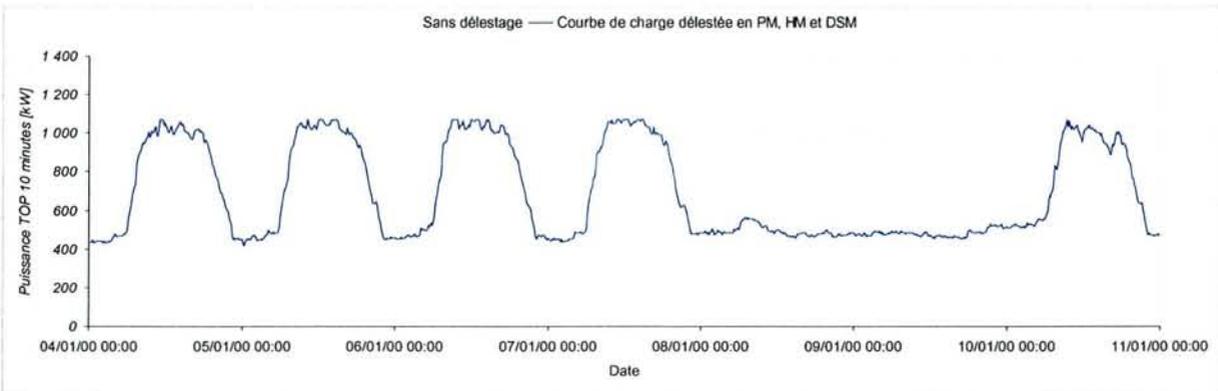


Figure 4-30 – Tarif A Mod TLU, optimisation par délestage dans les tranches PM, HM & DSM

4.2.2.3 Résultats obtenus

Les économies dégagées sur la période d'étude grâce aux délestages réalisés dans les différentes tranches sont exposées aux Figure 4-31, Figure 4-32 et Figure 4-33. Le Tableau 4-2 synthétique regroupe l'ensemble des résultats obtenus.

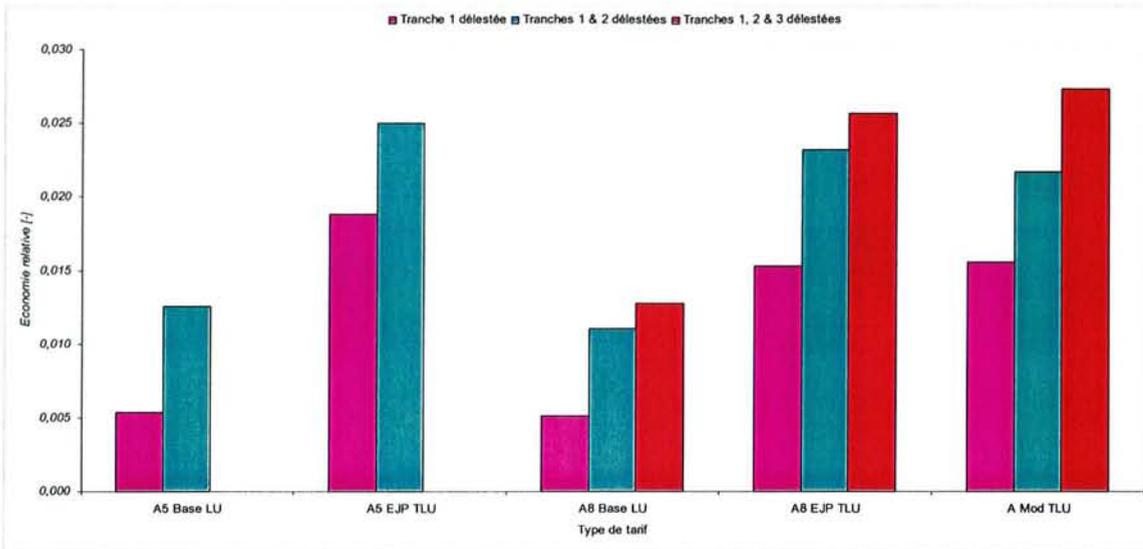


Figure 4-31 – Economie globale relative par type de contrat et selon le nombre de tranches délestées

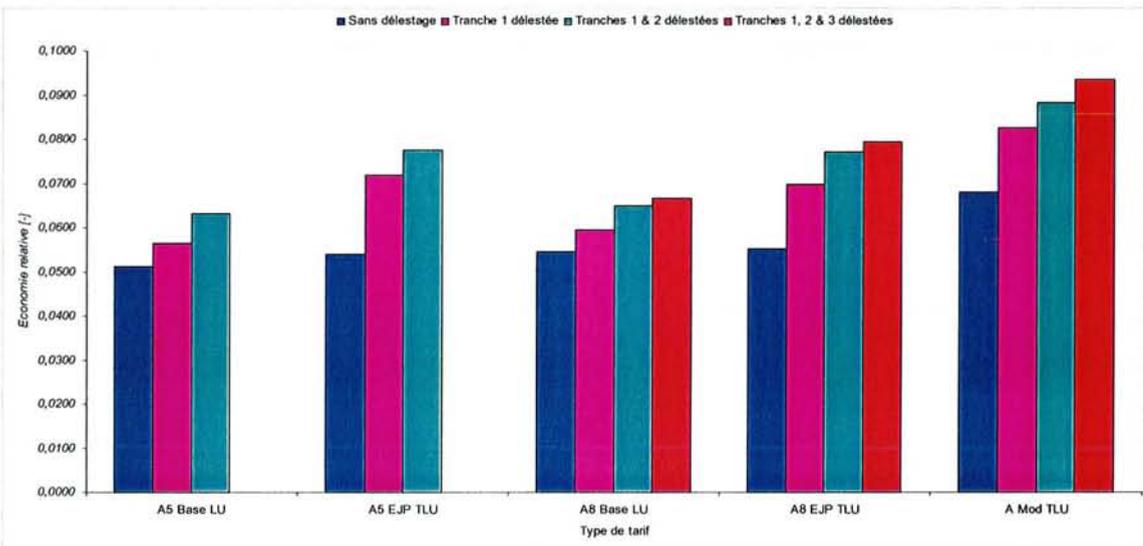


Figure 4-32 – Economie globale relative des délestages électriques par rapport à la souscription client

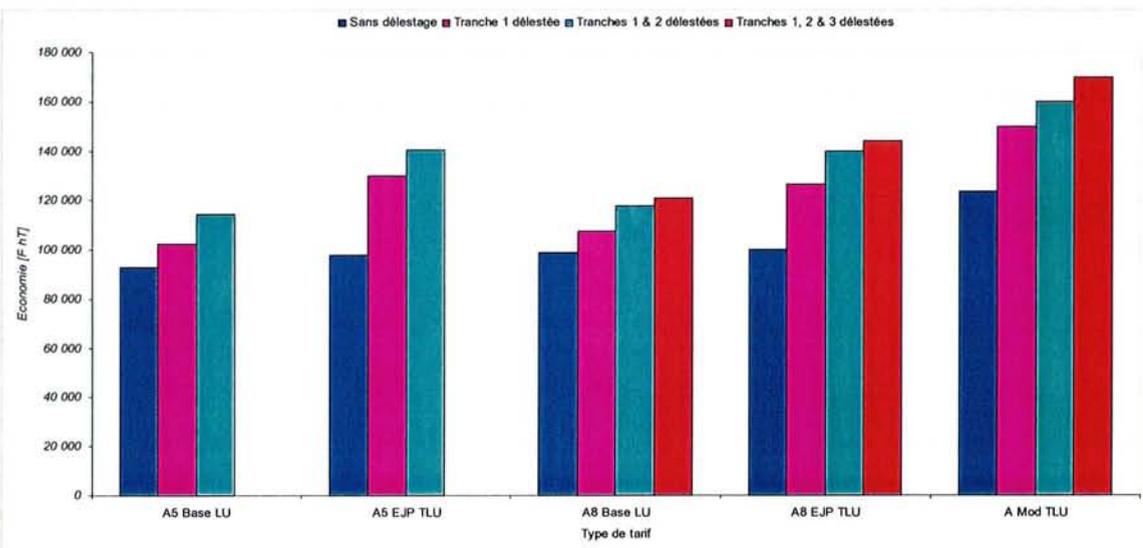


Figure 4-33 – Economie « annuelle » absolue dégagée par le délestage électrique

Coût d'exploitation avec écrêtage des consommations

Délestage	Coût global [F HT] sur la période d'étude pour chaque tarif					
	A5 Base LU	A5 EJP TLU	A8 Base LU	A8 EJP TLU	A Mod TLU	Souscription client
Sans délestage	1 721 597	1 716 803	1 715 671	1 714 410	1 691 103	1 814 577
Tranche 1 délestée	1 712 310	1 684 487	1 706 926	1 688 157	1 664 849	
Tranches 1 & 2 délestées	1 699 960	1 673 830	1 696 755	1 674 687	1 654 497	
Tranches 1, 2 & 3 délestées			1 693 737	1 670 499	1 644 931	

Tableau 4-2 – Coût global pour les 5 tarifs délestés avec leurs versions les moins chers

A la *Figure 4-31*, pour chaque tarif « *ta* » dans la version choisie le coût global obtenu avec délestage est comparé à celui obtenu sans délestage. L'économie relative $\left(\frac{P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,opt}} - P_{\text{él,dél}}^{\text{ta,ve,opt}}}{P_{\text{él}}^{\text{ta,ve,opt}}} \right)$ ainsi obtenue peut atteindre 2,7 % pour le tarif A Mod délesté en PM, HM et DSM.

Les tarifs d'option « *EJP* » qui sont le A5 EJP TLU et le A8 EJP TLU viennent en suivant avec 2,5 % d'économie relative par rapport aux mêmes souscriptions non délestées.

Les Tarifs d'option de « *Base* » sont moins réactifs au délestage.

Par rapport au coût global de la souscription actuelle du consommateur $\left(\frac{P_{\text{él}}^{\text{A5,MU}} - P_{\text{él,dél}}^{\text{ta,ve,opt}}}{P_{\text{él}}^{\text{A5,MU}}} \right)$, le

Tarif A Mod TLU met en exergue près de 9,5 % d'économie (*Figure 4-32*), suivi par les A5 et 8 EJP proche de 8 %.

L'économie absolue réalisée avec le Tarif A Mod s'élève tout de même à 170 000 F HT / an et 140 000 F HT (*Figure 4-33*) pour les Tarifs A5 et A8 EJP délestés.

Face au délestage, c'est le Tarif A Mod qui est encore le plus compétitif avec les bases de calcul employées.

Si des perturbations sont possibles sur les bases de calcul qu'advient-il de l'optimum trouvé ? C'est l'objet du paragraphe suivant.

4.2.3 Etudes de sensibilité

L'option délestage proposée afin de dégager des économies supplémentaires a montré son intérêt au paragraphe précédent. Cependant l'optimum trouvé est conditionné par la conservation dans le temps des bases de calcul utilisées.

Les données les plus susceptibles d'être modifiées ou entraînant des conséquences importantes sur la validité de cet optimum sont les suivantes :

- Remise en cause du délestage par un changement des consommations
- Evolution des barèmes de prix

i. *Changement des consommations de l'utilisateur*

Le principe d'utilisation du délestage ne permet pas d'augmenter les puissances appelées dans des proportions importantes. Sinon, cela entraîne des problèmes de gestion du bâtiment.

Par conséquent, il ne faut pas rajouter d'équipements supplémentaires devant fonctionner pendant les tranches horaires délestées. Un suivi de la charge demandée par les équipements existants ou à ajouter est à effectuer avec rigueur de manière à éviter ce genre d'inconvénient.

Si par contre les consommations dans les tranches délestées tendent à diminuer, cela ne posera aucun problème technique mais le délestage perdra tout son intérêt.

Le délestage reste donc assez sensible aux évolutions des consommateurs.

ii. *Evolution des barèmes de prix du fournisseur*

Les barèmes de prix du fournisseur sont susceptibles de changer. Le fournisseur peut dissuader les consommateurs à utiliser certains tarifs au profit d'autres en effectuant des révisions de prix opposés sur chacun d'eux.

Nous avons repris les simulations en appliquant à la courbe de charge électrique les barèmes du fournisseur proposés depuis 1996.

Que ce soit pour le Tarif A5 Base LU (Figure 4-35), le Tarif A5 EJP TLU (Figure 4-36), le Tarif A8 Base LU (Figure 4-37), le Tarif A8 EJP TLU (Figure 4-38) et le Tarif A Mod TLU (Figure 4-39), l'ensemble de ces tarifs ont évolué de la même manière.

Dans ces figures on a comparé l'écart relatif entre chaque facture globale et la facture de la souscription du consommateur sur la période d'étude $\left(\frac{P_{\text{él}}^{\text{A5,MU}} - P_{\text{él,dél}}^{\text{ta,ve,ba,opt}}}{P_{\text{él}}^{\text{A5,MU}}} \right)$.

Pour l'ensemble des tarifs, les baisses pratiquées sur les barèmes de prix sont favorables au fonctionnement en mode délesté puisque les économies relatives augmentent progressivement.

En allant des barèmes du 01/05/99 jusqu'à ceux du 01/05/97, l'augmentation des barèmes de prix aurait pu être compensée par un fonctionnement en mode délesté de manière à endiguer le phénomène de ces augmentations sur les factures globales. De cette manière, les factures globales des cinq tarifs seraient restés comparables à celle de la souscription du consommateur sur la période d'étude.

A la Figure 4-34, les cinq tarifs en mode « délestage » des tranches sélectionnées montrent :

Une irrégularité de l'évolution du Tarif A8 Base LU

Une compétitivité plus prononcée des options EJP par rapport aux options de base

La « suprématie » du Tarif A Mod TLU délesté en PM, HM et DSM confirmée pour les barèmes du 01/01/01. L'économie relative passe à plus de 11% par rapport à la souscription du consommateur sur l'année d'étude.

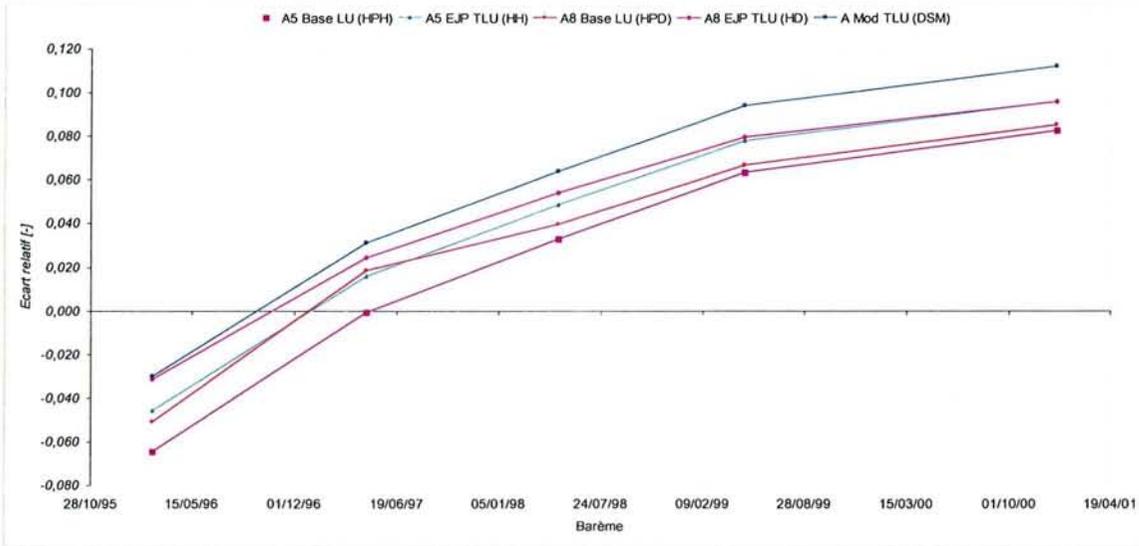


Figure 4-34 – Sensibilité des optimums délestés par rapport aux fluctuations des barèmes de prix

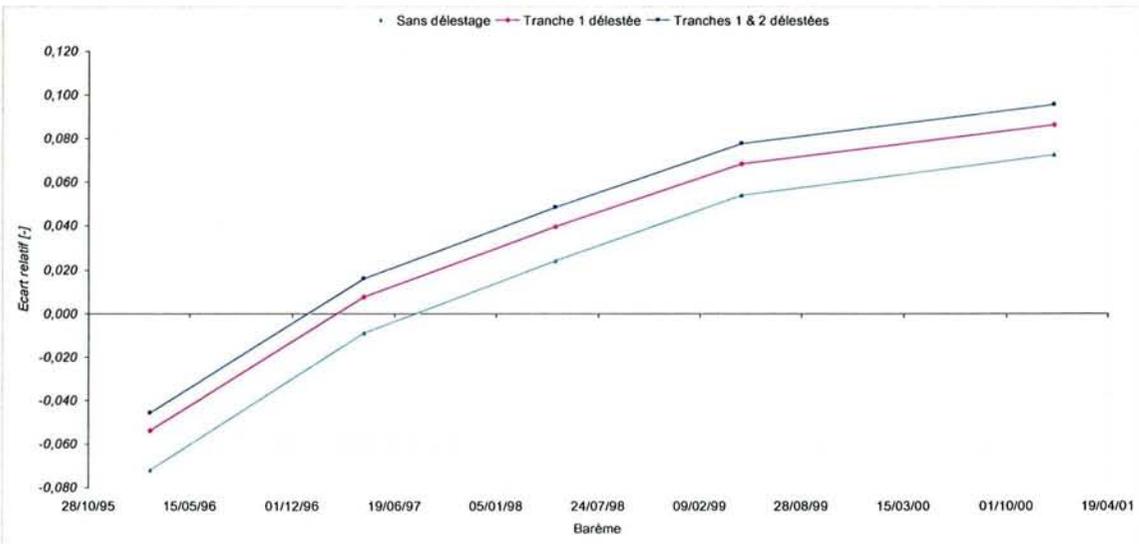


Figure 4-35 – A5 Base LU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix

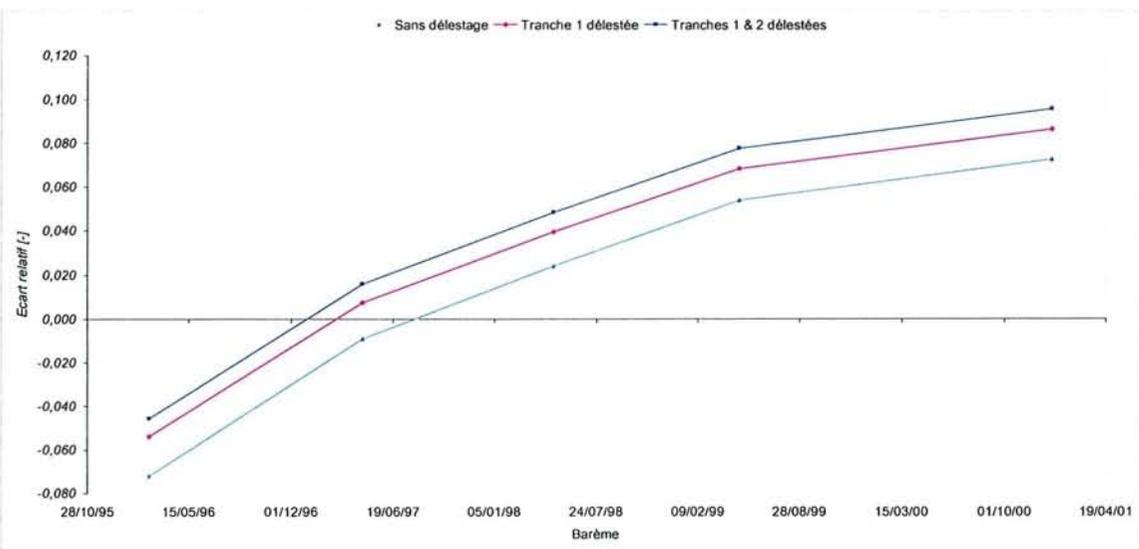


Figure 4-36 – A5 EJP TLU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix

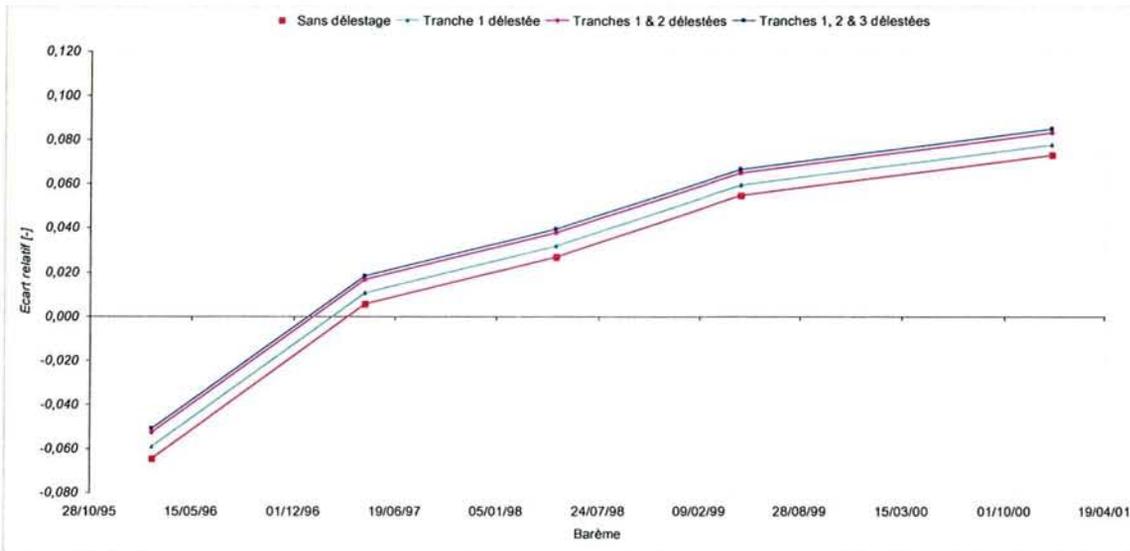


Figure 4-37 – A8 Base LU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix

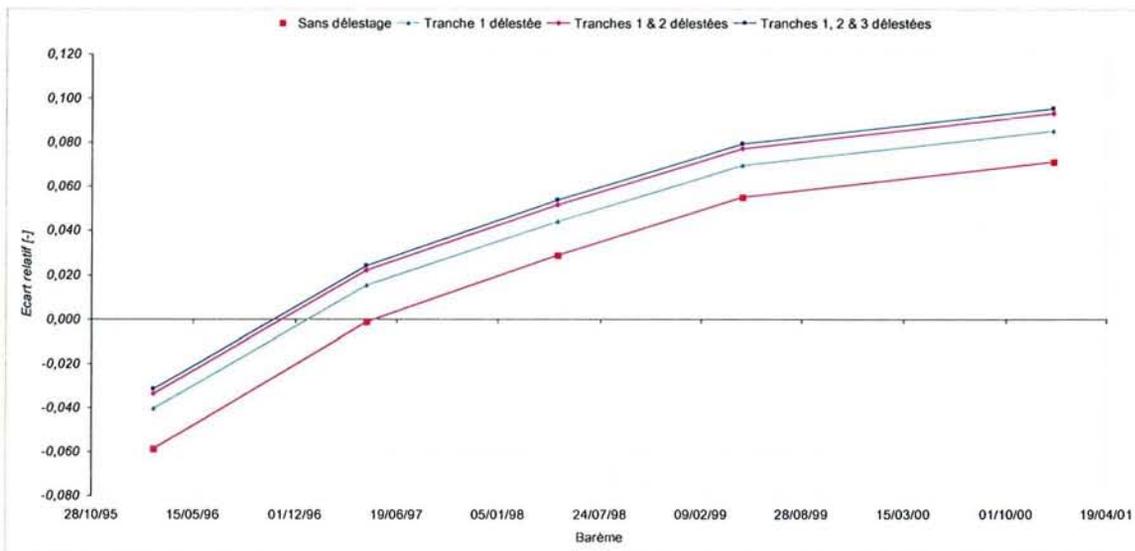


Figure 4-38 – A8 EJP TLU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix

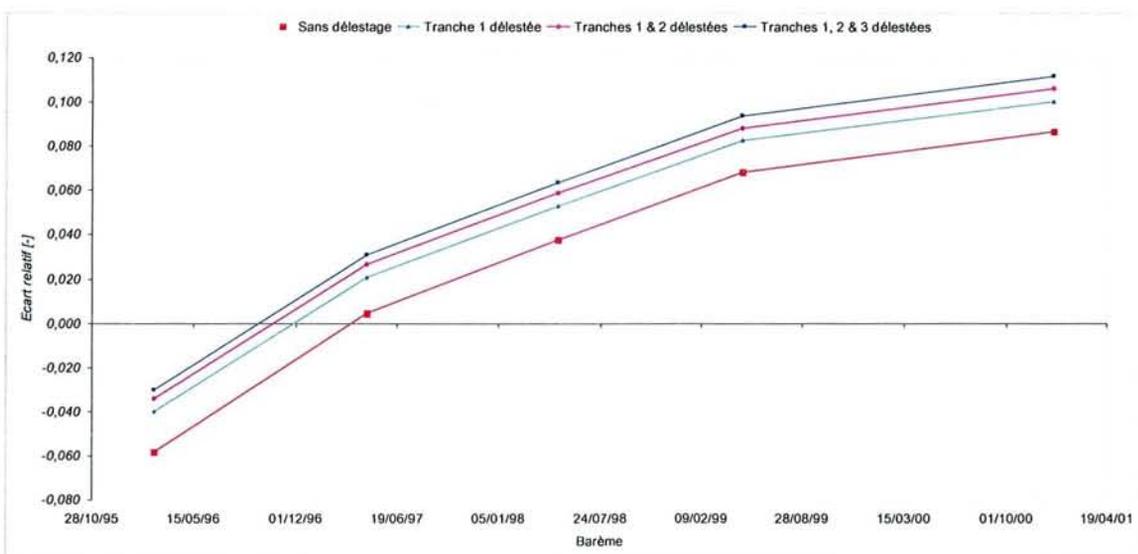


Figure 4-39 – A Mod TLU, sensibilité des factures délestées selon les fluctuations des barèmes de prix

4.3 Bilan sur les délestages et les facturations des énergies gaz et électricité

Les diverses simulations réalisées ont permis de donner un réel intérêt à la possibilité de délester les besoins en électricité.

L'intérêt du délestage des consommations de gaz n'a pas pu être mis en évidence pour plusieurs raisons :

Seul un tarif s'adapte au délestage
Dans le cas étudié, hors délestage ce tarif n'est pas favori au niveau économique
Les consommations en gaz de l'utilisateur semblent insuffisantes pour rendre le tarif S2S et son mode délesté intéressants.

Cependant les résultats obtenus par le modèle sont confirmés par les études de sensibilité.

Dans tous les cas, le recours au mode délestage peut-être testé.

Les résultats obtenus sont justifiés.

De nombreux montages peuvent être envisagés avec les diverses simulations possibles.

Les économies financières dégagées par certains de ceux-ci peuvent inciter le consommateur à initier de nouveaux projets destinés à la maîtrise de ces énergies et de ces dépenses énergétiques.

L'outil de simulation ainsi mis en œuvre offre la possibilité de calculer avec précision, les économies issues d'une optimisation tarifaire doublée d'une étude de délestage.

Une comparaison entre les économies possibles et l'investissement nécessaire à la mise en œuvre du délestage permet une prise de décision facile grâce à la détermination du temps de retour sur investissement.

Le modèle constitue donc un outil d'aide à la décision efficace.

Ce chapitre a mis en évidence que l'effacement partiel des consommations d'énergie pouvait être gage d'économies sous certaines conditions.

Dans le chapitre suivant, nous allons voir dans quelles conditions un effacement plus prononcé voire total des énergies gaz et électricité peut présenter un intérêt économique.

5 Coût d'exploitation avec effacement par cogénération

L'effacement des consommations d'énergie ou plus exactement l'effacement des souscriptions de fournitures dégage des économies importantes. Le tout est de savoir de quelle manière il est possible de s'effacer de ces souscriptions.

La production autonome d'électricité et de chaleur, via la cogénération, est une manière de s'effacer des consommations d'électricité et partiellement de gaz (pour les consommations en chaufferie).

Nous présentons dans ce chapitre plusieurs montages techniques et plusieurs conduites possibles illustrés par les bilans économiques pour chaque cas d'étude.

La première partie présente les choix de conduites proposées.

La deuxième et la troisième parties détaillent les courbes de charge gaz et électricité obtenues et les coûts de chacune de ces souscriptions.

La quatrième partie fait le bilan de chaque cas d'étude et propose une synthèse.

5.1 Choix techniques et critères de conduite

La fonction de la cogénération que nous allons employer est axée sur deux principes :

Produire de la chaleur de manière à éviter une consommation de gaz en chaufferie
Produire de l'électricité selon certaines tranches tarifaires de manière à s'effacer du réseau et auto-consommer cette production

Le but n'est donc pas de faire de la revente d'électricité au fournisseur, contrairement à la plupart des installations de cogénération courantes. En effet, leur principe est plutôt de vendre un maximum d'électricité au fournisseur et de valoriser la chaleur produite au travers de leur réseau thermique pour avoir un temps de retour sur investissement le plus court possible.

De manière à s'effacer complètement du réseau de fourniture dans les tranches tarifaires choisies, il faut que la puissance de la centrale de cogénération soit approximativement égale à la puissance maximale atteinte dans cette tranche.

D'autre part, la puissance électrique produite par la centrale doit être largement auto-consommée par l'utilisateur, de manière à faire le moins possible de revente (l'obligation de « rachat » d'électricité par le fournisseur valable aujourd'hui jusqu'à hauteur de 12 MW, pourrait devenir caduque).

On part du principe que l'électricité excédentaire peut être revendue au fournisseur suivant un contrat de revente au fil de l'eau. Ce tarif de revente est le même que celui d'achat (à l'approximation d'un coefficient modérateur près) et aucune puissance souscrite de revente n'est proposée.

De manière à effectuer un effacement intelligent, il est intéressant de comparer pour chaque tarif, la part des consommations dans chaque tranche et le coût qu'elles représentent dans la facture globale.

Les cinq tarifs optimums sont donc comparés dans ce sens aux *Figure 5-1, Figure 5-2, Figure 5-3, Figure 5-4 et Figure 5-5*.

Les premières tranches des tarifs EJP et Mod ont une part plus importante dans la facture globale que les tarifs en Base. Par conséquent, il sera plus intéressant de délester les tarifs EJP et Mod en tranche 1.

Comme cela a été remarqué au *Paragraphe 4.2.2.2*, les tarifs A5 sont moins adaptés au délestage et à l'effacement car les journées du samedi contiennent des heures pleines alors qu'il n'y a pas de charge dans l'établissement inoccupé. Si la centrale de cogénération devait fonctionner dans cette tranche, il faudrait revendre au fournisseur du réseau une grosse partie de la production, ce qui n'est pas l'objectif recherché.

Par conséquent, nous allons éliminer les conduites de la centrale selon les Tarifs A5 Base et A5 EJP.

Nous proposons plusieurs exemples de conduite avec les tarifs A8 Base, A8 EJP et A Mod. Chaque conduite est détaillée dans les deux paragraphes suivants. Chacun reprenant le fonctionnement et les résultats obtenus sur la charge en gaz et en électricité.

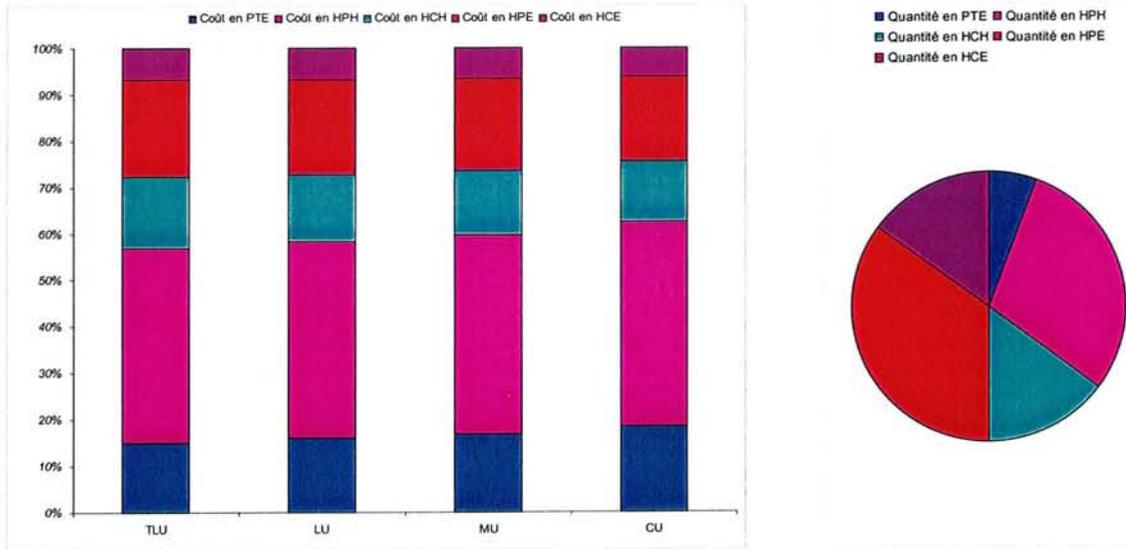


Figure 5-1 – Tarif A5 Base LU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité

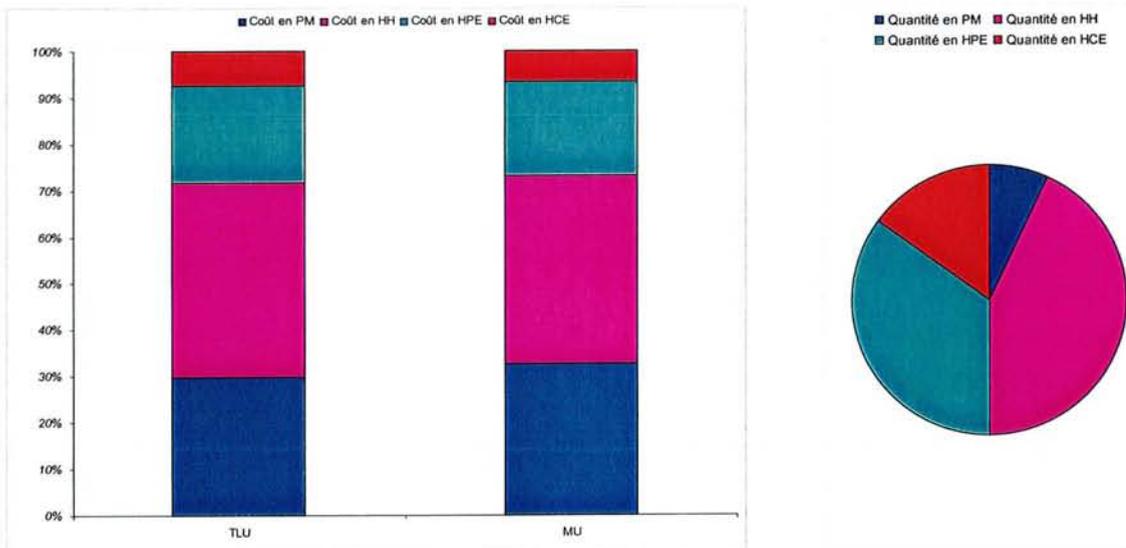


Figure 5-2 – Tarif A5 EJP TLU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité

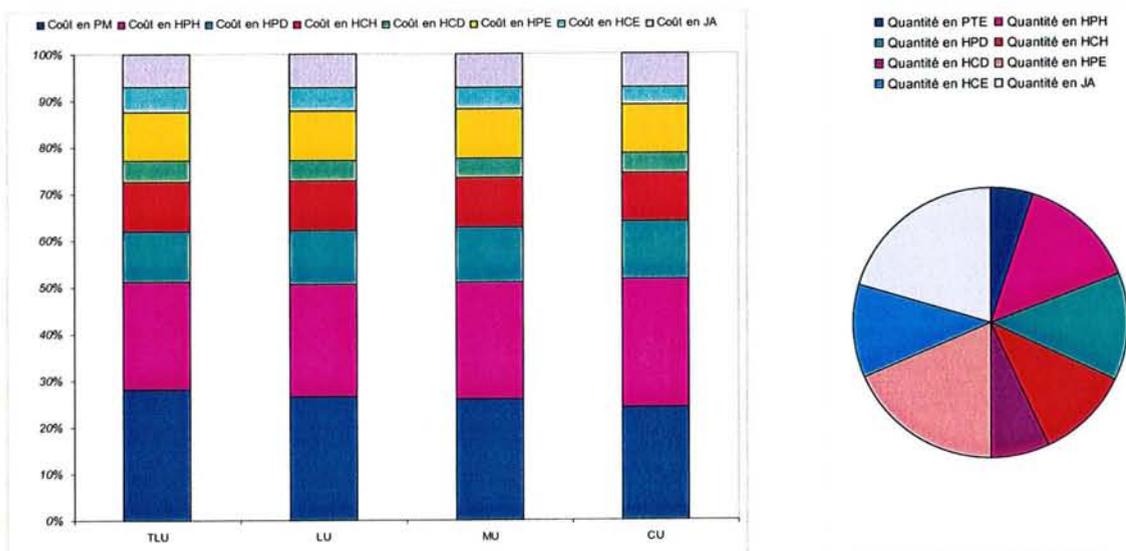


Figure 5-3 – Tarif A8 Base LU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité

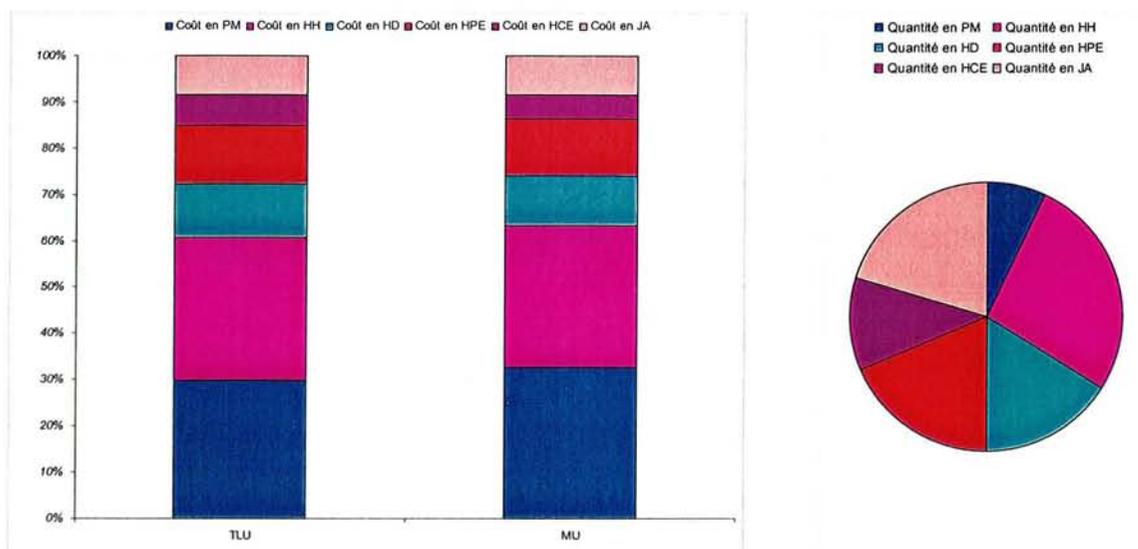


Figure 5-4 – Tarif A8 EJP TLU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité

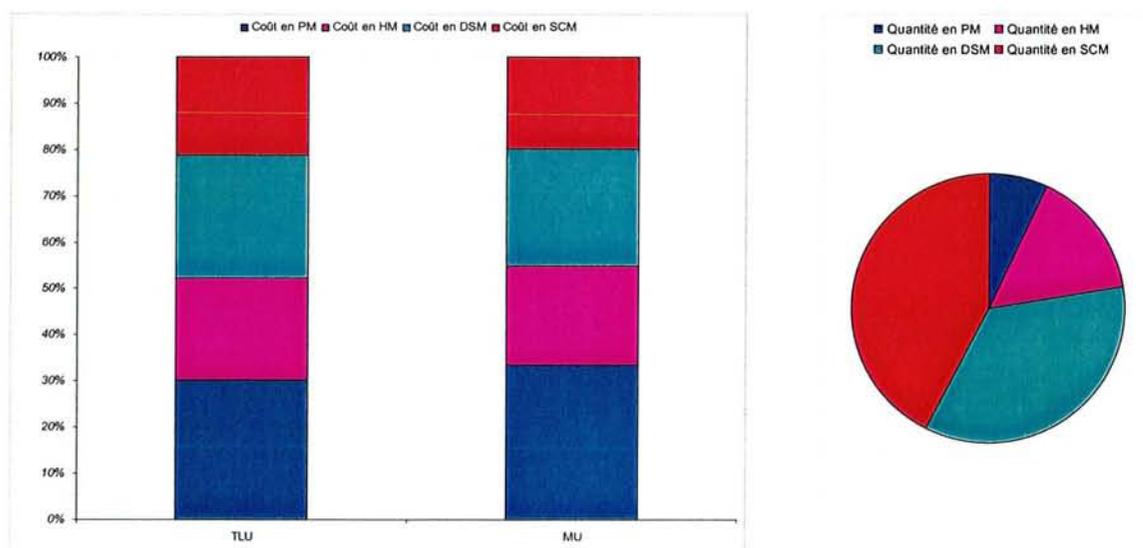


Figure 5-5 – Tarif A Mod TLU, contribution des différentes tranches dans la facture globale d'électricité

5.2 Effacement des appels de puissance de gaz

Nous envisageons l'exploitation de la centrale de cogénération selon trois conduites distinctes pour les trois tarifs A8 Base, A8 EJP et A Mod. Cela représentera donc au total neuf conduites possibles.

Pour chaque tarif, les trois conduites sont les suivantes :

- Conduite 1 : Fonctionnement de la centrale en Tranche 1
- Conduite 2 : Fonctionnement de la centrale en Tranche 1 et 2
- Conduite 3 : Fonctionnement de la centrale en Tranche 1, 2 et 3

Les dimensionnements de la centrale sont les suivants :

L'utilisation d'un seul moteur est adopté (le choix de plusieurs moteurs serait intéressant à étudier car il offrirait beaucoup plus de souplesse à l'exploitation)

Les puissances électriques des moteurs pour chaque tarif sont déterminées de la manière suivante :

Pour les trois tranches délestées, on cherche dans les courbes de charge de celles-ci la puissance maximale appelée et on retient un moteur d'une puissance électrique correspondante inférieure de 10 %.

On considère que lorsque la puissance demandée par l'utilisateur est supérieure à celle produite par le moteur, certains équipements de son installation sont délestés de manière à ne pas acheter d'électricité au fournisseur.

Les puissances thermiques des moteurs ont été choisies plutôt arbitrairement mais avec un rapport chaleur / force restant proche de 1.

Les caractéristiques des moteurs sont les suivantes :

Type de tarif	$\dot{W}_{\text{él},1}$ [kW]	$\dot{W}_{\text{ec},1}$ [kW]	$\eta_{\text{él}}$ [%]	η_{ec} [%]
A8 Base	1059	1411	35	45
A8 EJP	987	1269	35	45
A Mod	987	987	35	35

Tableau 5-1 – Caractéristique des cogénérateurs

A partir de la courbe de charge en eau chaude (présentée à la *Figure 3-2* du *Paragraphe 3.1.1*) et de la distribution des tranches tarifaires, on en déduit la production d'eau chaude de la centrale selon les trois conduites proposées ci-dessus.

Avec les équations *Eq. 2-1* et *Eq. 2-2*, nous obtenons la charge d'eau chaude demandée en chaufferie.

L'équation *Eq. 2-12* définit le recours aux aéroréfrigérants et les équations *Eq. 2-22* et *Eq. 2-23* régissent les consommations de gaz et de fioul.

Pour chaque conduite de chaque tarif, à partir de la courbe de charge en gaz et fioul, on simule les facturations correspondantes. Les résultats issus des trois conduites pour ces trois tarifs sont exposés dans les paragraphes ci-dessous.

5.2.1 Conduites et résultats avec le tarif A8 Base LU

La charge en eau chaude de l'utilisateur ainsi que les productions d'eau chaude de la centrale suivant les trois conduites sont illustrées à la *Figure 5-6*.

Le fonctionnement de la centrale seulement en heures pleines permet une très bonne valorisation de la production eau chaude issue de la centrale (87 % et 81 % en conduite 2 et 3. Le recours aux aéroréfrigérants (*Figure 5-7*) est peu fréquent.

La charge résiduelle demandée en chaufferie est très saccadée consécutive à une production d'eau chaude presque réduite aux heures creuses (*Figure 5-8*).

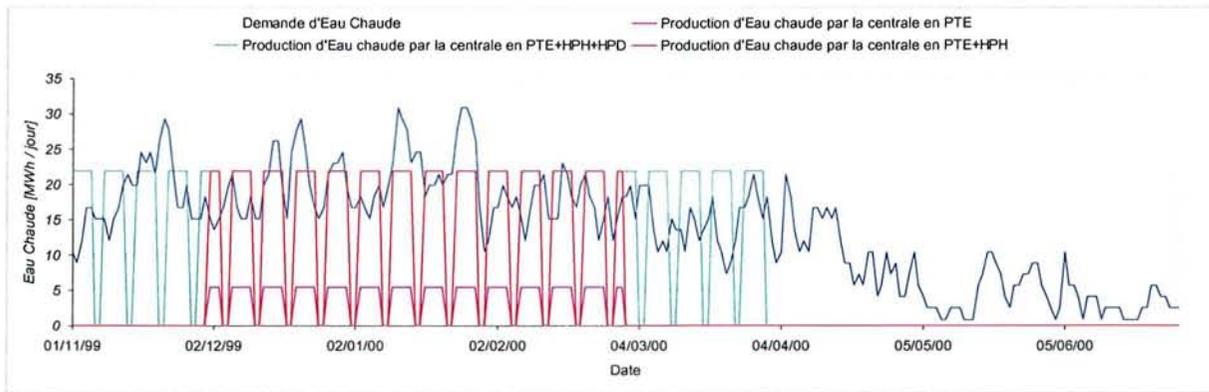


Figure 5-6 – Conduite de la centrale en A8 Base, distribution des besoins et production d'Eau Chaude

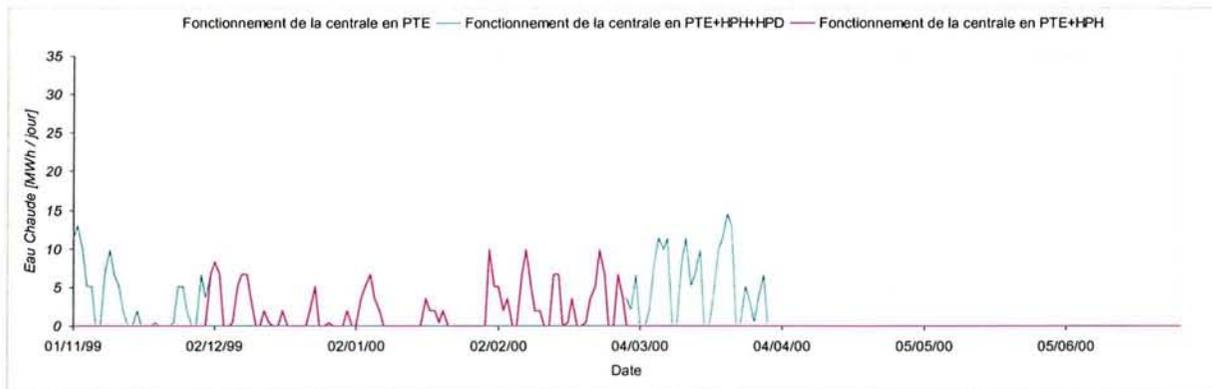


Figure 5-7 – Conduite de la centrale en A8 Base, Eau Chaude excédentaire envoyée aux aérorefrigérants

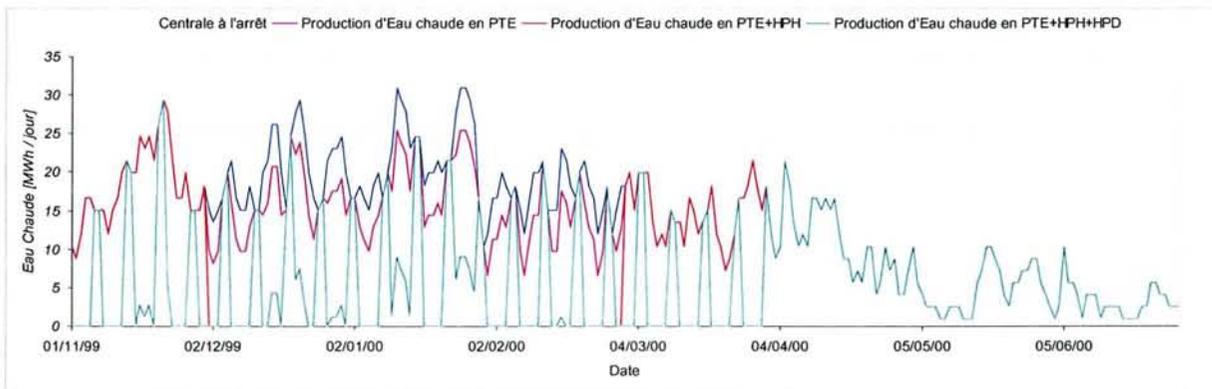


Figure 5-8 – Conduite de la centrale en A8 Base, appoint de charge d'Eau Chaude demandée en chaufferie

La charge en gaz est représentée aux Figure 5-9 et Figure 5-10.

Les paliers constatés sur la monotone d'appel de gaz (Figure 5-9) sont représentatifs du fonctionnement de la centrale en tranche 2 et tranche 3. Pour ces tranches, la quantité d'eau chaude produite par le moteur satisfait entièrement les besoins de l'établissement. Il n'est donc pas nécessaire d'« enclencher » une chaudière supplémentaire. Comme il n'y a que le moteur pour fonctionner, la courbe est plate. Ce qui n'est pas le cas de la tranche 1.

Le pic des débits journaliers maximums atteints (Figure 5-9) illustre l'intérêt de faire du délestage du gaz par le fioul avec un tarif gaz S2S. Il est alors possible d'éviter la souscription d'une puissance de gaz qui est très rarement appelée.

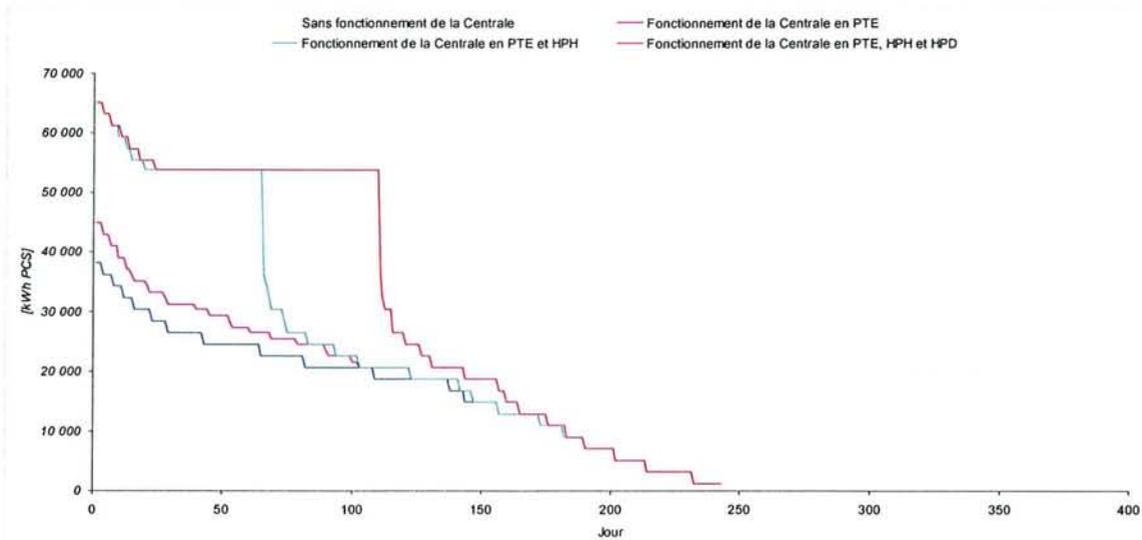


Figure 5-9 – Conduite de la centrale en A8 Base, monotone d'appel global de Gaz

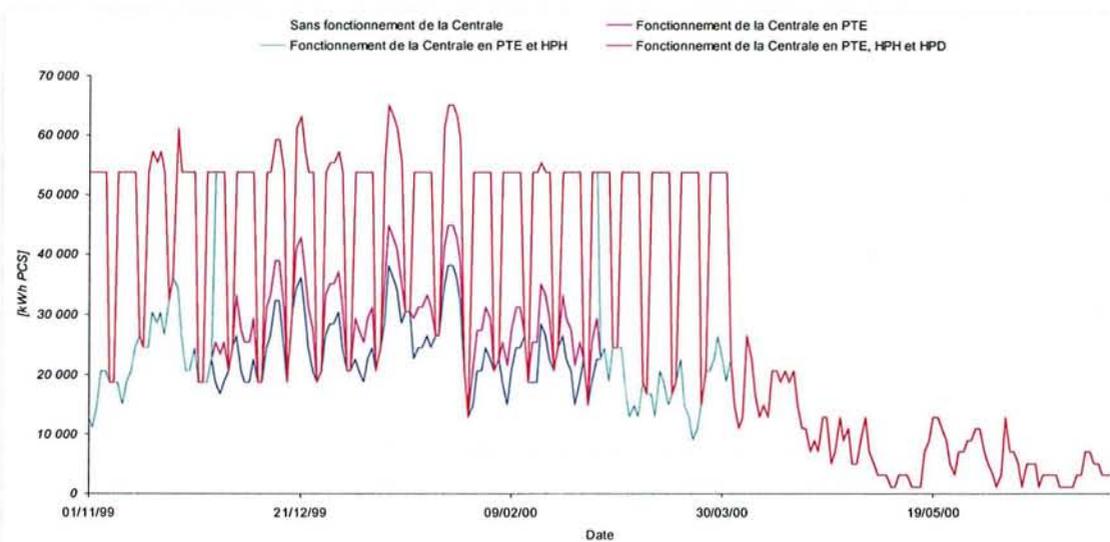


Figure 5-10 – Conduite de la centrale en A8 Base, distribution des appels globaux journaliers de Gaz

A la Figure 5-9, on s'aperçoit que le délestage du gaz par le fioul ne présentera d'intérêt que jusque dans la limite de 54 000 kWh PCS / jour environ. En dessous de ce seuil, les quantités de gaz à délester par le fioul deviennent trop importantes. La « puissance gaz » de 54 000 kWh PCS / jour est représentative puisqu'elle est appelée environ le tiers du temps de fonctionnement annuel de l'installation.

Les Figure 5-11, Figure 5-12, et Figure 5-13 représentent la détermination des optimums du Tarif S2S avec ou sans délestage. Les économies réalisées par le délestage du gaz encore une fois ne se justifient pas.

Les décrochages des factures gaz avec et sans délestage au voisinage de 53 800 kWh / jour et 51 400 kWh / jour respectivement, sont les seuils en dessous desquels le « débit journalier » ne doit pas descendre.

Sans délestage du gaz par le fioul, le débit journalier est de 51 400 kWh / jour parce que le fournisseur national de gaz tolère un dépassement de 5 % de la « puissance souscrite ».

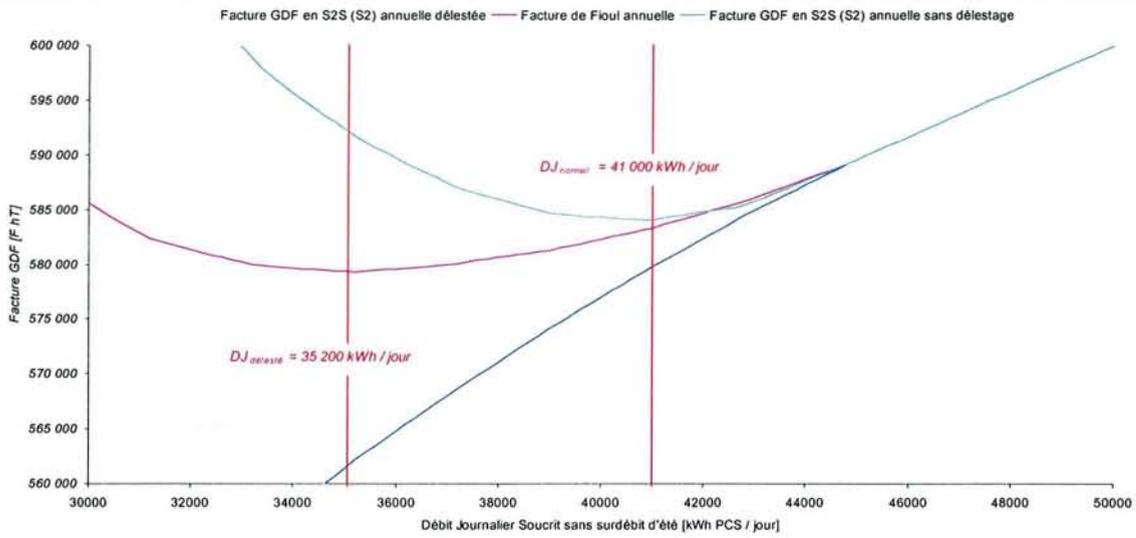


Figure 5-11 – A8 Base conduite 1, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

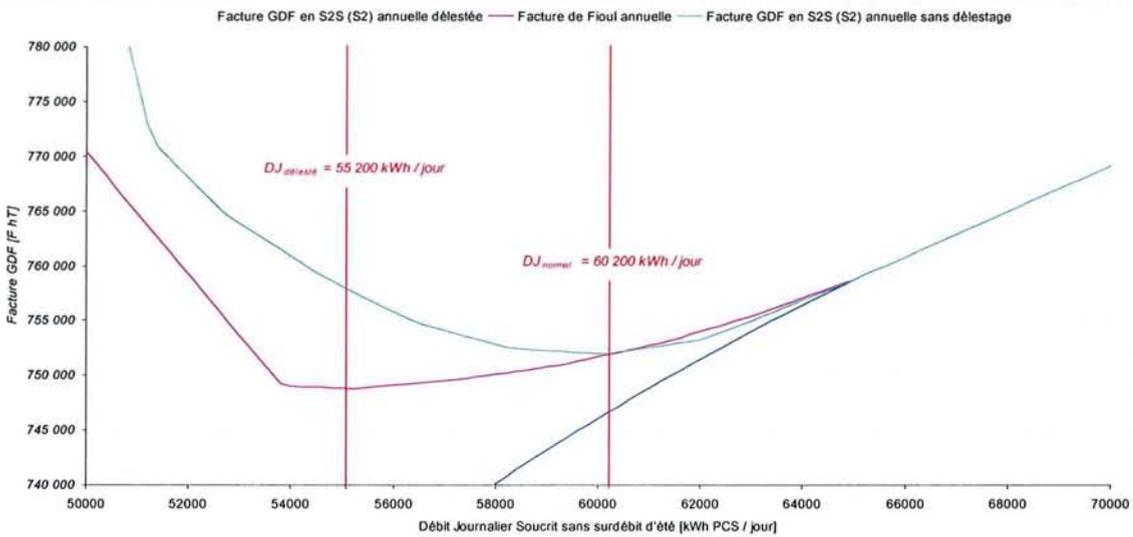


Figure 5-12 – A8 Base conduite 2, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

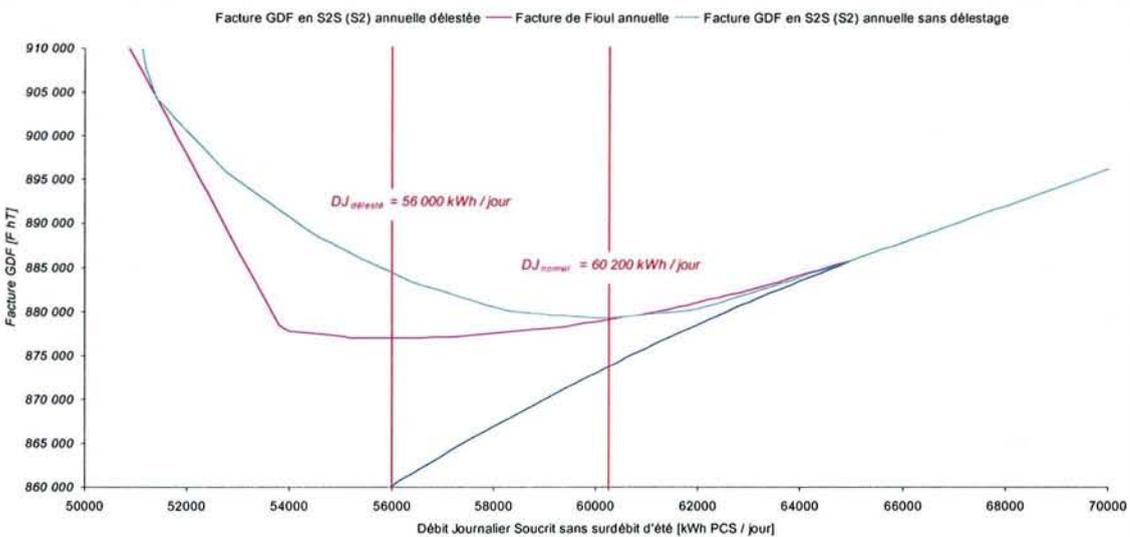


Figure 5-13 – A8 Base conduite 3, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

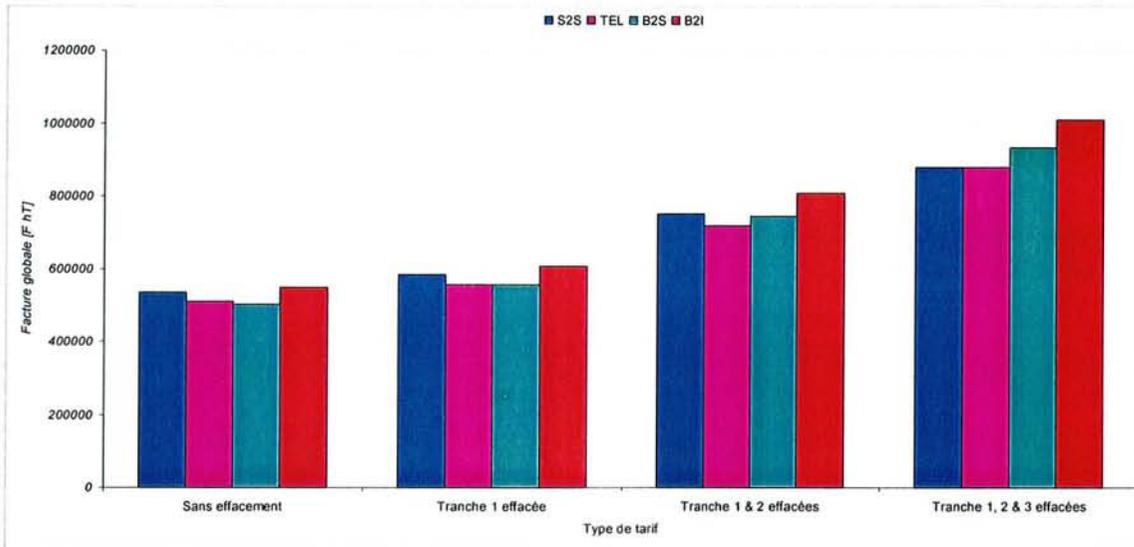


Figure 5-14 – Conduite avec le Tarif A8 Base, factures globales des tarifs gaz selon les conduites adoptées

A la Figure 5-14, pour chaque conduite, le tarif gaz le plus intéressant est mis en évidence.

On peut constater que plus les appels de gaz sont importants, plus la souscription S2S devient avantageuse par opposition à la souscription B2I.

5.2.2 Conduites et résultats avec le tarif A8 EJP TLU

La production en eau chaude de la centrale est présentée à la Figure 5-15.

La distribution des tranches PM, HH et HD est explicite et montre une production continue de la centrale. La puissance thermique du moteur est visiblement trop importante.

En effet, une intégration des quantités d'eau chaude produites et envoyées aux aéroréfrigérants rend compte d'une perte de 14 % en conduite 1, 34 % en conduite 2, et 39 % en conduite 3 ! On ne valorise pas la production thermique de la centrale (Figure 5-16).

La charge résultante en chaufferie s'en trouve très réduite (Figure 5-17).

Les courbes de charge en gaz présentées aux Figure 5-18 et Figure 5-19 témoignent du fonctionnement permanent de la centrale.

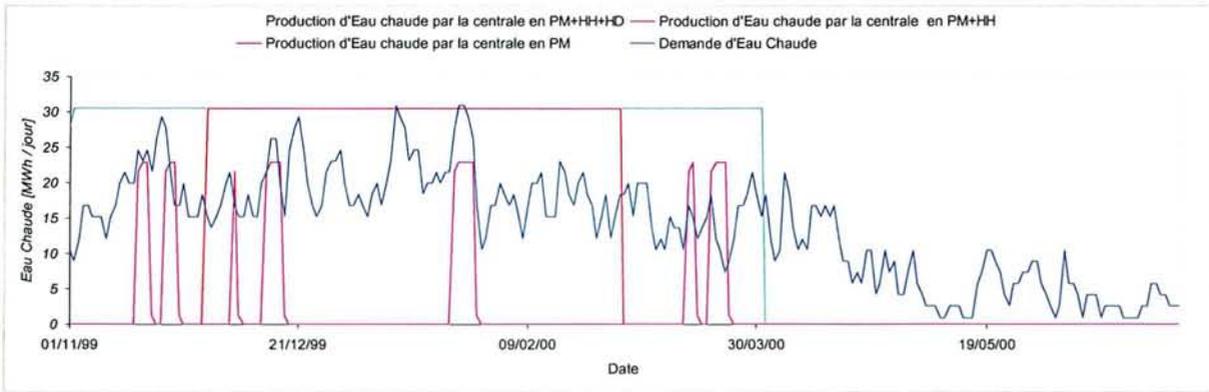


Figure 5-15 – Conduite de la centrale en A8 EJP, distribution des besoins et production d'Eau Chaude

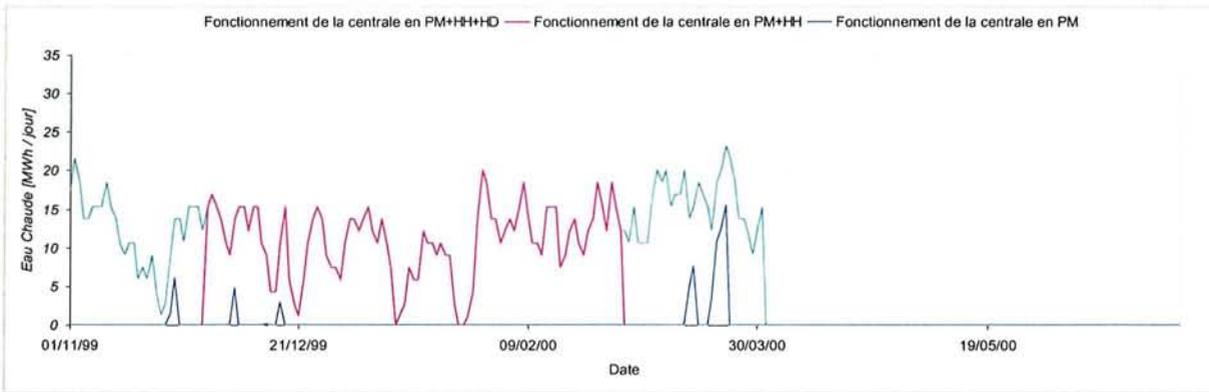


Figure 5-16 – Conduite de la centrale en A8 EJP, Eau Chaude excédentaire envoyée aux aérorefrigérants

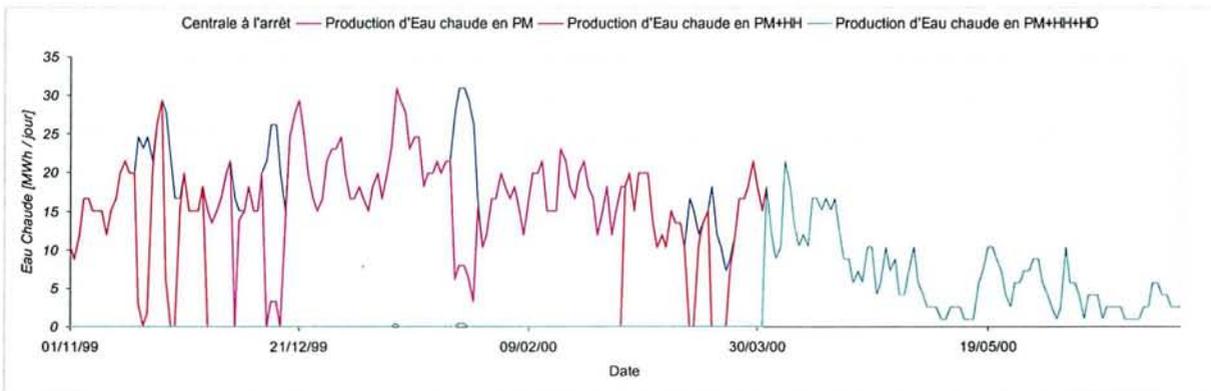


Figure 5-17 – Conduite de la centrale en A8 EJP, appoint de charge d'Eau Chaude demandée en chaufferie

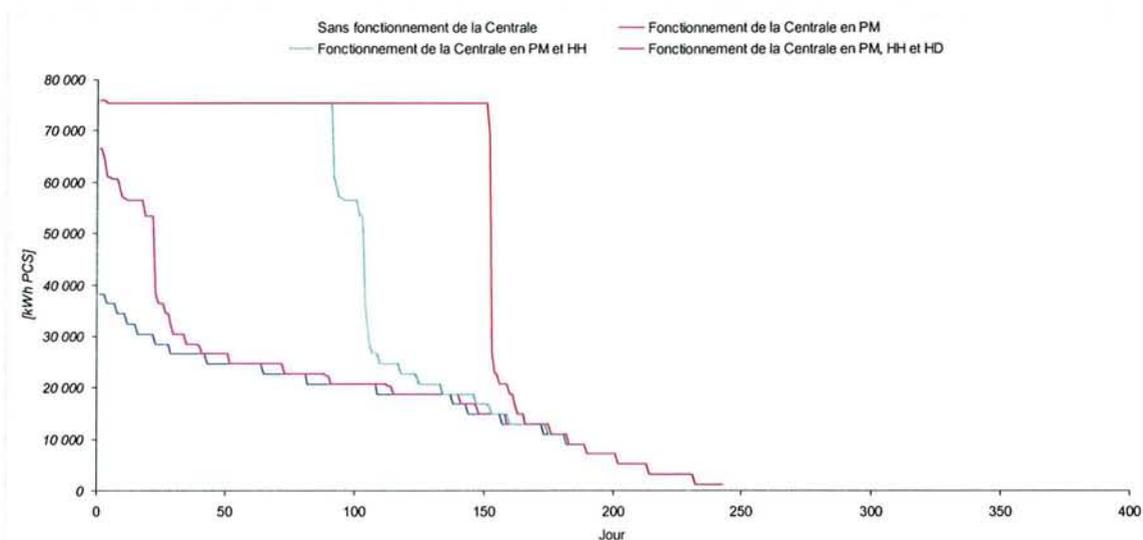


Figure 5-18 – Conduite de la centrale en A8 EJP, monotone d'appel global de Gaz

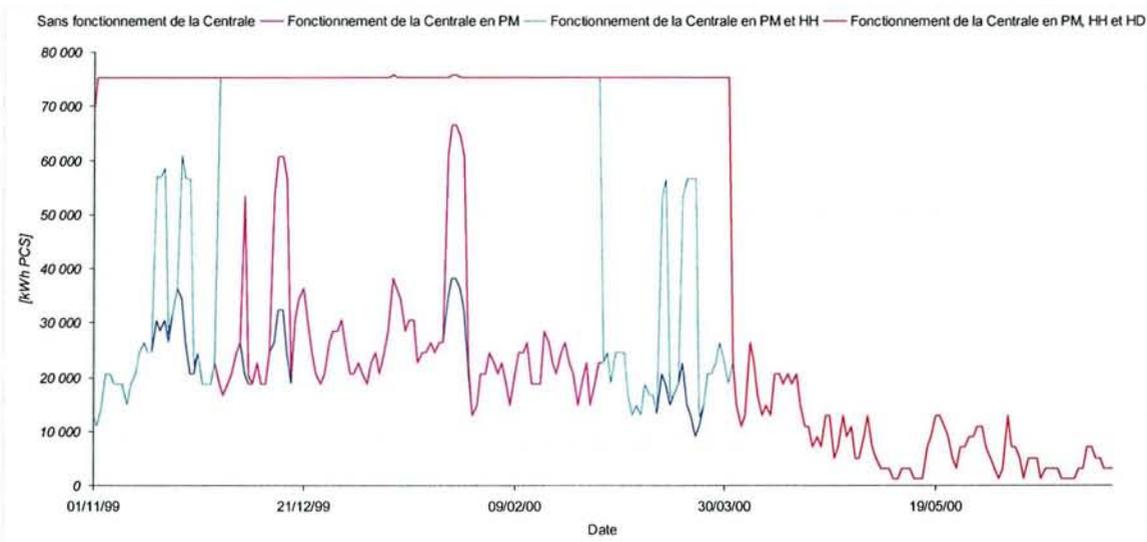


Figure 5-19 – Conduite de la centrale en A8 EJP, distribution des appels globaux journaliers de Gaz

A la Figure 5-18, il est clair que le délestage gaz / fioul ne présentera à nouveau aucun intérêt mis à part peut être pour la conduite 1 (fonctionnement en PM).

Les Figure 5-20, Figure 5-21 et Figure 5-22 confirment le manque d'intérêt du délestage déduit du profil de chaque monotone. Les décrochages constatés sur les factures une fois les débits journaliers inférieurs à 72 000 kWh / jour et 75 400 kWh / jour sont manifestes.

Pour chaque conduite, le tarif gaz optimal à utiliser est mis en évidence par la Figure 5-23.

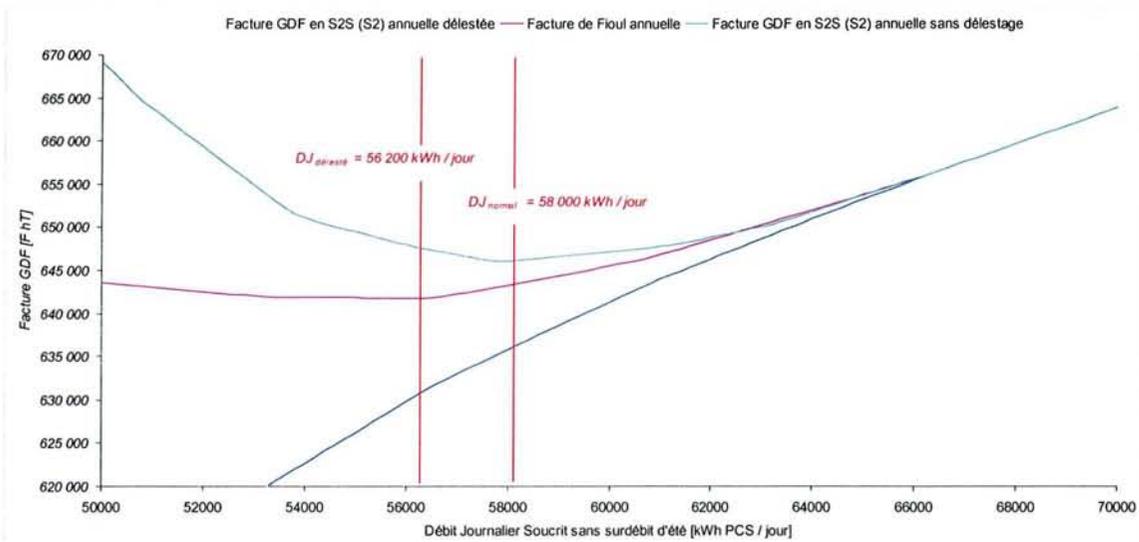


Figure 5-20 – A8 EJP conduite 1, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

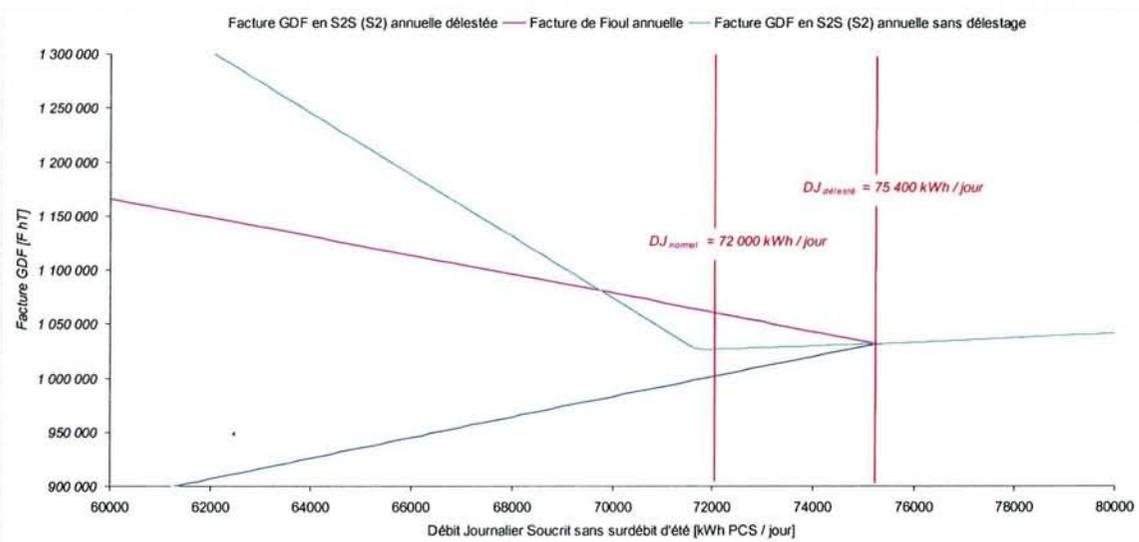


Figure 5-21 – A8 EJP conduite 2, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

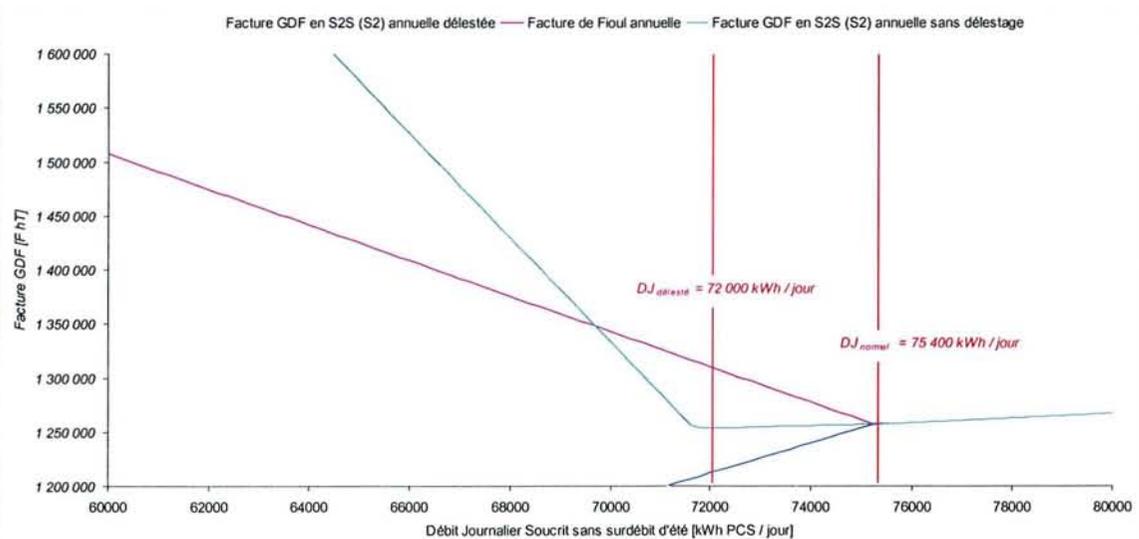


Figure 5-22 – A8 EJP conduite 3, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

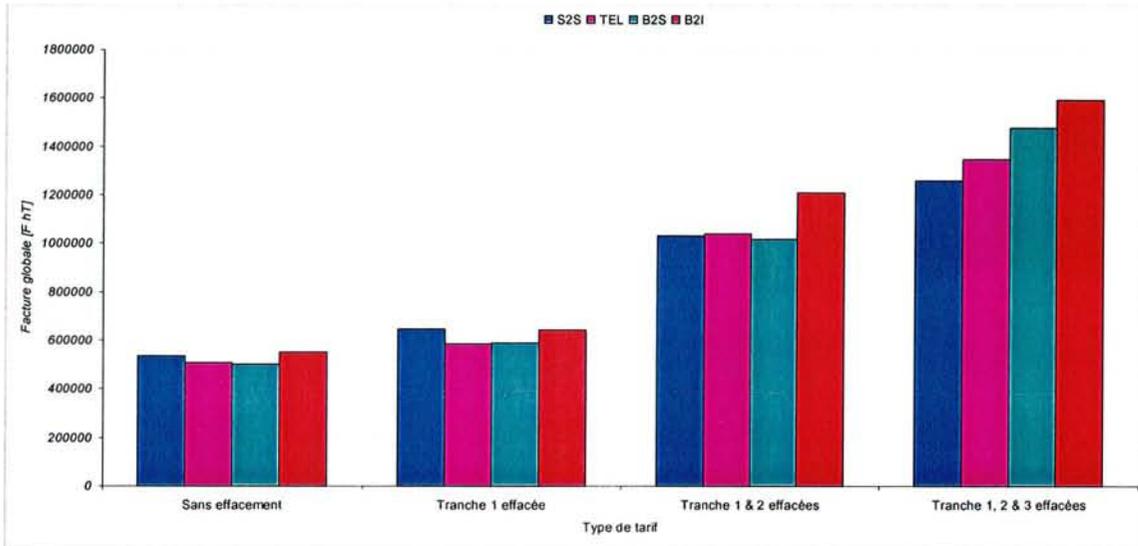


Figure 5-23 – Conduite avec le Tarif A8 EJP, factures globales des tarifs gaz selon les conduites adoptées

Le tarif S2S n'est intéressant qu'à partir de la conduite 3. Pour les autres conduites, c'est le tarif B2S qui est le plus compétitif.

5.2.3 Conduites et résultats avec le tarif A Mod

La distribution des tranches mobiles ainsi que la production d'eau chaude par la centrale sont présentées à la *Figure 5-24*.

La moins bonne récupération thermique du moteur utilisé est en meilleure adéquation avec la charge d'eau chaude demandée par le consommateur (comparativement au montage précédent, cf *Tableau 5-1* page 78).

Le recours aux aéroréfrigérants est moins important mais montre à nouveau une récupération à la centrale excessive par rapport aux besoins de l'utilisateur (*Figure 5-25*).

En conduite 2 et 3, respectivement 20 à 27 % de la production thermique de la centrale sont envoyés aux aéroréfrigérants. C'est moins que dans le cas précédent mais cette valorisation est encore trop médiocre.

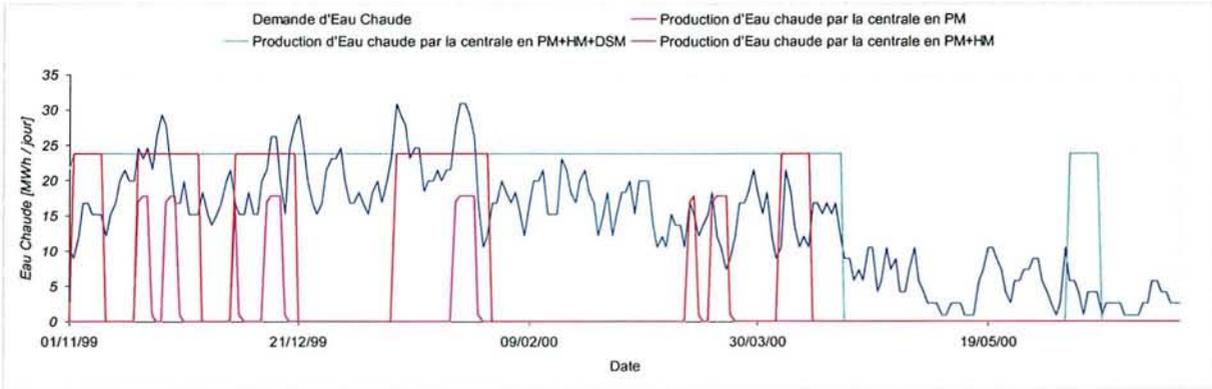


Figure 5-24 – Conduite de la centrale en A Mod, distribution des besoins et production d'Eau Chaude

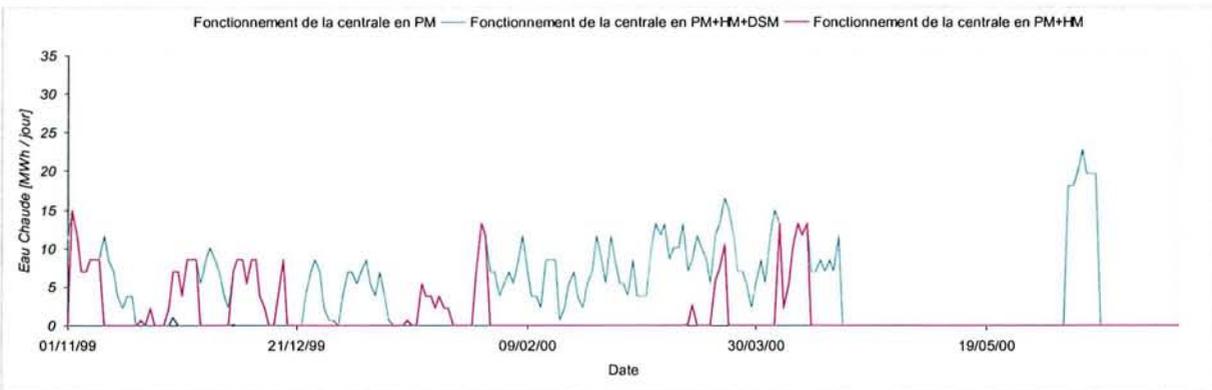


Figure 5-25 – Conduite de la centrale en A Mod, Eau Chaude excédentaire envoyée aux aérorefrigérants

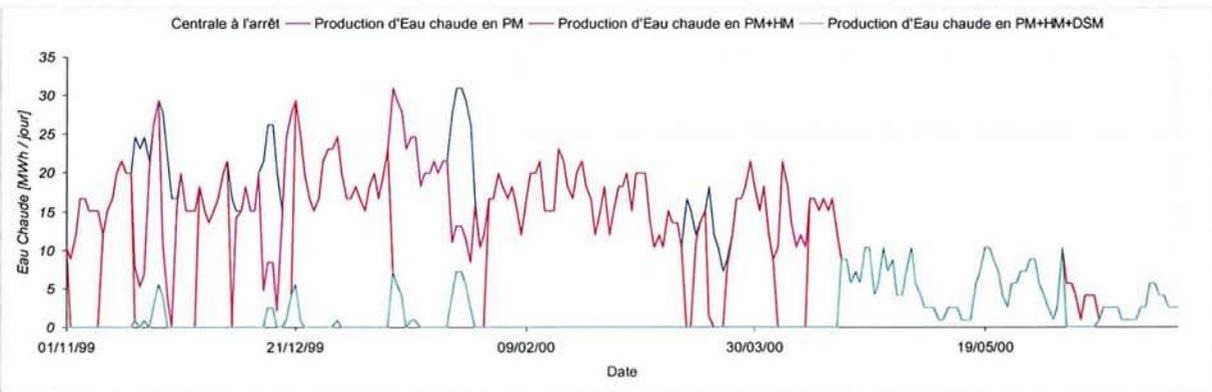


Figure 5-26 – Conduite de la centrale en A Mod, appoint de charge d'Eau Chaude demandée en chaufferie

Le positionnement d'une tranche DSM au mois de juin par le fournisseur d'électricité n'est pas la bienvenue car la demande de chaleur du consommateur à cette période de l'année est quasi-nulle.

Les courbes de charge résultants en chaufferie sont représentées à la Figure 5-26.

Les courbes de charge en gaz sont discontinues selon les conduites adaptées (Figure 5-28).

La monotone de gaz (Figure 5-27) est encore trop plate au niveau des débits les plus élevés pour justifier d'un recours au fioul.

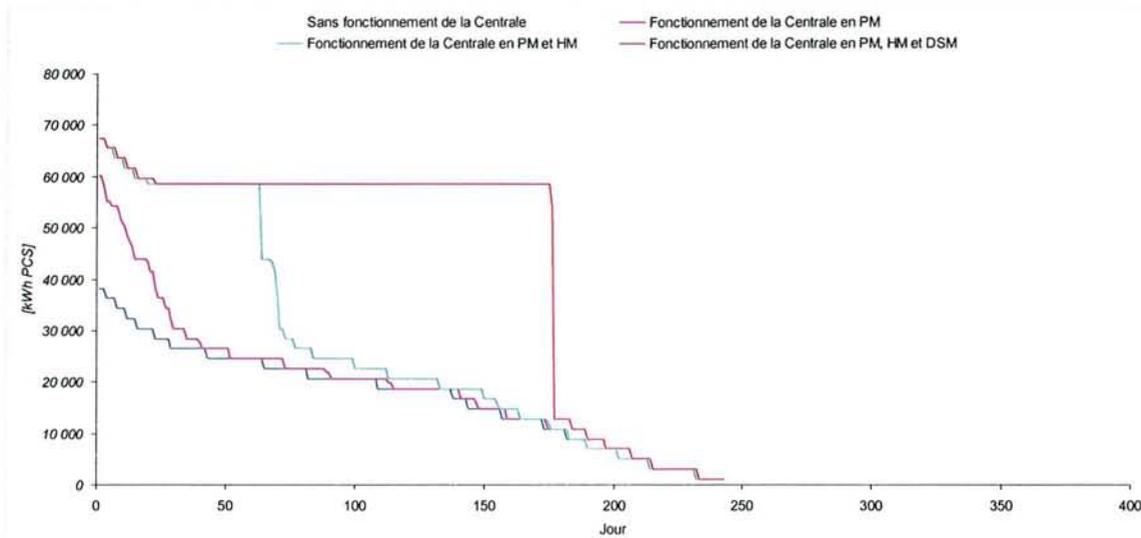


Figure 5-27 – Conduite de la centrale en A Mod, monotone d'appel global de Gaz

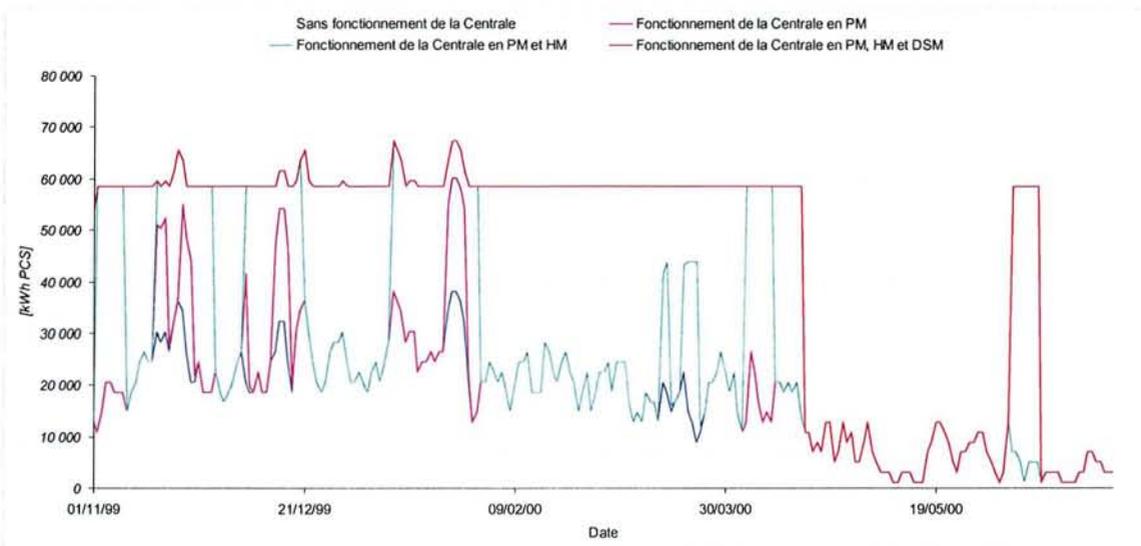


Figure 5-28 – Conduite de la centrale en A Mod, distribution des appels globaux journaliers de Gaz

Les simulations pour l'optimisation du Tarif S2S avec et sans délestage (Figure 5-29, Figure 5-30 et Figure 5-31) confirment l'inutilité de délester le gaz par du fioul.

Pour le cas de la conduite 1, le détail des factures gaz S2S, TEL, B2S et B2I est présenté en Annexe 4 aux Tableau 0-1, Tableau 0-2, Tableau 0-3 et Tableau 0-4 respectivement.

Pour le cas de la conduite 2, le détail des factures gaz S2S, TEL, B2S et B2I est présenté en Annexe 4 aux Tableau 0-5, Tableau 0-6, Tableau 0-7 et Tableau 0-8 respectivement.

Pour le cas de la conduite 3, le détail des factures gaz S2S, TEL, B2S et B2I est présenté en Annexe 4 aux Tableau 0-9, Tableau 0-10, Tableau 0-11 et Tableau 0-12 respectivement.

Les évolutions des consommations de gaz et des débits journaliers souscrits sont exposés.

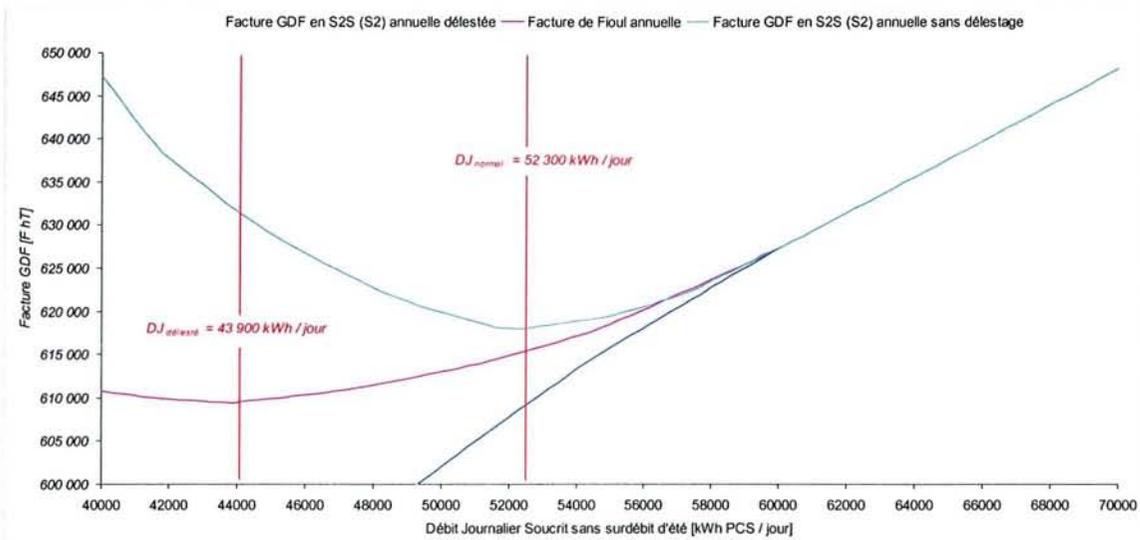


Figure 5-29 – A Mod conduite 1, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

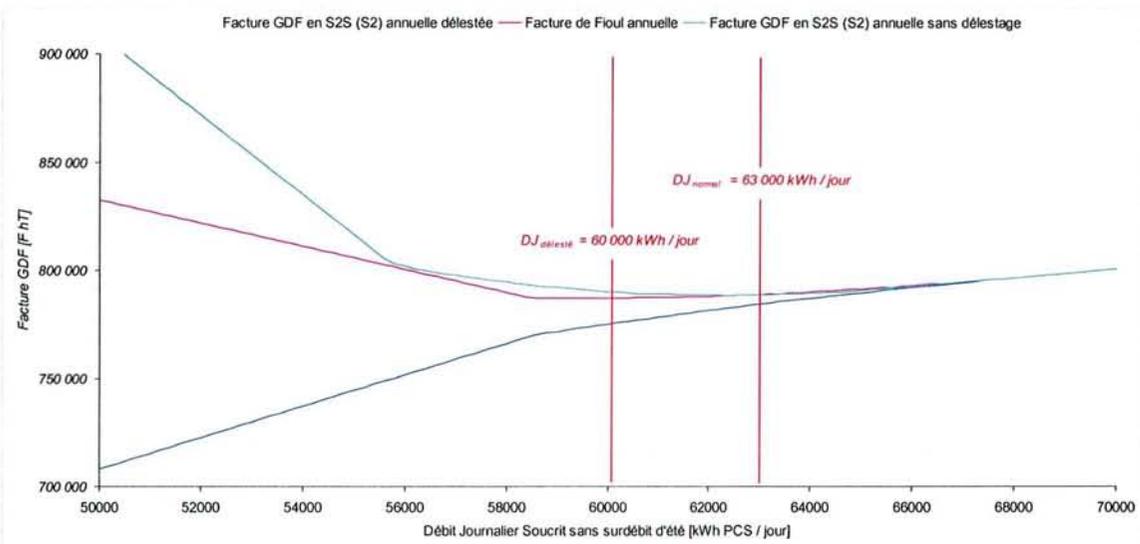


Figure 5-30 – A Mod conduite 2, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

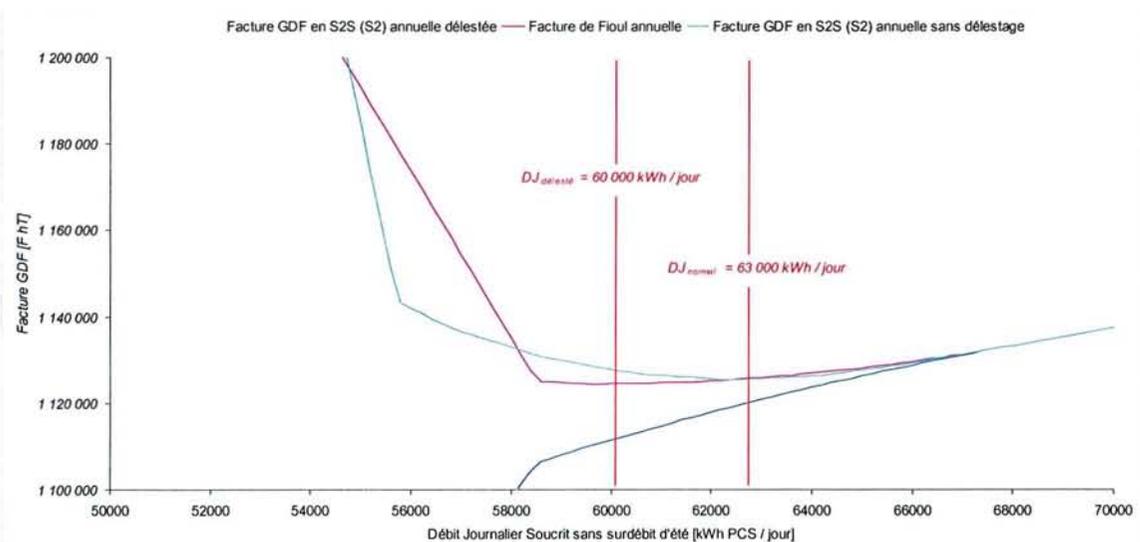


Figure 5-31 – A Mod conduite 3, facture S2S optimale avec et sans délestage du Gaz par le Fioul

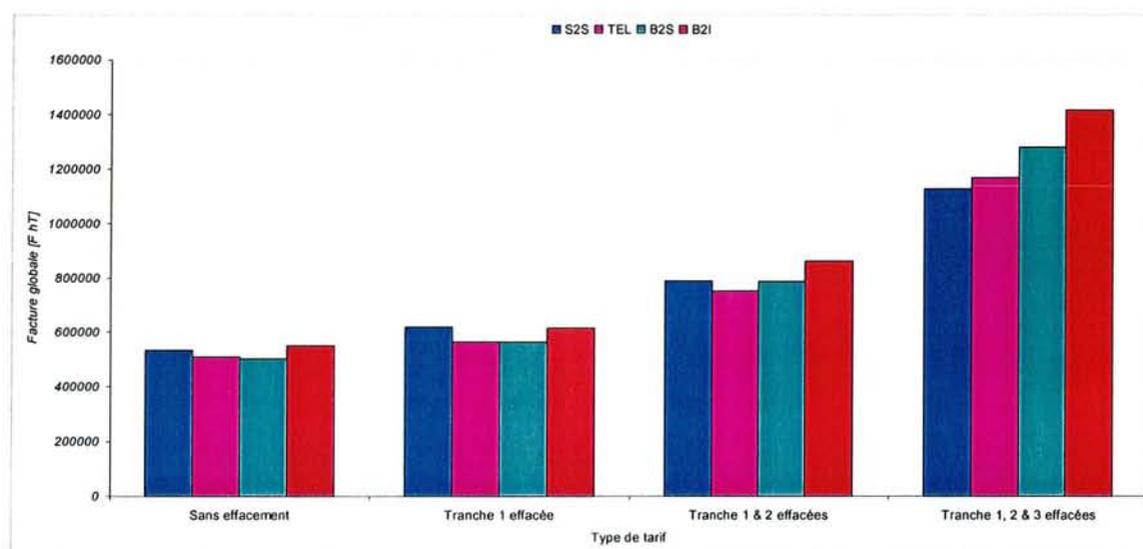


Figure 5-32 – Conduite avec le Tarif A Mod, factures globales des tarifs gaz selon les conduites adoptées

Finalement, les souscriptions optimales pour les conduites 1, 2 et 3 simulées sont respectivement les souscriptions B2S, TEL et S2S (Figure 5-32).

Ce glissement de tarif est essentiellement dû à l'augmentation progressive des consommations de gaz.

La production d'eau chaude de la centrale a permis d'éviter cette production en chaufferie.

La valorisation de l'énergie thermique récupérée et le rendement global de la centrale pour les trois conduites de chaque tarif sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Tarif	Conduite	Valorisation thermique [%]	Rendement global [%]
A8 Base LU	1	100	80
	2	87	74
	3	81	68
A8 EJP TLU	1	86	74
	2	66	63
	3	61	51
A Mod. TLU	1	93	67
	2	80	62
	3	72	57

Tableau 5-2 – Valorisation des productions thermiques sur moteur

Les quantités de gaz nécessaires à cette production en centrale et en chaufferie ont été estimées et les simulations ont mis en évidence les souscriptions les plus avantageuses.

Dans le paragraphe suivant, nous analysons les répercussions de la production d'électricité issue de la centrale.

5.3 Effacement des appels de puissance d'électricité

Comme cela a été présenté dans le paragraphe précédent, trois conduites sont adaptées pour les trois tarifs A8 Base, A8 EJP et A Modulable.

L'objectif est d'avoir un effacement complet de certaines tranches tarifaires et d'estimer l'économie potentielle qu'il en ressort.

Nous reprenons ces cas d'étude et nous présentons dans un premier temps, la courbe de charge obtenue.

5.3.1 Courbes de charge électrique

Nous illustrons, pour les trois conduites des trois tarifs étudiés, les courbes de charge obtenues.

5.3.1.1 Le Tarif A8 Base

Les effacements des tranches PTE, HPH et HCH sont exposés aux *Figure 5-33*, *Figure 5-34* et *Figure 5-35*.

La production de la centrale permet effectivement de s'effacer complètement du réseau et l'excédent est revendu au fournisseur.

Les courbes de charge globales ainsi obtenues pour un effacement total en conduite 1, conduite 2, puis conduite 3 sont représentées aux *Figure 5-36*, *Figure 5-37* et *Figure 5-38*.

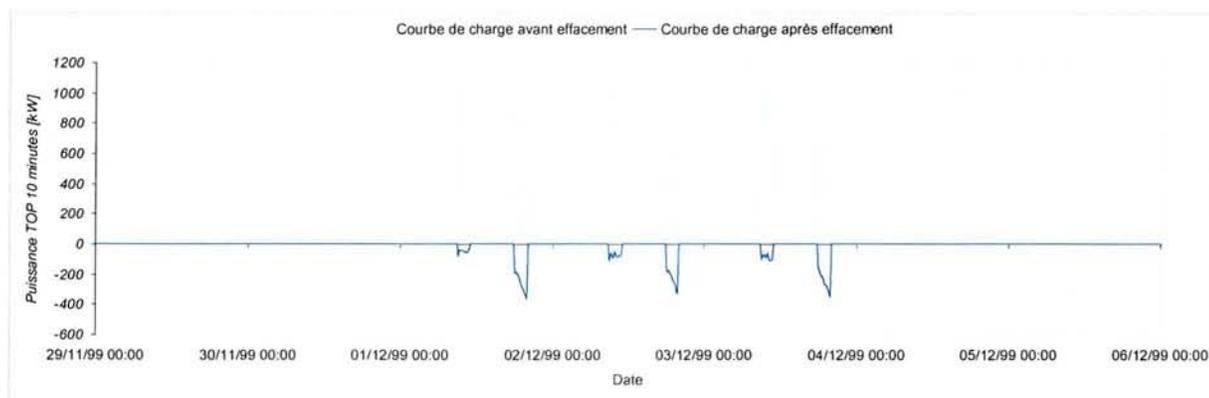


Figure 5-33 – Tarif A8 Base LU, Tranche PTE effacée

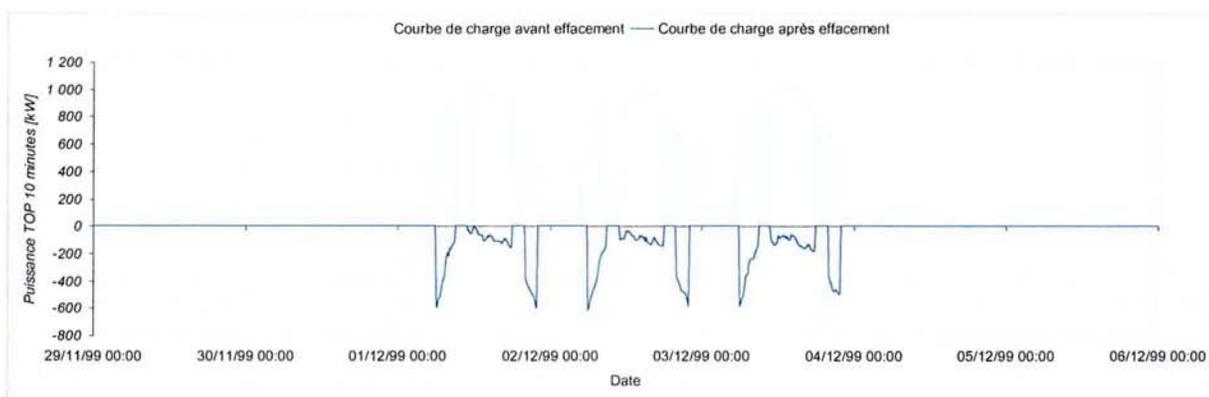


Figure 5-34 – Tarif A8 Base LU, Tranche HPH effacée

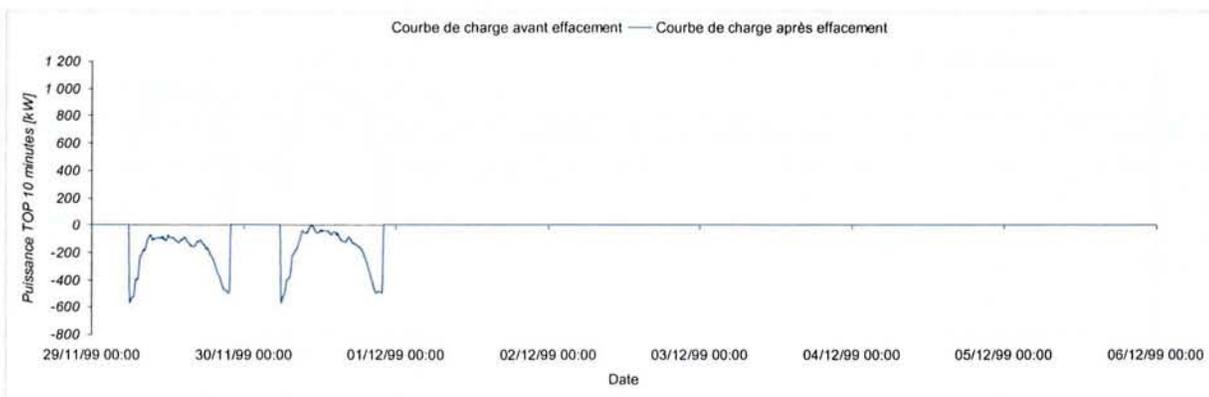


Figure 5-35 – Tarif A8 Base LU, Tranche HPD effacée

En conduite 1 (Figure 5-36), la courbe de charge a une allure irrégulière, mais l'essentiel de la production est auto-consommée par l'utilisateur.

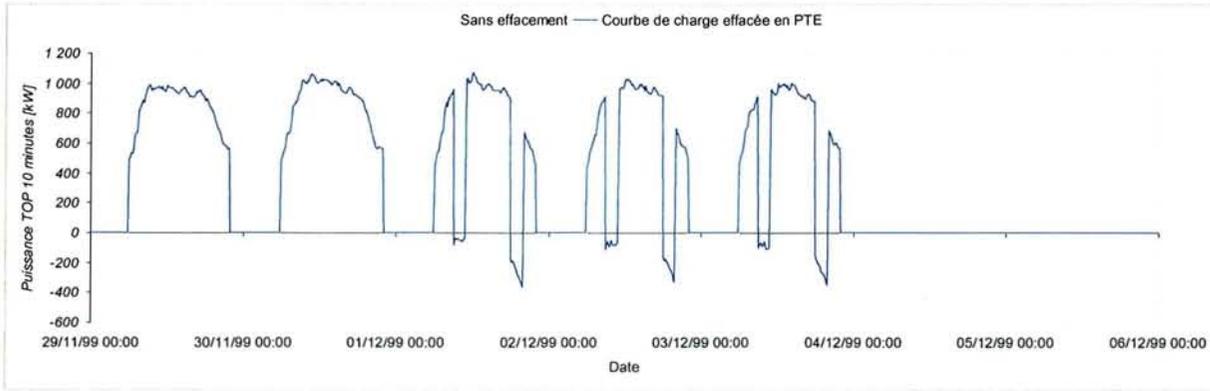


Figure 5-36 – Tarif A8 Base LU, optimisation par effacement selon la conduite 1

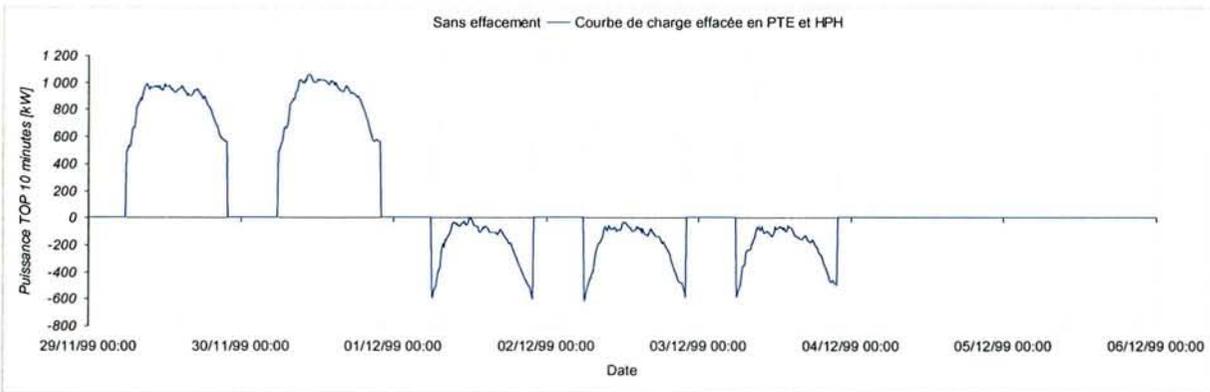


Figure 5-37 – Tarif A8 Base LU, optimisation par effacement selon la conduite 2

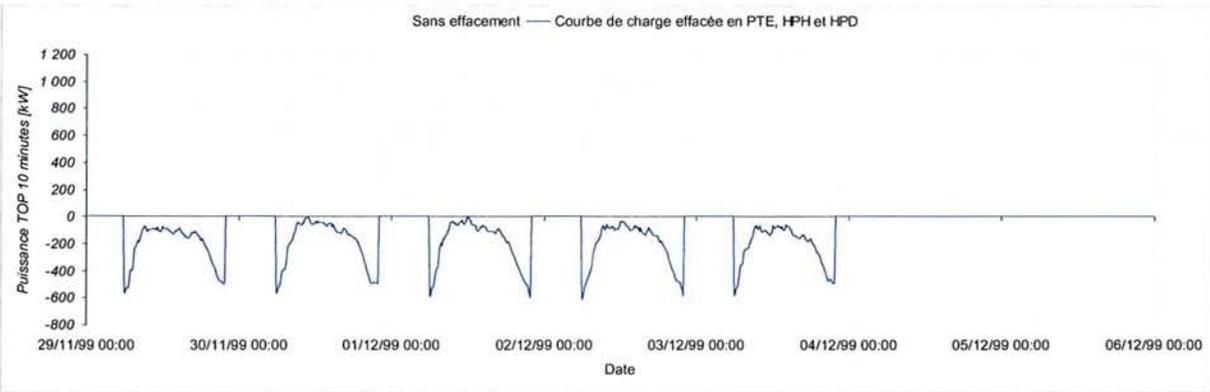


Figure 5-38 – Tarif A8 Base LU, optimisation par effacement selon la conduite 3

5.3.1.2 Le Tarif A8 EJP

La courbe de charge représentative de la tranche PM (Figure 5-39 et Figure 5-41) met en évidence un léger décentrage de la production de la centrale par rapport aux besoins maximums de l'utilisateur.

Le délestage est efficace lorsque la demande de l'utilisateur est supérieure à la capacité de production de la centrale.

Les tranches HH et HD (Figure 5-40 et Figure 5-42) montrent que la production de la centrale est largement excédentaire aux périodes d'inoccupation de l'immeuble.

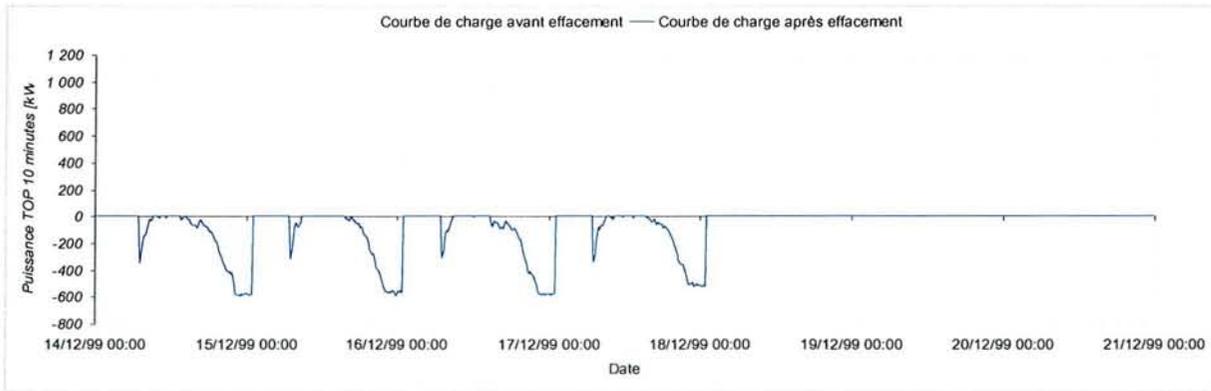


Figure 5-39 – Tarif A8 EJP TLU, tranche PM effacée

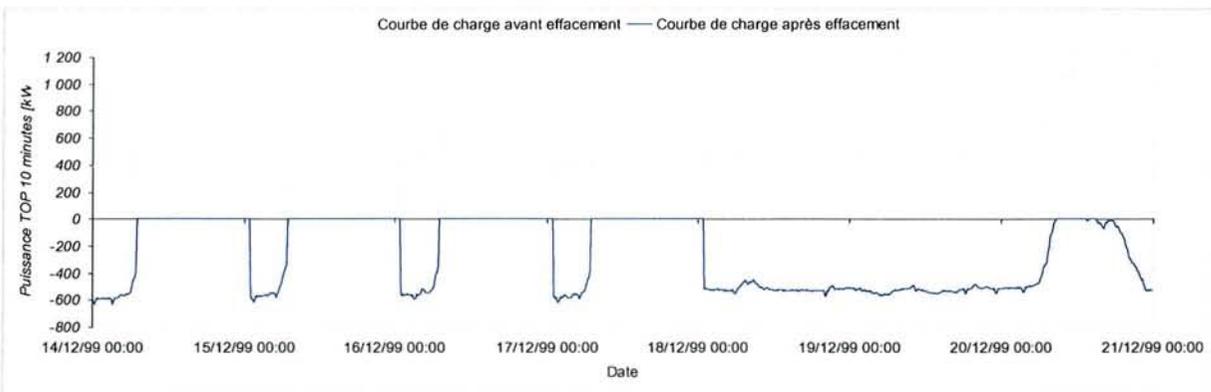


Figure 5-40 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HH effacée

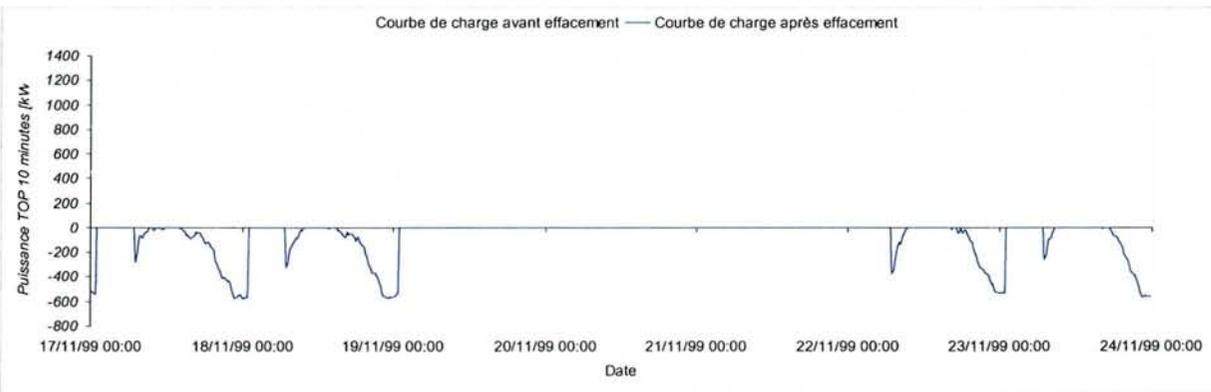


Figure 5-41 – Tarif A8 EJP TLU, tranche PM effacée

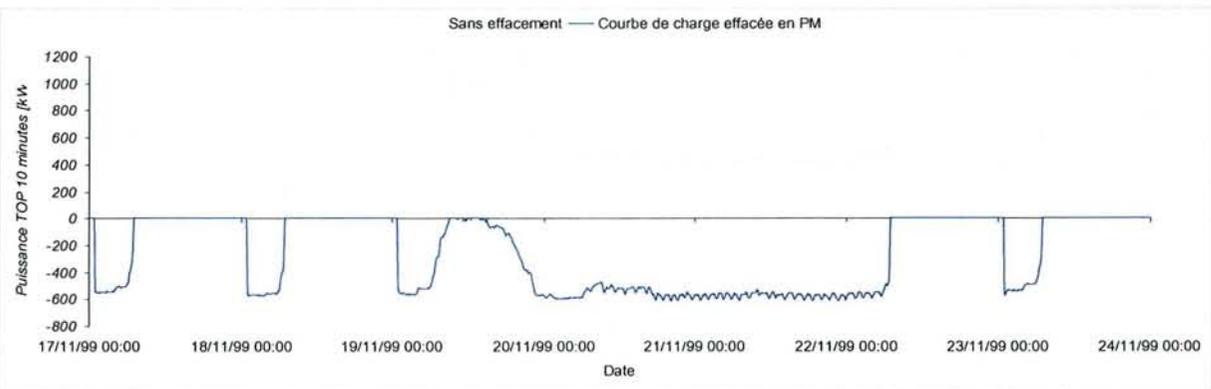


Figure 5-42 – Tarif A8 EJP TLU, tranche HD effacée

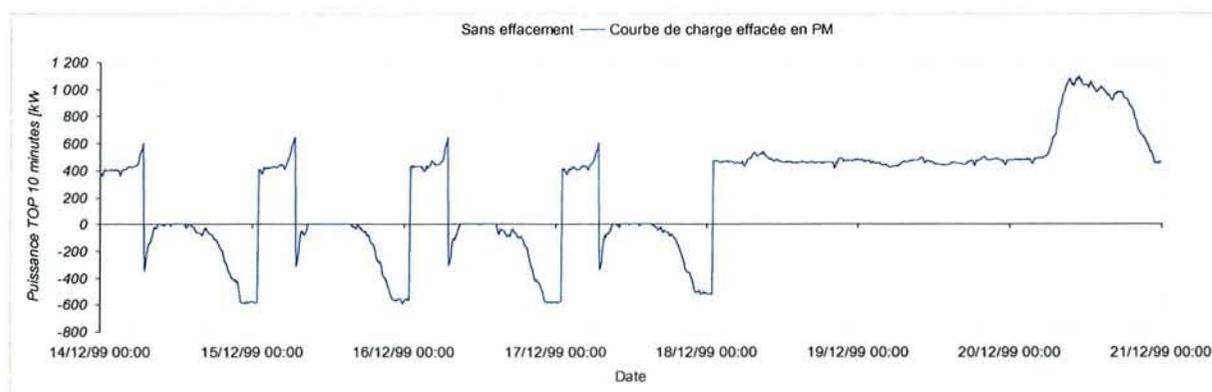


Figure 5-43 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par effacement selon la conduite 1

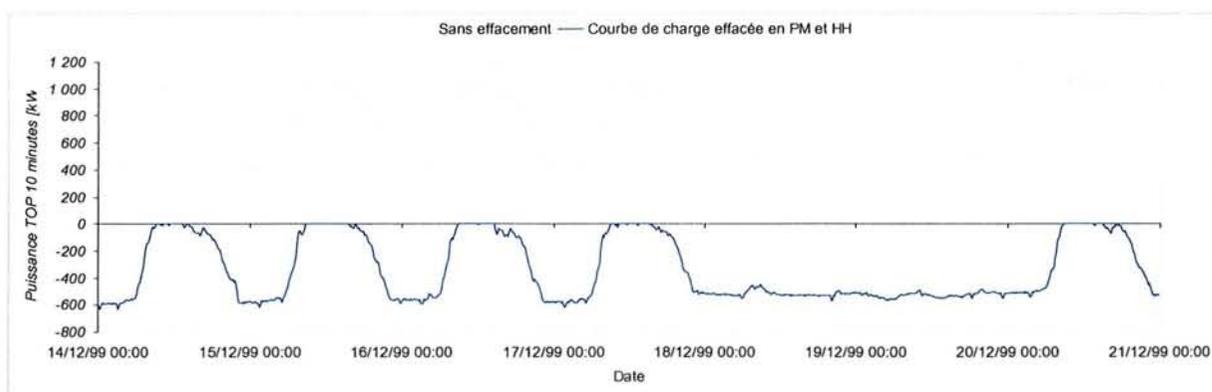


Figure 5-44 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par effacement selon la conduite 2

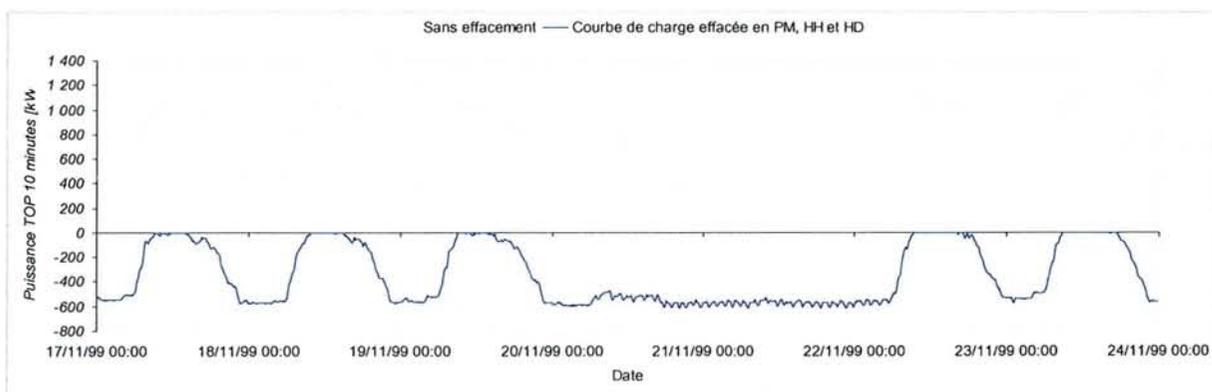


Figure 5-45 – Tarif A8 EJP TLU, optimisation par effacement selon la conduite 3

La décomposition de cette production aurait pu être assurée par deux moteurs de puissance adaptée aux appels moyens en occupation et inoccupation de l'établissement.

Les courbes de charge résultant de ces trois conduites sont illustrées par les *Figure 5-43*, *Figure 5-44* et *Figure 5-45*.

5.3.1.3 Le Tarif A Mod

Les courbes de charge relatives aux trois tranches effacées (*Figure 5-46*, *Figure 5-47* et *Figure 5-48*) sont similaires à celles présentées au paragraphe précédent.



Figure 5-46 – Tarif A Mod TLU, tranche PM effacée

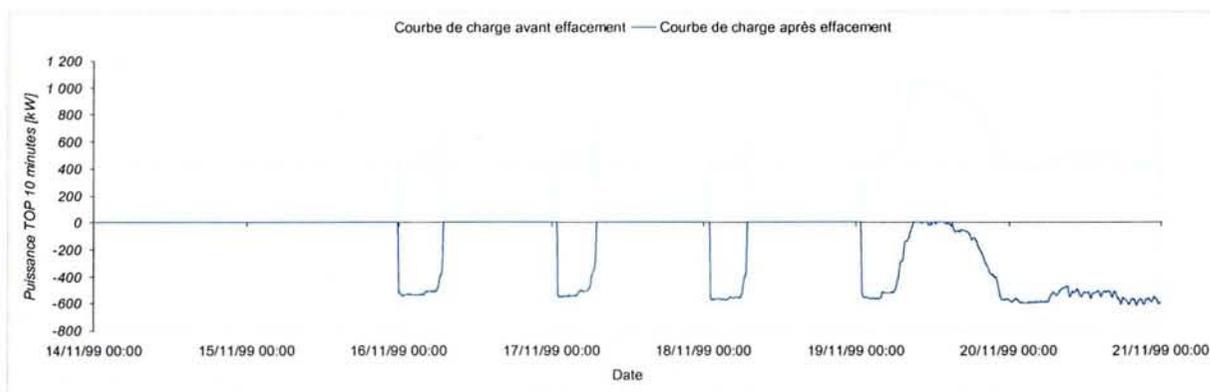


Figure 5-47 – Tarif A Mod TLU, tranche HM effacée

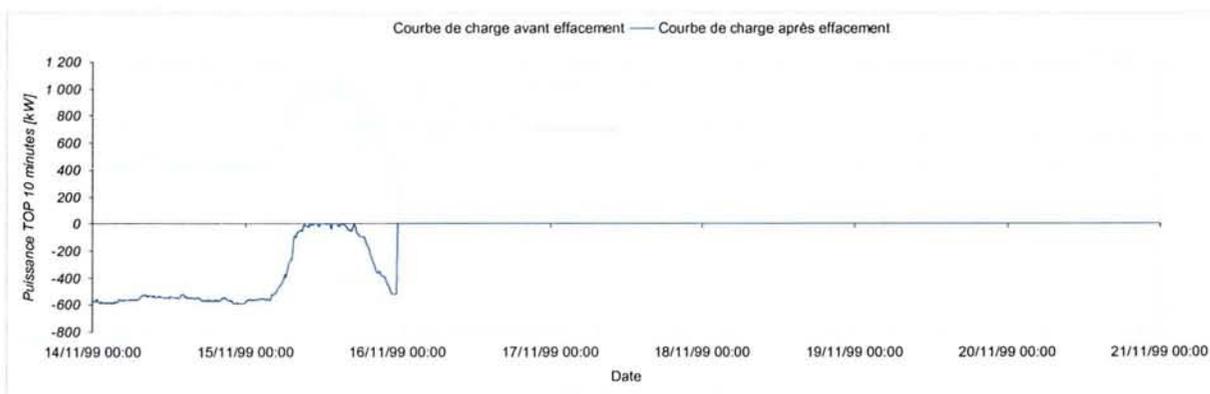


Figure 5-48 – Tarif A Mod TLU, tranche DSM effacée

Les courbes de charge globales correspondantes à chacune des conduites proposées sont également très semblables (*Figure 5-49*, *Figure 5-50* et *Figure 5-51*).

La revente d'électricité en heures inoccupées reste significative.

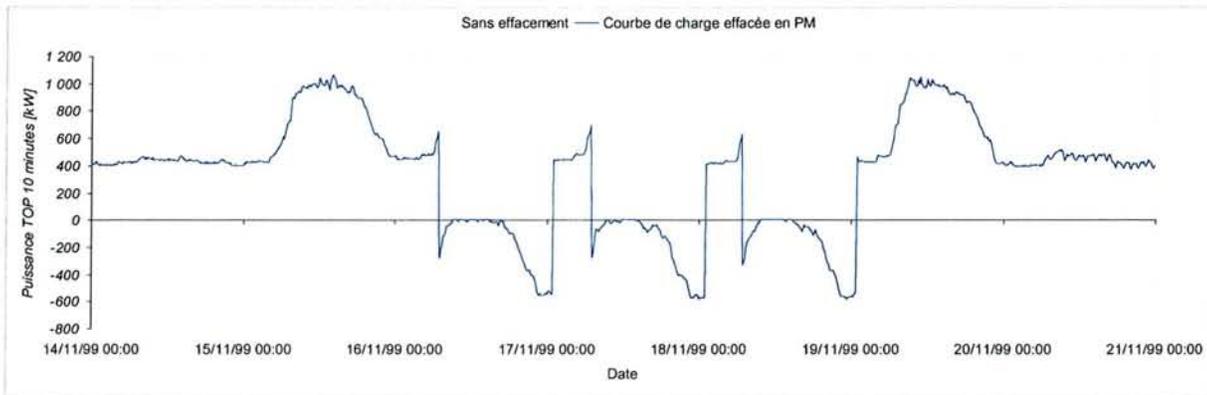


Figure 5-49 – Tarif A Mod TLU, optimisation par effacement selon la conduite 1

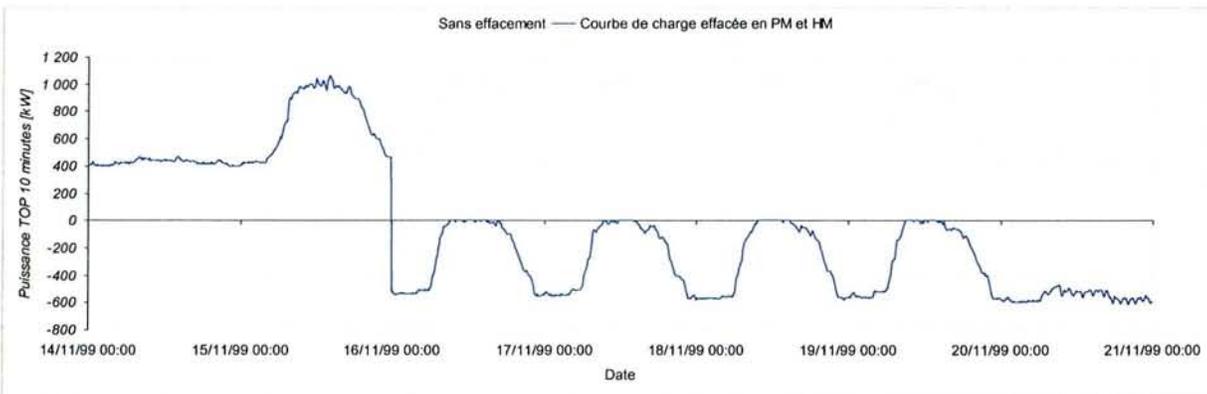


Figure 5-50 – Tarif A Mod TLU, optimisation par effacement selon la conduite 2

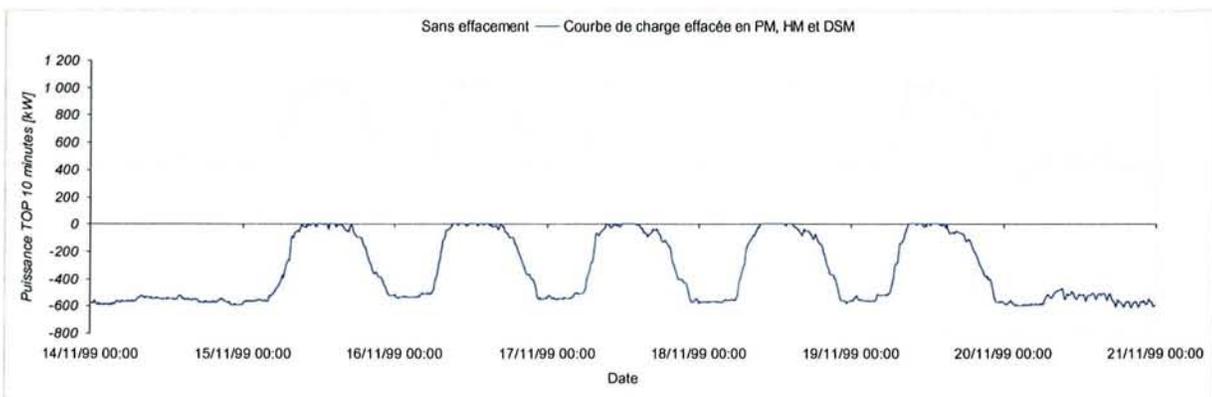


Figure 5-51 – Tarif A Mod TLU, optimisation par effacement selon la conduite 3

5.3.2 Résultats des effacements réalisés

Après avoir reproduit les courbes de charge relatives aux conduites proposées, les quantités et la facturation sont estimées. Les résultats obtenus sont les suivants :

Conduite 1 :

Les Tarifs A8 EJP et A Mod sont plus intéressants que le Tarif A8 Base parce que les quantités effacées sont plus importantes (*Figure 5-4*, *Figure 5-5* et *Figure 5-3*) et les barèmes de prix plus chers (*Annexe 1*).

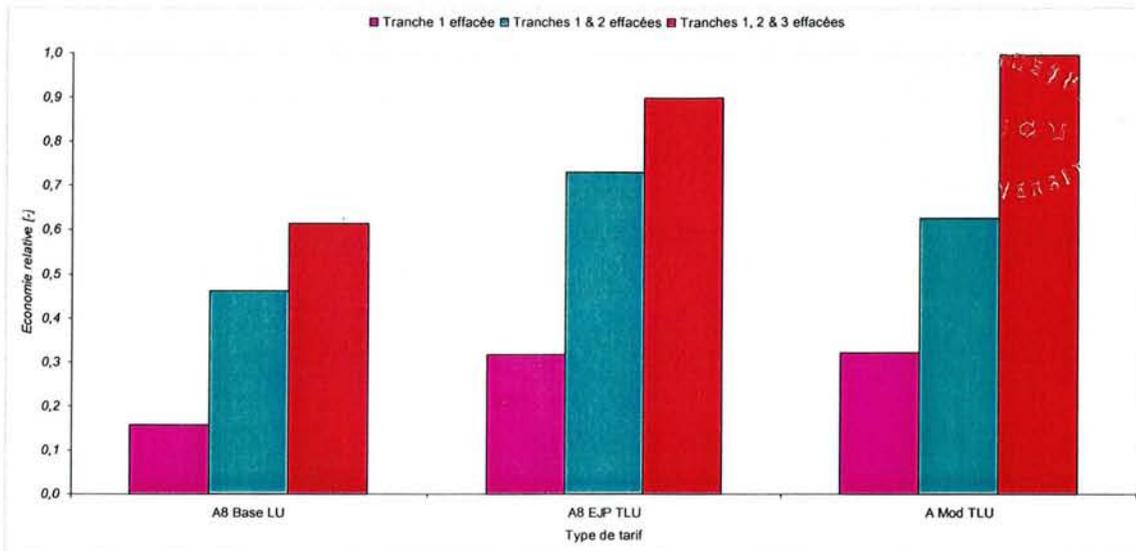


Figure 5-52 – Economie relative pour chaque tarif / chaque conduite en comparant avec et sans effacement

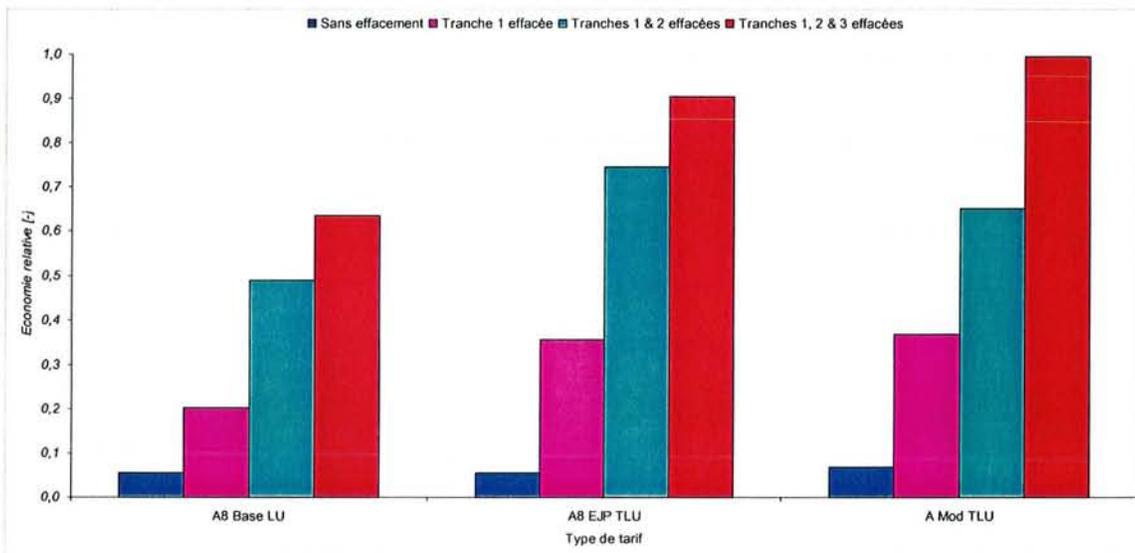


Figure 5-53 – Economie relative par rapport à la souscription actuelle du consommateur

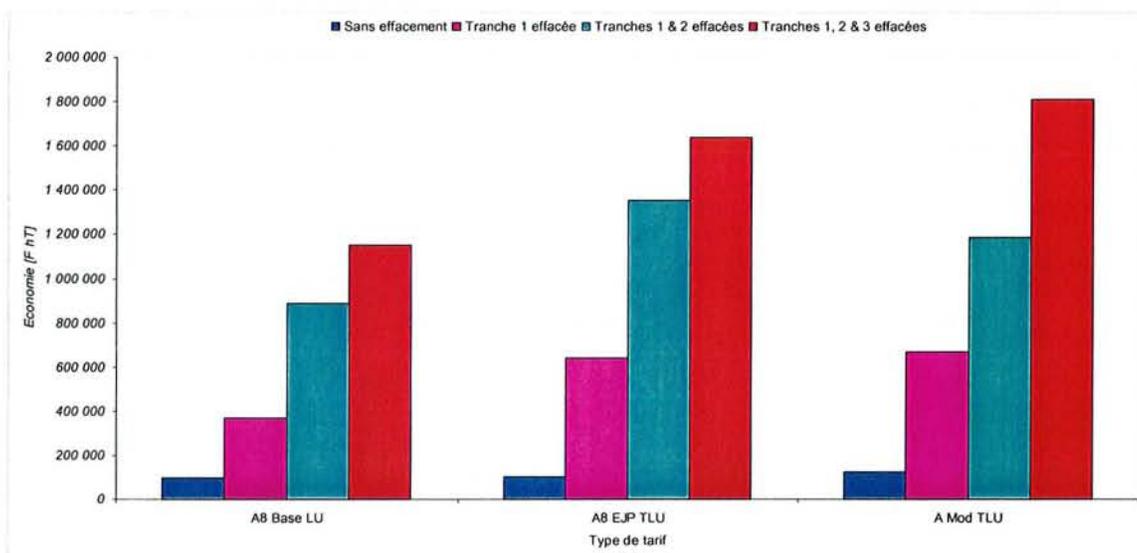


Figure 5-54 – Economie absolue par rapport à la souscription actuelle du consommateur

Ces conditions permettent presque de doubler l'économie réalisée entre le Tarifs A8 Base et les Tarifs A8 EJP et A Mod. A la *Figure 5-52*, l'écart relatif $\left(1 - \frac{P_{\text{él,eff}}^{\text{ta,ve}}}{P_{\text{él}}^{\text{ta,ve}}}\right)$ est représenté.

Conduite 2 :

L'effacement des tranches 1 et 2 du Tarif A8 EJP, par rapport aux Tarifs A8 Base et A Mod, dégage plus d'économie parce que les quantités de ces deux tranches effacées sont plus volumineuses que celles des deux autres tarifs.

Conduite 3

L'effacement des trois tranches proposées pour chacun des trois tarifs est plus profitable au Tarif A Mod. Les quantités effacées de ce tarif sont plus importantes que celles des deux autres tarifs.

Sur la période d'étude, l'effacement des trois premières tranches du Tarif A Mod permet d'avoir une facture d'électricité nulle. Toutes les quantités enlevées en SCM sont gratuites.

A la *Figure 5-53*, l'écart relatif par rapport à la souscription du consommateur $\left(1 - \frac{P_{\text{él}}^{\text{ta,ve}}}{P_{\text{él}}^{\text{A5,MU}}}\right)$ est illustré. L'économie absolue $(P_{\text{él}}^{\text{A5,MU}} - P_{\text{él,eff}}^{\text{ta,ve}})$ est importante (*Figure 5-54*).

Pour exemple, les *Tableau 0-13*, *Tableau 0-14* et *Tableau 0-15* de l'*Annexe 4* illustrent les factures détaillées relatives aux trois conduites proposées dans le cas d'une souscription A Modulable. La progression des consommations d'électricité « effacées » est bien marquée. Les quantités d'électricité non auto-consommées par l'établissement sont revendues « *au fil de l'eau* » au fournisseur d'électricité.

Cependant, pour les trois conduites testées sur les trois tarifs d'électricité proposés, la détermination des tarifs gaz optimums a été effectuée seulement pour les barèmes de prix valides sur cette période. Il en est de même pour les économies réalisées sur les tarifs d'électricité.

Un coût global de fonctionnement peut être déduit mais il ne sera valable que sur cette période d'étude.

Un projet d'effacement des appels de puissance de gaz et d'électricité ne peut pas être amorti sur une période aussi courte. Il est donc indispensable de faire une étude sur une période beaucoup plus importante.

Une étude de sensibilité est proposée au paragraphe suivant pour voir de quelle manière évoluent les coûts des souscriptions avec les perturbations exercées sur les barèmes de prix.

Cette sensibilité des résultats par rapport aux fluctuations tarifaires permet de valider ou non les solutions retenues. Cette étape est indispensable pour le « décideur ».

5.4 Sensibilités aux barèmes de prix

A partir des courbes de charge gaz et électricité issues de notre période de référence, l'ensemble des calculs présentés dans les deux paragraphes précédents ont été repris en tenant compte de l'évolution des barèmes depuis 1996 jusqu'à 2001.

Nous présentons dans les deux paragraphes suivants le cas du gaz puis de l'électricité.

5.4.1 Sensibilité des coûts du gaz

Les barèmes de prix du gaz établis par le fournisseur national sont en partie indexés sur le prix du pétrole. Par conséquent, ces barèmes sont révisés régulièrement et suivent avec retard, les évolutions du prix du pétrole (voir dans l'Annexe 1 l'évolution des coûts unitaires de chaque barème de prix des *Tableau 0-6 à Tableau 0-9*).

Des augmentations importantes peuvent être appliquées sur ces barèmes. Les résultats sont présentés selon les trois tarifs électriques utilisés précédemment pour l'effacement.

5.4.1.1 Conduite avec le Tarif A8 Base

L'exploitation de la centrale de cogénération suivant les trois conduites :

- Conduite 1 : fonctionnement de la centrale en Tranche 1,
- Conduite 2 : fonctionnement de la centrale en Tranches 1 et 2,
- Conduite 3 : fonctionnement de la centrale en Tranches 1, 2 et 3,

montre que les Tarifs TEL et S2S deviennent de plus en plus avantageux au fur et à mesure que le nombre de tranches effacées augmentent (*Figure 5-55, Figure 5-56 et Figure 5-57*).

Pour les mêmes consommations de gaz, un tarif peut devenir plus compétitif qu'un autre. (exemple du B2S et TEL *Figure 5-55* et du S2S dans toutes les autres figures).

En avril 99, le S2S était le plus compétitif mais s'est fait vite distancer en conduite 1 et 2.

Globalement, on peut constater que les tarifs du gaz ont une tendance à la hausse. Cela risque d'avoir des conséquences néfastes sur le bilan d'exploitation du fonctionnement en effacement.

On se rend bien compte que suivant les conduites, la définition de barème optimal devient ambiguë.

Cependant, pour la plage de barèmes étudiée et pour chaque conduite, nous retiendrons les tarifs suivants :

Conduite	Tarif gaz optimal	Figure
1	B2S	<i>Figure 5-55</i>
2	TEL	<i>Figure 5-56</i>
3	S2S	<i>Figure 5-57</i>

Tableau 5-3 – Conduite de la centrale en A8 Base, Tarifs gaz optimums

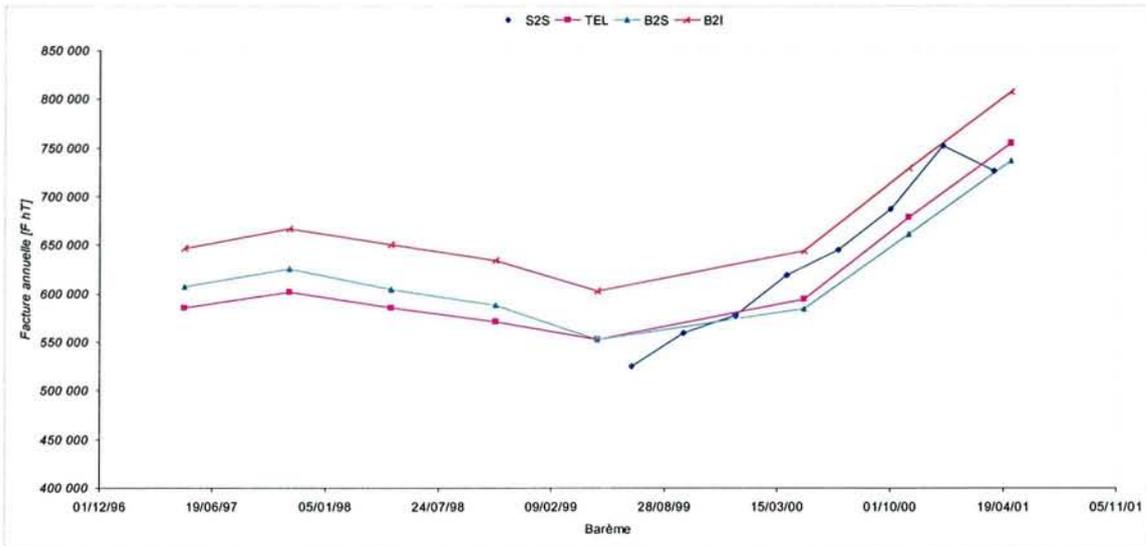


Figure 5-55 – Tarif A8 Base, centrale en conduite 1, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

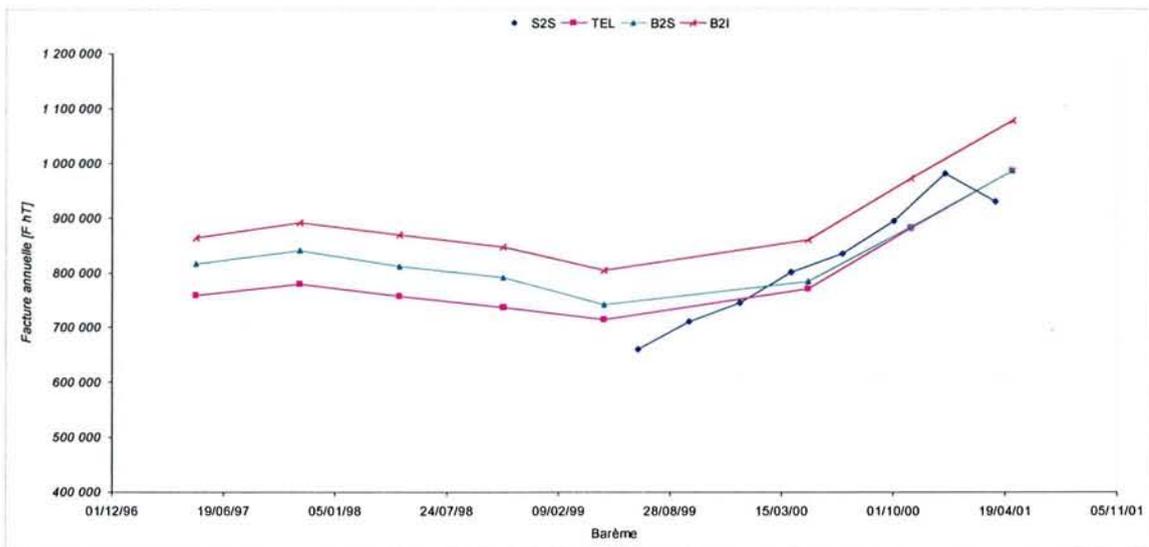


Figure 5-56 – Tarif A8 Base, centrale en conduite 2, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

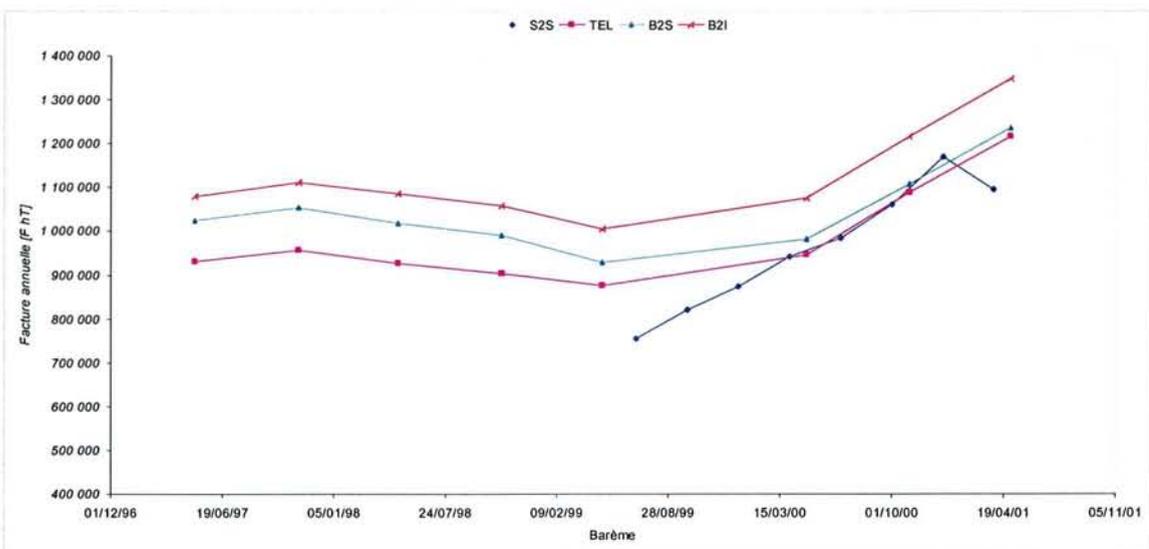


Figure 5-57 – Tarif A8 Base, centrale en conduite 3, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

5.4.1.2 Conduite avec le Tarif A8 EJP

Nos remarques sont similaires au paragraphe précédent et les tarifs optimums retenus pour les différentes conduites sont les suivants

Conduite	Tarif gaz optimal	Figure
1	TEL	<i>Figure 5-58</i>
2	S2S	<i>Figure 5-59</i>
3	S2S	<i>Figure 5-60</i>

Tableau 5-4 – Conduite de la centrale en A8 EJP, Tarifs gaz optimums

5.4.1.3 Conduite avec le tarif A Mod

Les tarifs optimums retenus sont les suivants :

Conduite	Tarif gaz optimal	Figure
1	TEL	<i>Figure 5-61</i>
2	S2S	<i>Figure 5-62</i>
3	S2S	<i>Figure 5-63</i>

Tableau 5-5 – Conduite de la centrale en A Mod, Tarifs gaz optimums

S.C.D. - U.N.E. NANCY 1
BIBLIOTHÈQUE DES SCIENCES
Rue de Jardin Botanique
54500 VILLERS-LÈS-NANCY

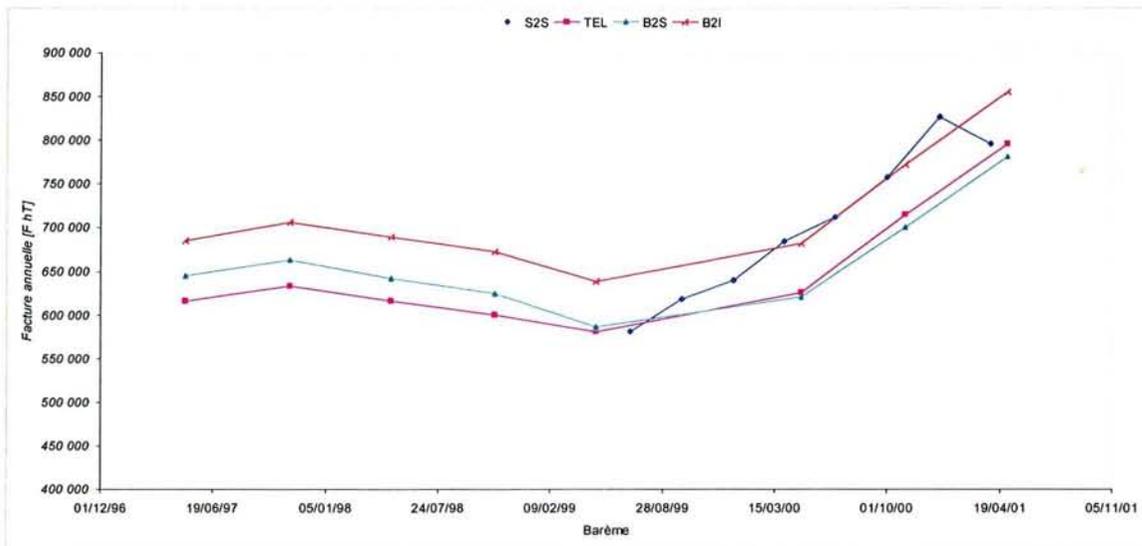


Figure 5-58 – Tarif A8 EJP, centrale en conduite 1, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

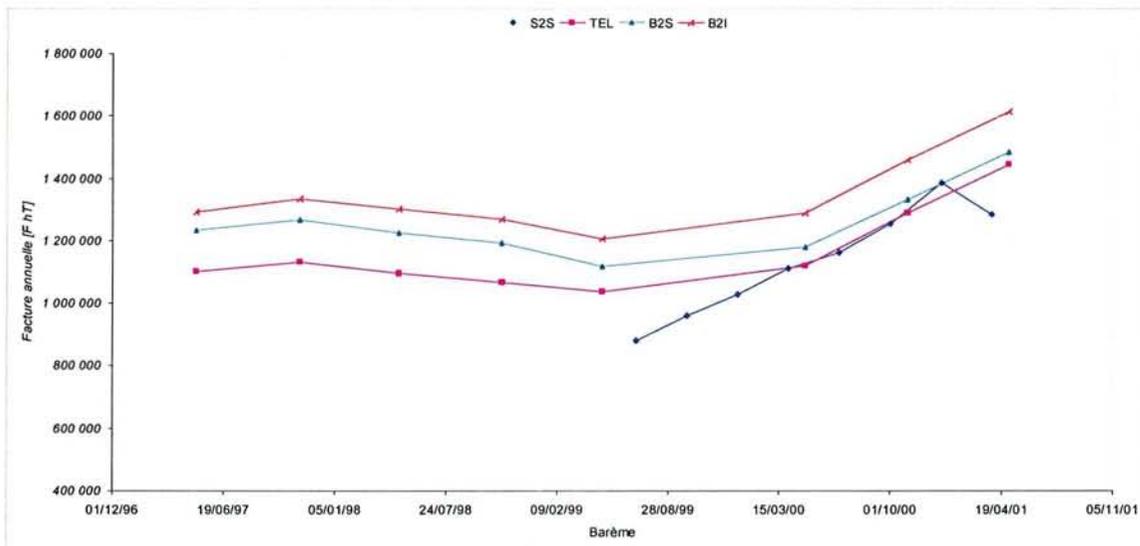


Figure 5-59 – Tarif A8 EJP, centrale en conduite 2, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

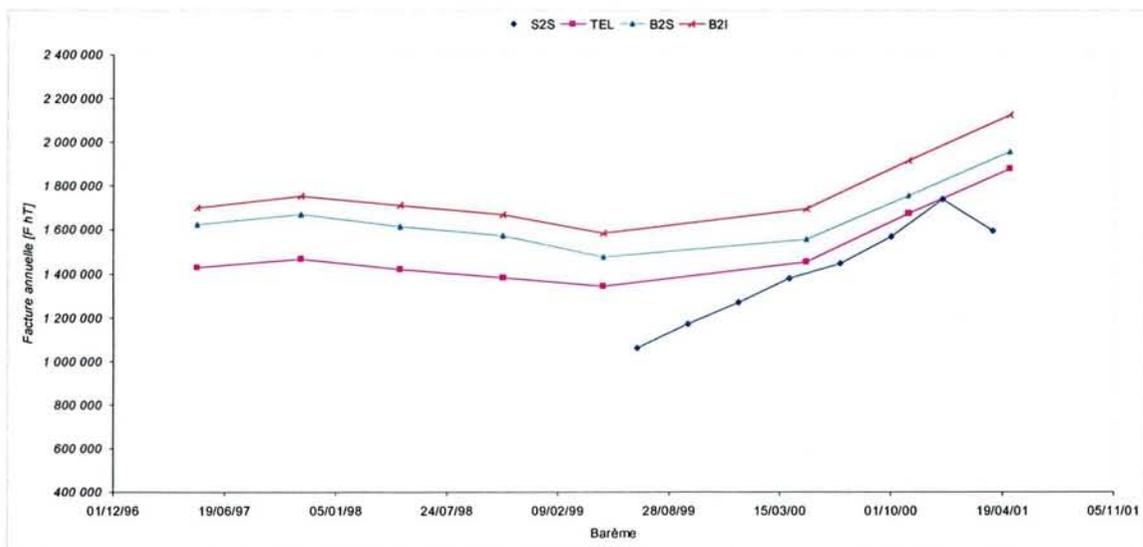


Figure 5-60 – Tarif A8 EJP centrale en conduite 3, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

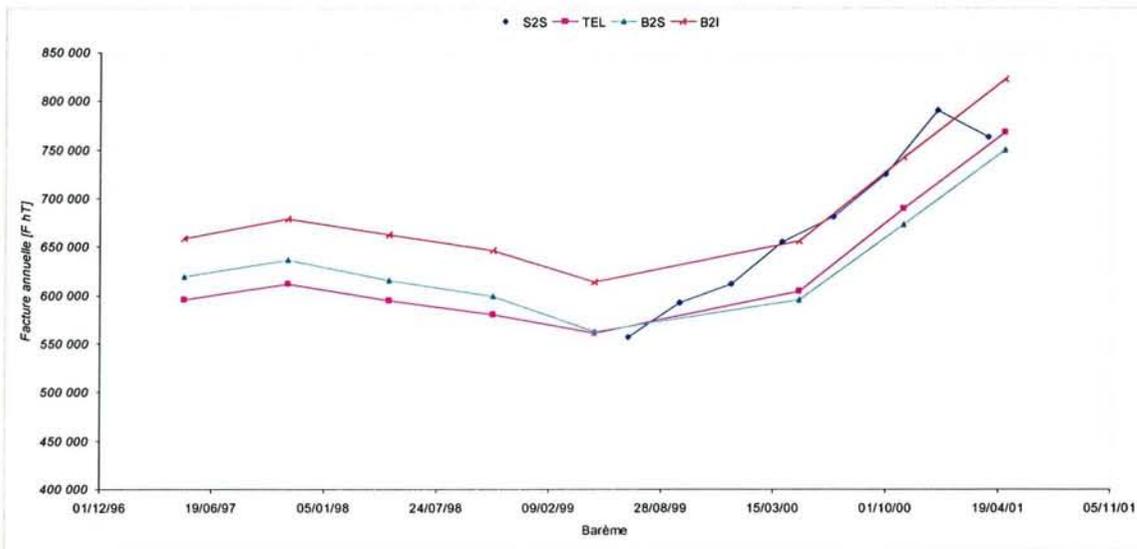


Figure 5-61 – Tarif A Mod, centrale en conduite 1, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

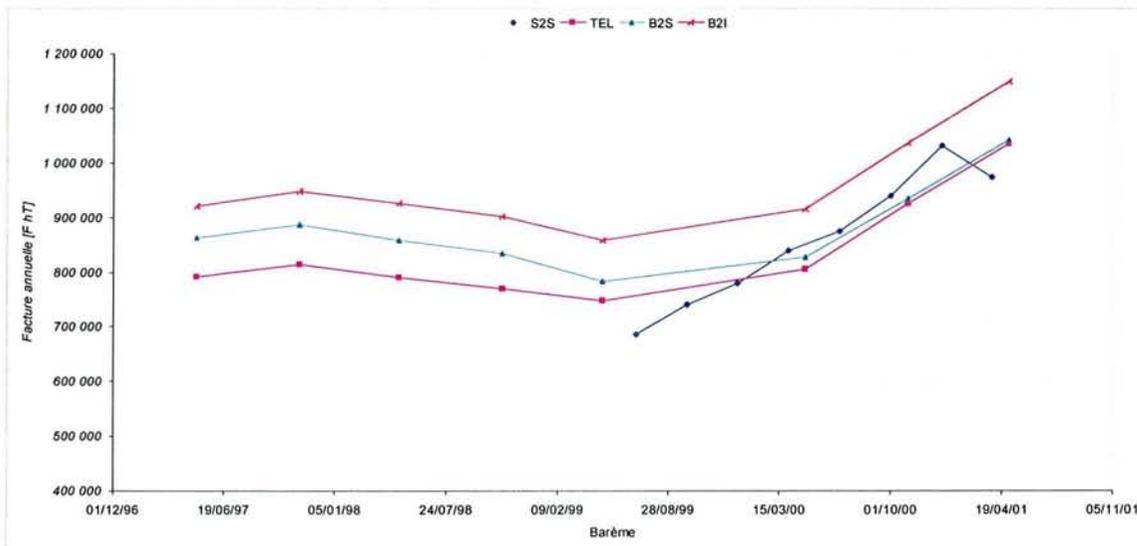


Figure 5-62 – Tarif A Mod, centrale en conduite 2, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

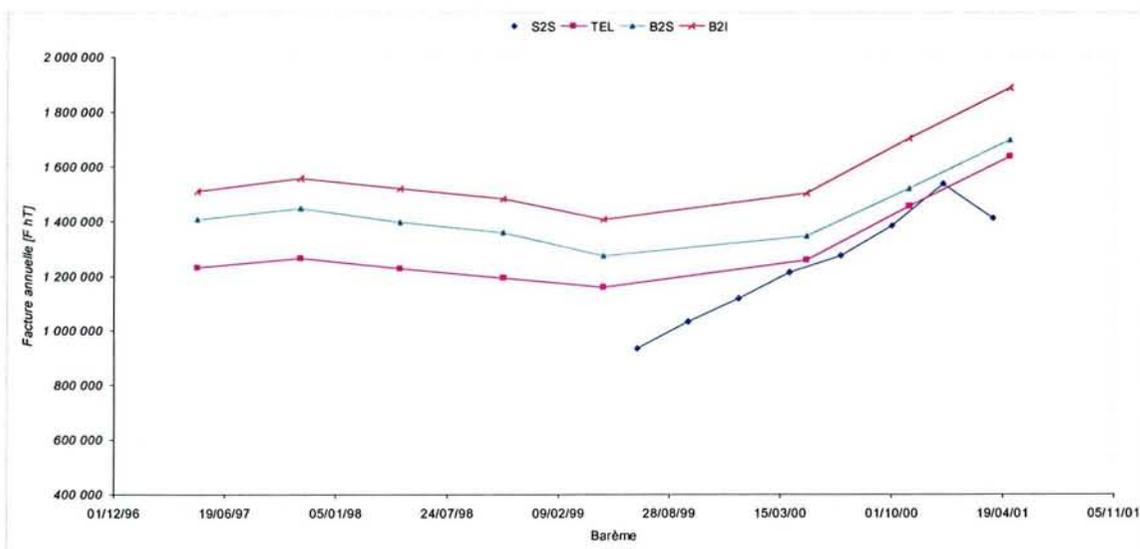


Figure 5-63 – Tarif A Mod centrale en conduite 3, évolution des factures gaz en fonction des barèmes

5.4.2 Sensibilité du coût de l'électricité

Contrairement aux barèmes des tarifs gaz, ceux des tarifs électricité ne sont absolument pas indexés sur le prix du pétrole. Il s'agit très certainement d'une particularité nationale due principalement à la « domination » des sources d'électricité d'origine nucléaire.

Par conséquent, leurs évolutions restent beaucoup plus uniformes.

En effet, le fournisseur national d'électricité a décidé de pratiquer une baisse progressive de ses barèmes de prix au cours de la dernière décennie (voir dans l'*Annexe 1* l'évolution des coûts unitaires de chaque barème de prix des *Tableau 0-1* à *Tableau 0-5*).

Cette baisse de prix se répercute sur les facturations.

Pour l'ensemble des tarifs étudiés, la facture globale a bien été à la baisse au cours de cette période (*Figure 5-64*, *Figure 5-65* et *Figure 5-66*).

On peut tout de même remarquer que malgré une baisse des prix, certaines conduites délestées sont frappées par une hausse de la facture globale.

C'est normal, le fournisseur n'a appliqué ces baisses de prix que principalement aux tranches tarifaires les plus chères. Pour les tranches tarifaires les moins chères, il a pratiqué une hausse des prix.

Ce phénomène a donc un effet particulièrement négatif sur les conduites avec effacements puisque celui-ci est réalisé justement dans les tranches les plus chères.

Une synthèse sur les effets cumulés de la hausse du prix du gaz et du prix de l'« électricité d'été » est proposée au paragraphe suivant.

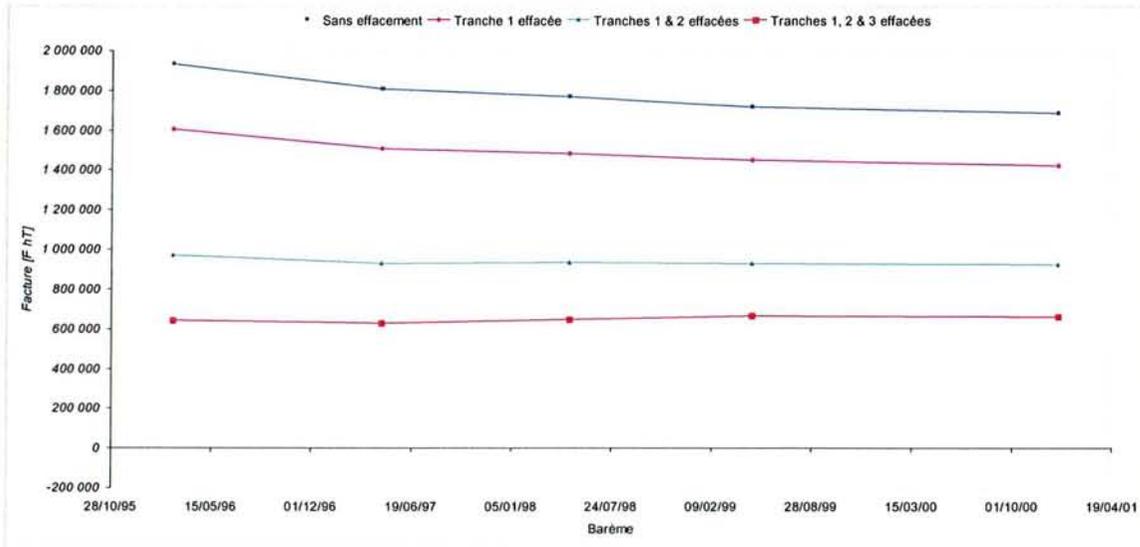


Figure 5-64 – Tarif A8 Base LU effacé, influence de l'évolution des barèmes sur la facture annuelle

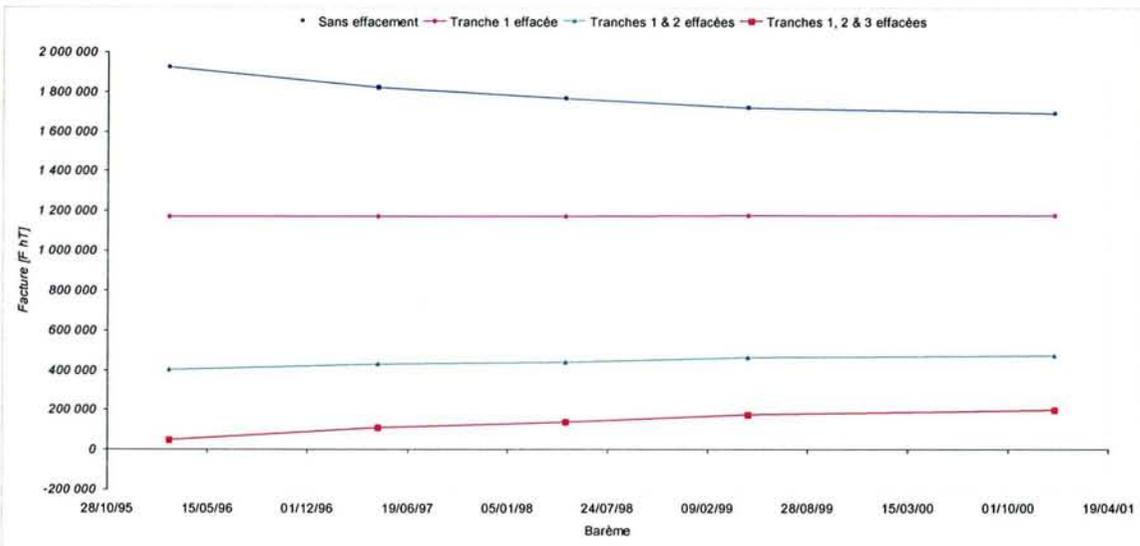


Figure 5-65 – Tarif A8 EJP TLU effacé, influence de l'évolution des barèmes sur la facture annuelle

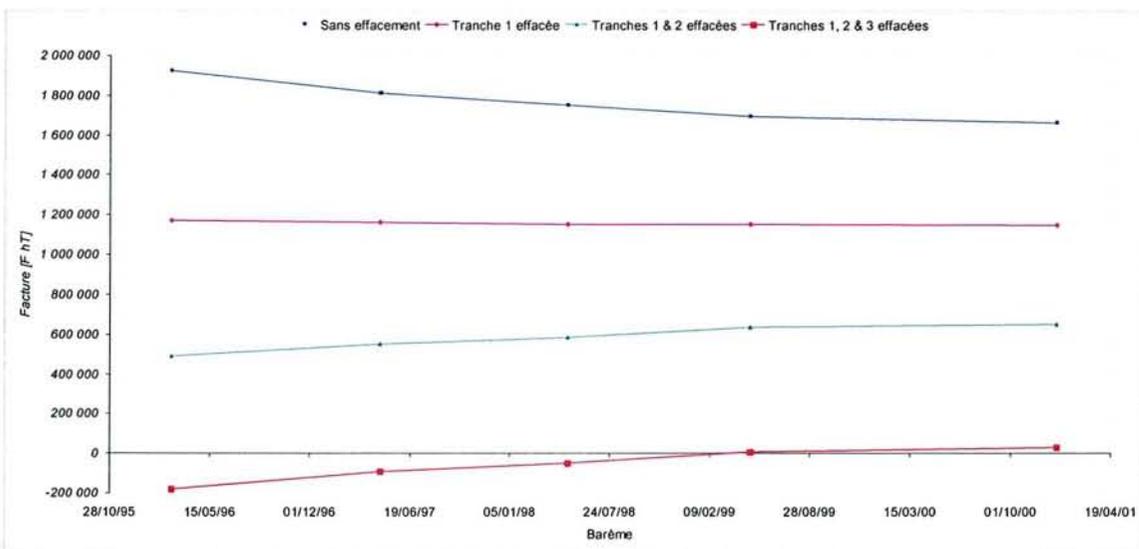


Figure 5-66 – Tarif A Mod TLU effacé, influence de l'évolution des barèmes sur la facture annuelle

5.5 Bilan sur les effacements et les facturations des énergies gaz et électricité

Les précédentes simulations nous ont permis de déterminer :

L'évolution des souscriptions gaz et électricité selon plusieurs conduites en mode effacement.

L'évolution des souscriptions gaz et électricité actuellement souscrites par le consommateur

Il est alors possible de retracer l'évolution de l'économie réalisée selon les différentes conduites adaptées.

Une estimation grossière de l'investissement nécessaire au montage technique de l'effacement permet la détermination d'un temps de retour brut. Nous supposons que le coût d'installation des moteurs alternatifs ayant une puissance de l'ordre du MW est approximativement de l'ordre de $4\ 000\ F / kW$ [14].

Partant de cette hypothèse, l'évolution du temps de retour a été représenté pour les conduites suivant les tranches horo saisonnières des Tarifs A8 Base, A8 EJP et A Modulable.

Les résultats obtenus pour les trois conduites selon le Tarif A8 Base ne permettent pas de retenir ce mode d'exploitation (*Figure 5-67*).

Dans ce cas l'effacement n'est pas une solution intéressante.

Pour les conduites suivant le Tarif A8 EJP, (*Figure 5-68*), l'effacement de deux ou trois tranches aurait pu paraître viable en 1999

La hausse des prix du gaz a eu de lourdes conséquences sur les économies réalisées et le temps de retour brut « instantané » a plus que doublé aux périodes les plus chères du gaz.

Ce montage ne paraît pas être très sûr. Cette solution d'effacement n'est pas non plus très attrayante.

Les effacements pratiqués en conduite 2 et 3 avec le Tarif A Mod (*Figure 5-69*) semblent par contre plus intéressants. Les augmentations des barèmes du gaz ont eu moins d'incidence sur les économies réalisées avec ces conduites.

Les temps de retour obtenus sur la plage des barèmes restent acceptables.

Ces deux études d'effacement (conduites 2 et 3 sur le Tarif A Mod) pourraient être suivies par des investigations plus poussées. Le coût moyen du MW installé dépend fortement des contraintes « environnementales » de l'installation :

- Moteur, aéro-refrigerants, chaudière de récupération, armoire contrôle / commande, installation mécanique, électricité MT / BT,
- Raccordement aux réseaux de gaz, d'électricité, de chaleur, cheminée, bâtiment, insonorisation,
- Ingénierie, suivi de chantier, mise au point, réception,
- Exploitation, maintenance, garantie de production, assurance...

Toute cette phase d'« Avant Projet Détaillé » doit être réalisée avec le plus de précision possible.

Coût d'exploitation avec effacement par cogénération

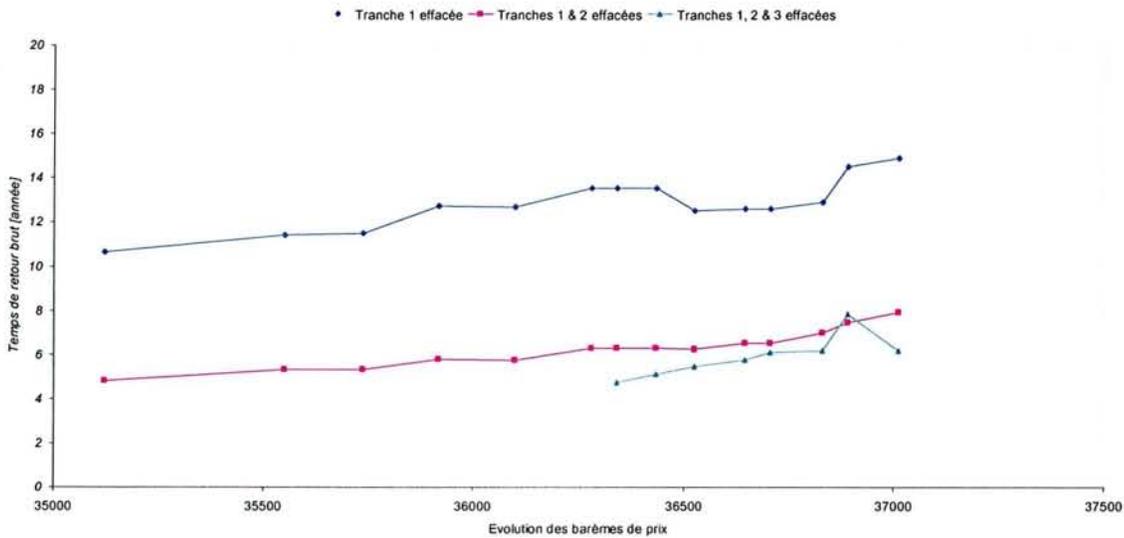


Figure 5-67 – Tarif A8 Base LU, sensibilité du temps de retour brut par rapport aux évolutions tarifaires

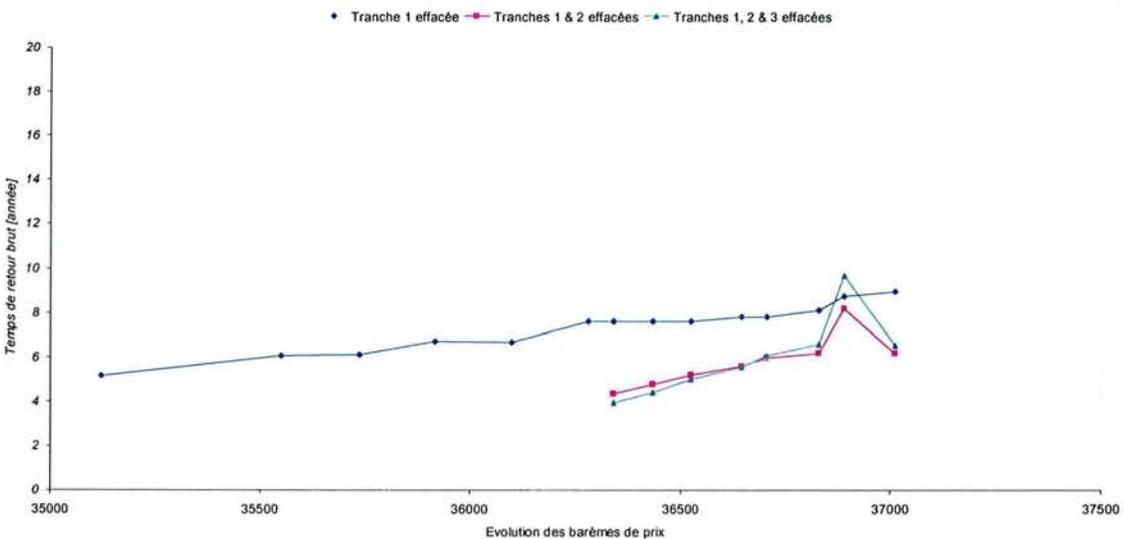


Figure 5-68 – Tarif A8 EJP TLU, sensibilité du temps de retour brut par rapport aux évolutions tarifaires

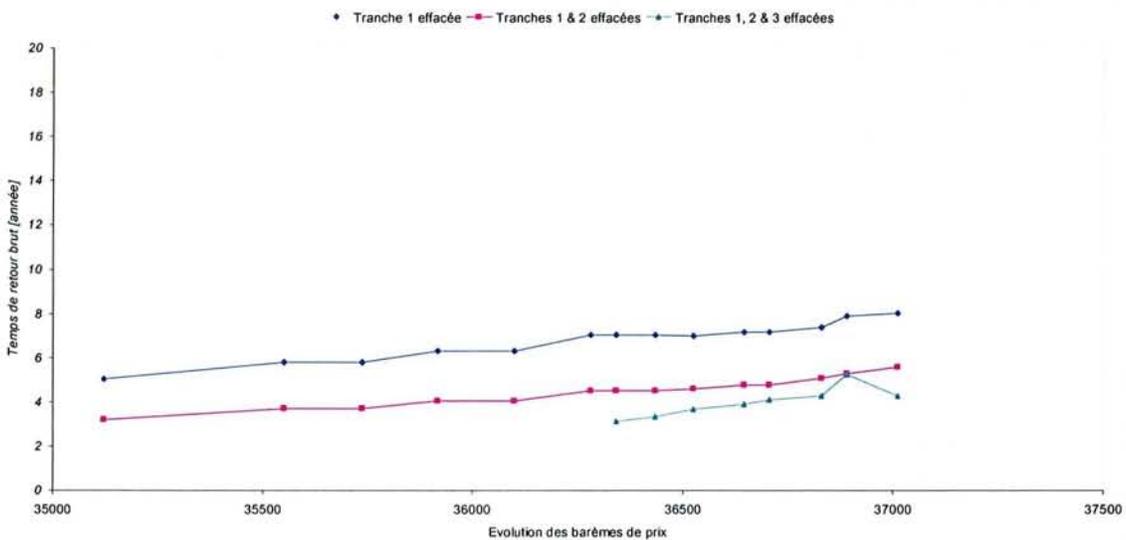


Figure 5-69 – Tarif A Mod TLU, sensibilité du temps de retour brut par rapport aux évolutions tarifaires

Pour l'ensemble des conduites étudiées avec les tarifs A8 Base, A8 EJP et A Mod, on constate que la diminution du prix du kWh du fournisseur d'électricité dans les tranches chères rend la cogénération de moins en moins intéressante au fil de ces diminutions de prix.

D'autre part, les économies dégagées par la centrale de cogénération sont fortement indexées sur le prix du gaz, l'évolution des prix de la souscription S2S constitue un bel exemple.

Les diverses conduites étudiées au cours de ce chapitre ont mis en évidence un certain nombre de résultats qui nous permettent de mieux appréhender la problématique de l'effacement.

Les études de sensibilité mises en œuvre offrent la possibilité de suivre dans le temps les performances des cas d'étude proposés.

Le modèle développé constitue un outil d'aide à la décision pour l'exploitation des courbes de charge gaz et électricité en mode effacement.

6 Conclusion générale et perspectives

A partir d'un exemple de consommateur issu du tertiaire, nous avons illustré au travers de ce mémoire, une méthode d'approche pour orienter le consommateur d'énergie vers plusieurs solutions lui permettant d'avoir une meilleure maîtrise de sa « dépendance » énergétique.

De manière systématique, la méthode prend en compte comme données de départ :

1. Les besoins énergétiques du consommateur

Ces besoins sont définis au travers des courbes de charge thermique (distribution journalière) et électrique (distribution « TOP 10 mn »)

2. Les moyens de production du consommateur

Ils se limitent à un recensement des équipements de production de chaleur existants.

3. Les souscriptions d'énergie accessibles par ce type de consommateur

Dans nos travaux, 9 souscriptions d'énergie, disponibles dans 46 versions, ont été entrées dans le modèle. Pour des consommateurs plus petits ou plus grands, d'autres souscriptions seraient à paramétrer.

Ensuite, 3 cas d'études ont été proposés, plus ou moins ambitieux, quant aux potentiels d'économie possible.

Le premier cas consiste à localiser, parmi les souscriptions disponibles, celles qui sont les plus avantageuses pour l'utilisateur sans qu'il ait à modifier ses consommations.

Nous avons vu qu'à l'« instant t », pour chaque type d'énergie (gaz ou électricité), il est toujours possible de trouver le tarif le plus avantageux. Ces souscriptions de gaz et d'électricité sont optimales pour les conditions de l'étude, c'est à dire pour des profils de consommation et des barèmes fixés.

La stabilité de ces optimums est testée par rapport à une perturbation de ces deux critères. On montre que pour une certaine plage de variation des consommations, les optimums trouvés sont stables.

A partir des barèmes de prix disponibles de 1997 jusqu'à aujourd'hui, les souscriptions optimales trouvées précédemment pour l'électricité sont stables avec l'évolution de ces barèmes.. Par contre, pour le gaz, cela semble plus complexe. Le modèle présente donc tout son intérêt puisqu'il permet de suivre ou de simuler des évolutions tarifaires et d'en mesurer les conséquences financières avec exactitude.

Dans ce premier cas d'étude, le modèle proposé permet bien de définir les souscriptions les plus avantageuses pour un consommateur donné. Pour lui, cet aspect est intéressant puisqu'il permet de choisir avec transparence, en fonction des évolutions probables de ses consommations et de la tendance connue sur les prix des énergies, ses souscriptions de gaz et d'électricité optimales.

Le deuxième cas d'étude propose de délester les consommations d'énergie de l'utilisateur en tenant compte des caractéristiques des souscriptions disponibles de manière à faire un maximum d'économie en réduisant le moins possible ses consommations.

Pour le gaz, une seule souscription se prête au délestage mais les consommations et leurs profils ne permettent pas de rendre le délestage du gaz par le fioul intéressant.

Le délestage électrique quant à lui présente beaucoup plus d'intérêt. Un programme de délestage est proposé et les retombées économiques sont quantifiées. A nouveau, une perturbation des barèmes électriques permet de valider la stabilité des solutions retenues.

Pour le consommateur étudié, le délestage électrique a un intérêt. Le modèle permet de chiffrer avec exactitude les économies financières. Ces économies comparées à un chiffrage du coût pour la mise en œuvre du délestage, peuvent permettre de mesurer un temps de retour pour le potentiel économique du délestage. Sur les installations récentes équipées de GTC, la mise en œuvre du délestage électrique peut être très simple et peu coûteuse (cela peut se limiter à l'implantation de routines supplémentaires dans les automates de contrôle de ces installations).

Au travers du troisième cas d'étude, nous avons montré dans quelles mesures le modèle pouvait envisager l'effacement partiel des consommations d'électricité et de gaz.

Le recours à une cogénération par moteur alternatif selon un certain mode d'exploitation est envisagé. Plusieurs modes de conduite et plusieurs dimensionnements sont testés.

Le choix du « cogénérateur » est délicat si l'on veut que toute l'électricité et toute la chaleur produite soient auto consommées sur le site. Il faut pour cela que les appels de chaleur et d'électricité soient synchronisés et qu'ils soient dans la même proportion que le rapport chaleur / force du cogénérateur. Ces conditions ne peuvent jamais être satisfaites parfaitement.

Dans l'exemple étudié, le dimensionnement du moteur par rapport à la charge électrique de l'utilisateur met en évidence un surdimensionnement thermique manifeste. Cela montre bien la difficulté d'avoir simultanément 65 % de rendement global et autoconsommation.

Cependant, le modèle proposé intègre très bien les fluctuations de barème. Il montre que les évolutions du prix des énergies actuelles sont défavorables aux cogénérations en mode auto consommation. Il propose une première base pour un projet potentiel de cogénération de ce type et apporte les réponses attendues par un décideur dans un « *Avant Projet Sommaire* ».

Nous n'avons pas abordé les « montages » basés sur les contrats de revente spécifiques aux cogénérateurs type 97-01 ou 99-02. Ces montages ne font que de la revente totale des énergies électriques produites. Les besoins thermiques de l'utilisateur sont en partie produits par la cogénération et la totalité des besoins électriques sont achetés au fournisseur national. Ce principe de fonctionnement n'était pas l'objet de notre recherche mais il aurait été intéressant de mesurer et comparer les potentialités économiques de ces montages.

Le modèle ainsi développé est opérationnel pour tout consommateur du type hôpital, université, aéroport, ensemble sportif, centre commercial, immeuble tertiaire, réseaux de chaleur, petite industrie...

Les perspectives de développement de la méthode proposée sont multiples. Nous retenons trois orientations majeures qui pourraient être données à ce travail.

1. *Marché potentiel de la trigénération*

Il est très simple d'implanter dans le modèle les besoins en eau glacée de l'utilisateur. En effet, les courbes de charge en eau glacée peuvent être déduites aussi simplement que les charges thermiques.

Ensuite, en recensant les moyens de production de l'utilisateur (groupe frigorifique à compression mécanique / électrique de vapeur principalement), de multiples études peuvent être menées pour définir des modalités d'exploitation qui peuvent rendre la trigénération intéressante.

En effet, le modèle peut prendre en compte :

L'effacement des appels de puissance électrique lorsque les groupes frigorifiques ne sont plus sollicités,

La surconsommation de gaz engendrée par les besoins d'une centrale à absorption.

Le bouilleur peut être directement chauffé au gaz. Il peut aussi être alimenté en chaleur par une cogénération via une chaudière de récupération,

En mode auto-consommation de l'électricité (ou en revente totale), les nouvelles courbes de charge de gaz et d'électricité sont déterminées,

Les souscriptions à envisager peuvent être ainsi définies, et les économies d'exploitation peuvent être calculées,

L'estimation de l'investissement nécessaire permet de définir un temps de retour brut et le potentiel économique des cas étudiés.

2. *Libéralisation des marchés de l'énergie et ouverture internationale*

Actuellement, l'ensemble des marchés du gaz et de l'électricité s'ouvrent à la concurrence dans bon nombre de pays. En fonction des caractéristiques des souscriptions proposées par les multiples producteurs, celles-ci pourront dans certains cas être intégrées dans le modèle.

Le modèle pourrait donc devenir un outil d'estimation pour définir la souscription la plus avantageuse, sur un ensemble de producteurs « *multi-répartis* ».

Pour le consommateur, ou d'autres utilisateurs, cet outil pourrait être très précieux dans un contexte dynamique lié à la concurrence qui s'exercera sur ces marchés.

3. *Marché potentiel de la mini et micro cogénération*

L'introduction dans le modèle de souscription destinées à des consommateurs de plus petite taille permettrait de définir les marchés potentiels de la mini et micro-cogénération.

Annexe 1 – Souscriptions utilisées dans le modèle

Tranche Version Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels PTE				HPH				HCH				HPE				HCE			
		TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU
Date	<i>F HT . an⁻¹</i>	<i>cF HT . kWh⁻¹</i>																			
28/02/96	0,00	48,60	77,21	110,25	156,47	37,63	47,53	56,59	72,21	27,91	31,68	35,40	43,33	17,50	18,46	19,77	21,05	11,49	11,93	12,49	13,05
20/04/97	0,00	43,40	70,88	100,80	144,22	33,74	43,05	51,83	66,40	25,51	29,12	32,75	39,66	17,47	18,42	19,76	21,12	11,64	12,24	13,05	13,87
01/05/98	0,00	40,59	67,50	95,72	137,68	31,63	40,63	49,28	63,29	24,22	27,75	31,35	37,69	17,49	18,45	19,80	21,20	11,75	12,44	13,39	14,37
01/05/99	0,00	37,51	64,03	90,47	131,08	29,35	38,06	46,65	60,12	22,88	26,36	29,94	35,66	17,74	18,70	20,09	21,57	12,04	12,85	14,00	15,17
01/01/01	0,00	35,95	62,12	87,62	127,39	28,17	36,71	45,22	58,37	22,15	25,59	29,14	34,55	17,72	18,69	20,09	21,59	12,08	12,94	14,16	15,41
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>																			
01/01/01	0,00	5,48	9,47	13,36	19,42	4,29	5,60	6,89	8,90	3,38	3,90	4,44	5,27	2,70	2,85	3,06	3,29	1,84	1,97	2,16	2,35

Tableau 0-1a – Caractéristiques du tarif électrique A5 Base

Prime fixe PTE				HPH				HCH				HPE				HCE				Prix propor. de dépasse.	Prime Fixe de dépasse.
TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	<i>cF . kWh⁻¹</i>	<i>F . kW⁻¹</i>
<i>F HT . kW⁻¹</i>				<i>Coefficients de puissance réduite</i>																<i>cF . kWh⁻¹</i>	<i>F . kW⁻¹</i>
755,28	465,96	283,44	116,76	0,73	0,71	0,70	0,68	0,27	0,29	0,30	0,34	0,11	0,11	0,11	0,16	0,04	0,04	0,04	0,05	0,00	22,66
722,52	445,32	268,68	112,20	0,75	0,73	0,73	0,72	0,29	0,30	0,31	0,34	0,13	0,13	0,13	0,17	0,05	0,05	0,05	0,07	0,00	21,68
705,84	434,76	261,00	109,80	0,75	0,74	0,73	0,73	0,29	0,30	0,31	0,33	0,13	0,13	0,13	0,17	0,05	0,05	0,05	0,07	0,00	21,18
693,36	426,72	254,40	108,24	0,76	0,75	0,74	0,75	0,31	0,31	0,31	0,33	0,14	0,14	0,14	0,17	0,06	0,06	0,06	0,08	0,00	20,80
683,24	420,34	249,53	106,27	0,76	0,76	0,76	0,77	0,31	0,31	0,31	0,33	0,15	0,15	0,15	0,18	0,06	0,06	0,06	0,08	0,00	20,47
<i>€ HT . kW⁻¹</i>				<i>Coefficients de puissance réduite</i>																<i>c€ . kWh⁻¹</i>	<i>€ . kW⁻¹</i>
104,16	64,08	38,04	16,20	0,76	0,76	0,76	0,77	0,31	0,31	0,31	0,33	0,15	0,15	0,15	0,18	0,06	0,06	0,06	0,08	0,00	3,12

Tableau 0-1b – Caractéristiques du tarif électrique A5 Base

Tranche Version Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels								Prime fixe								Prix propor. de dépasse. <i>cF . kWh⁻¹</i>	Prime Fixe de dépasse. <i>F . kW⁻¹</i>
		PM		HH		HPE		HCE		PM		HH		HPE		HCE			
		TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU		
		<i>cF HT . kWh⁻¹</i>								<i>F HT . kW⁻¹</i>		<i>Coefficients de puissance réduite</i>							
28/02/96	0,00	72,81	188,12	29,66	35,04	17,50	19,34	11,49	12,49	755,28	283,44	0,33	0,37	0,11	0,11	0,04	0,04	497,00	22,66
20/04/97	0,00	61,82	164,71	27,24	33,08	17,47	19,50	11,64	13,05	722,52	268,68	0,39	0,41	0,13	0,13	0,05	0,05	433,00	21,68
01/05/98	0,00	55,79	151,96	25,95	32,06	17,49	19,63	11,75	13,39	705,84	261,00	0,42	0,43	0,13	0,13	0,05	0,05	402,00	21,18
01/05/99	0,00	48,82	137,63	24,63	31,16	17,74	20,04	12,04	14,00	693,36	254,40	0,45	0,46	0,14	0,14	0,06	0,06	375,00	20,80
01/01/01	0,00	47,14	130,57	23,69	30,57	17,72	20,09	12,08	14,16	683,24	249,53	0,48	0,48	0,15	0,15	0,06	0,06	347,66	20,47
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>								<i>€ HT . kW⁻¹</i>		<i>Coefficients de puissance réduite</i>				<i>c€ . kWh⁻¹</i>	<i>€ . kW⁻¹</i>		
01/01/01	0,00	7,19	19,91	3,61	4,66	2,70	3,06	1,84	2,16	104,16	38,04	0,48	0,48	0,15	0,15	0,06	0,06	53,00	3,12

Tableau 0-2 – Caractéristiques du tarif électrique A5 EJP

Tranche Version Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels																							
		PTE				HPH				HPD				HCH				HCD				HPE			
		TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU
		<i>cF HT . kWh⁻¹</i>																							
28/02/96	0,00	52,15	84,18	118,66	170,18	43,56	60,33	76,54	103,35	34,33	38,52	42,66	49,90	31,94	36,88	41,54	49,50	22,97	24,96	27,04	30,55	21,41	22,13	23,45	24,73
20/04/97	0,00	46,07	76,88	108,80	157,26	39,33	54,67	69,55	93,69	30,28	34,68	39,06	46,34	29,40	33,83	38,12	45,23	20,24	22,47	24,77	28,50	20,63	21,48	22,86	24,30
01/05/98	0,00	42,76	72,96	103,51	150,37	37,05	51,61	65,78	88,49	28,08	32,61	37,12	44,46	28,04	32,20	36,30	42,94	18,76	21,13	23,55	27,42	20,23	21,16	22,58	24,11
01/05/99	0,00	39,09	68,89	98,08	143,49	34,61	48,37	61,82	82,98	25,64	30,38	35,13	42,61	26,67	30,53	34,42	40,56	17,11	19,68	22,29	26,39	19,99	21,02	22,50	24,17
01/01/01	0,00	37,26	66,68	95,09	139,59	33,33	46,66	59,71	80,07	24,41	29,22	34,04	41,54	25,90	29,61	33,39	39,27	16,29	18,92	21,61	25,78	19,74	20,83	22,32	24,03
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>																							
01/01/01	0,00	5,68	10,17	14,50	21,28	5,08	7,11	9,10	12,21	3,72	4,45	5,19	6,33	3,95	4,51	5,09	5,99	2,48	2,88	3,29	3,93	3,01	3,18	3,40	3,66

Tableau 0-3a – Caractéristiques du tarif électrique A8 Base

HCE				JA				Prime fixe				HPH				HPD				HCH				HCD				HPE			
TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU
								<i>F HT . kW¹</i>				<i>Coefficients de puissance réduite</i>																			
12,47	12,94	13,68	14,44	8,49	8,67	8,91	9,19	755,28	465,96	283,44	116,76	0,78	0,75	0,75	0,76	0,37	0,37	0,37	0,38	0,28	0,28	0,28	0,31	0,15	0,15	0,15	0,19	0,10	0,10	0,10	0,16
12,10	12,78	13,78	14,81	9,00	9,00	9,00	9,00	722,52	445,32	268,68	112,20	0,78	0,77	0,77	0,77	0,40	0,40	0,40	0,41	0,30	0,30	0,30	0,33	0,18	0,18	0,18	0,21	0,12	0,12	0,12	0,17
11,92	12,72	13,87	15,06	11,78	12,12	12,64	13,29	705,84	434,76	261,00	109,80	0,78	0,77	0,77	0,77	0,40	0,40	0,40	0,41	0,30	0,30	0,30	0,33	0,18	0,18	0,18	0,21	0,13	0,13	0,13	0,17
11,83	12,80	14,15	15,55	13,41	13,87	14,52	15,34	693,36	426,72	254,40	108,24	0,78	0,78	0,78	0,78	0,42	0,42	0,42	0,43	0,32	0,32	0,32	0,34	0,20	0,20	0,20	0,22	0,14	0,14	0,14	0,18
11,72	12,74	14,18	15,66	14,02	14,53	15,22	16,12	683,24	420,34	249,53	106,27	0,78	0,78	0,78	0,78	0,43	0,43	0,43	0,43	0,32	0,32	0,32	0,34	0,21	0,21	0,21	0,22	0,15	0,15	0,15	0,18
								<i>€ HT . kW¹</i>				<i>Coefficients de puissance réduite</i>																			
1,79	1,94	2,16	2,39	2,14	2,22	2,32	2,46	104,16	64,08	38,04	16,20	0,78	0,78	0,78	0,78	0,43	0,43	0,43	0,43	0,32	0,32	0,32	0,34	0,21	0,21	0,21	0,22	0,15	0,15	0,15	0,18

Tableau 0-3b – Caractéristiques du tarif électrique A8 Base

HCE				JA				Prix propor.	Prime Fixe
TLU	LU	MU	CU	TLU	LU	MU	CU	de dépasse.	de dépasse.
								<i>cF . kWh⁻¹</i>	<i>F . kW¹</i>
0,05	0,05	0,05	0,06	0,01	0,01	0,01	0,04	0,00	22,66
0,07	0,07	0,07	0,08	0,01	0,01	0,01	0,04	0,00	21,68
0,07	0,07	0,07	0,08	0,02	0,02	0,02	0,03	0,00	21,18
0,09	0,09	0,09	0,10	0,02	0,02	0,02	0,05	0,00	20,80
0,09	0,09	0,09	0,10	0,02	0,02	0,02	0,05	0,00	20,47
								<i>c€ . kWh⁻¹</i>	<i>€ . kW¹</i>
0,09	0,09	0,09	0,10	0,02	0,02	0,02	0,05	0,00	3,12

Tableau 0-3c – Caractéristiques du tarif électrique A8 Base

Tranche Version Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels												Prime fixe						Prix propor. de dépasse. <i>cF . kWh⁻¹</i>	Prime Fixe de dépasse. <i>F . kW⁻¹</i>						
		PM		HH		HD		HPE		HCE		JA		PM		HH	HD	HPE	HCE			JA					
		TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU			TLU	MU				
28/02/96	0,00	72,81	188,12	33,17	40,92	25,30	28,29	21,41	23,45	12,47	13,68	8,49	8,91	755,28	283,44	0,33	0,35	0,16	0,17	0,10	0,10	0,05	0,05	0,01	0,01	497,00	22,66
20/04/97	0,00	61,82	164,71	30,92	38,91	22,44	25,69	20,63	22,86	12,10	13,78	10,57	11,28	722,52	268,68	0,39	0,40	0,19	0,20	0,12	0,12	0,07	0,07	0,02	0,02	433,00	21,68
01/05/98	0,00	55,79	151,96	29,73	37,87	20,89	24,29	20,23	22,58	11,92	13,87	11,75	12,64	705,84	261,00	0,42	0,42	0,20	0,20	0,13	0,13	0,07	0,07	0,02	0,02	402,00	21,18
01/05/99	0,00	48,82	137,63	28,58	37,02	19,18	22,81	19,99	22,50	11,83	14,15	13,41	14,52	693,36	254,40	0,45	0,47	0,22	0,22	0,14	0,14	0,09	0,09	0,02	0,02	375,00	20,80
01/01/01	0,00	47,14	130,57	27,56	36,41	18,31	22,01	19,74	22,32	11,72	14,18	14,02	15,22	683,24	249,53	0,48	0,48	0,23	0,23	0,15	0,15	0,09	0,09	0,02	0,02	683,24	249,53
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>												<i>€ HT . kW⁻¹</i>		<i>Coefficients de puissance réduite</i>						<i>c€ . kWh⁻¹</i>	<i>€ . kW⁻¹</i>				
01/01/01	0,00	7,19	19,91	4,20	5,55	2,79	3,36	3,01	3,40	1,79	2,16	2,14	2,32	104,16	38,04	0,48	0,48	0,23	0,23	0,15	0,15	0,09	0,09	0,02	0,02	104,16	38,04

Tableau 0-4 – Caractéristiques du tarif électrique A8 EJP

Tranche Version Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels								Prime fixe								Prix propor. de dépasse. <i>cF . kWh⁻¹</i>	Prime Fixe de dépasse. <i>F . kW⁻¹</i>
		PM		HM		DSM		SCM		PM		HM	DSM	SCM					
		TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU	TLU	MU				
28/02/96	0,00	72,81	188,12	47,79	58,55	23,82	26,43	10,10	11,42	755,28	283,44	0,33	0,35	0,18	0,19	0,09	0,09	497,00	22,66
20/04/97	0,00	61,82	164,71	41,03	51,69	22,29	25,24	11,45	13,04	722,52	268,68	0,39	0,40	0,22	0,23	0,11	0,11	433,00	21,68
01/05/98	0,00	55,79	151,96	37,34	47,96	21,48	24,63	12,23	13,98	705,84	261,00	0,42	0,42	0,24	0,24	0,11	0,11	402,00	21,18
01/05/99	0,00	48,82	137,63	33,10	43,82	20,72	24,17	13,37	15,35	693,36	254,40	0,45	0,45	0,27	0,26	0,12	0,12	375,00	20,80
01/01/01	0,00	47,14	130,57	30,74	41,75	20,16	23,80	13,78	15,83	683,24	249,53	0,48	0,48	0,28	0,28	0,12	0,12	347,66	20,47
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>								<i>€ HT . kW⁻¹</i>		<i>Coefficients de puissance réduite</i>						<i>c€ . kWh⁻¹</i>	<i>€ . kW⁻¹</i>
01/01/01	0,00	7,19	19,91	4,69	6,36	3,07	3,63	2,10	2,41	104,16	38,04	0,48	0,48	0,28	0,28	0,12	0,12	53,00	3,12

Tableau 0-5 – Caractéristiques du tarif électrique A Modulable

Tranche Définition Niveau Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels																			
		1 Hiver										2 Eté									
		S0	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S0	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
01/07/99	42 095,76	10,21	10,36	10,51	10,66	10,81	10,96	11,11	11,28	11,41	11,58	8,79	8,94	9,09	9,24	9,39	9,54	9,69	9,84	9,99	10,14
01/11/99	42 095,76	10,81	10,96	11,11	11,26	11,41	11,56	11,71	11,86	12,01	12,16	9,39	9,54	9,69	9,84	9,99	10,14	10,29	10,44	10,59	10,74
01/01/00	42 095,76	10,81	10,96	11,11	11,26	11,41	11,56	11,71	11,86	12,01	12,16	9,39	9,54	9,69	9,84	9,99	10,14	10,29	10,44	10,59	10,74
01/04/00	42 095,76	11,71	11,86	12,01	12,16	12,31	12,46	12,61	12,76	12,91	13,06	10,29	10,44	10,59	10,74	10,89	11,04	11,19	11,34	11,49	11,64
01/07/00	42 095,76	12,26	12,41	12,56	12,71	12,86	13,01	13,16	13,31	13,46	13,61	10,84	10,99	11,14	11,29	11,44	11,59	11,74	11,69	12,04	12,19
01/10/00	42 095,76	13,06	13,21	13,35	13,51	13,66	13,81	13,96	14,11	14,26	14,41	11,64	11,79	11,94	12,09	12,24	12,39	12,54	12,69	12,84	12,99
01/01/01	42 095,76	14,46	14,61	14,76	14,91	15,06	15,21	15,36	15,51	15,66	15,81	13,04	13,19	13,34	13,49	13,64	13,79	13,94	14,09	14,24	14,39
01/04/01	42 095,91	14,46	14,61	14,76	14,91	15,06	15,21	15,36	15,51	15,66	15,82	13,04	13,19	13,34	13,49	13,64	13,79	13,95	14,10	14,25	14,40

Tableau 0-6a – Caractéristiques du tarif gaz S2S

Prime fixe 1 Hiver S0	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	2 Eté										Réduction de tranche			
										S0	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	Hiver	Eté		
																				<i>GWh</i>	<i>GWh</i>		
<i>cF HT . kWh⁻¹ . Jour . an⁻¹</i>																					<i>cF HT . kWh⁻¹</i>		
207,72	220,80	233,88	246,96	260,04	273,12	286,20	299,28	312,36	325,44	86,16	99,24	112,32	125,40	138,48	151,56	184,64	177,72	190,80	203,88			4,07	4,07
207,72	220,80	233,88	246,96	260,04	273,12	286,20	299,28	312,36	325,44	86,16	99,24	112,32	125,40	138,48	151,56	184,64	177,72	190,80	203,88			3,67	3,67
207,72	220,80	233,88	246,96	260,04	273,12	286,20	299,28	312,36	325,44	86,16	99,24	112,32	125,40	138,48	151,56	184,64	177,72	190,80	203,88			2,57	2,57
207,72	220,80	233,88	246,96	260,04	273,12	286,20	299,28	312,36	325,44	86,16	99,24	112,32	125,40	138,48	151,56	184,64	177,72	190,80	203,88			2,57	2,57
207,72	220,80	233,88	246,96	260,04	273,12	286,20	299,28	312,36	325,44	86,16	99,24	112,32	125,40	138,48	151,56	164,64	177,72	190,80	203,88			2,27	2,27
207,72	220,80	233,88	246,96	260,04	273,12	286,20	299,28	312,36	325,44	86,16	99,24	112,32	125,40	138,48	151,56	164,64	177,72	190,80	203,88			2,27	2,27
207,73	220,80	233,86	246,93	260,00	273,06	286,13	299,20	312,26	325,33	86,19	99,26	112,33	125,39	138,46	151,53	164,59	177,66	190,73	203,79			3,86	3,86

Tableau 0-6b – Caractéristiques du tarif gaz S2S

Tranche Définition Niveau Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels												Réduction de tranche	
		1 Hiver						2 Eté						Hiver	Eté
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	<i>GWh</i>	<i>GWh</i>
Date	<i>F HT . an⁻¹</i>	<i>cF HT . kWh⁻¹</i>												<i>cF HT . kWh⁻¹</i>	
01/05/97	38 333,41	13,84	14,52	15,20	15,88	16,56	17,24	10,74	10,90	11,06	11,22	11,38	11,54	2,69	3,78
03/11/97	38 333,41	14,26	14,94	15,62	16,30	16,98	17,66	11,12	11,28	11,44	11,60	11,76	11,92	2,82	3,87
01/05/98	38 333,41	13,92	14,60	15,28	15,96	16,64	17,32	10,85	11,01	11,17	11,33	11,49	11,65	2,86	3,84
01/11/98	38 716,68	13,61	14,31	15,01	15,71	16,41	17,11	10,51	10,67	10,83	10,99	11,15	11,31	2,90	3,72
01/05/99	39 480,00	12,93	13,63	14,33	15,03	15,73	16,43	10,00	10,16	10,32	10,48	10,64	10,80	2,45	3,30
01/05/00	40 800,00	13,82	14,52	15,22	15,92	16,62	17,32	10,76	10,92	11,08	11,24	11,40	11,56	2,44	3,16
01/11/00	42 095,76	15,62	16,32	17,02	17,72	18,42	19,12	12,29	12,45	12,61	12,77	12,93	13,09	2,40	2,85
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>												<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>	
01/05/97	5 843,89	2,11	2,21	2,32	2,42	2,53	2,63	1,64	1,66	1,69	1,71	1,74	1,76	0,41	0,58
03/11/97	5 843,89	2,17	2,28	2,38	2,49	2,59	2,69	1,70	1,72	1,74	1,77	1,79	1,82	0,43	0,59
01/05/98	5 843,89	2,12	2,23	2,33	2,43	2,54	2,64	1,65	1,68	1,70	1,73	1,75	1,78	0,44	0,59
01/11/98	5 902,32	2,08	2,18	2,29	2,40	2,50	2,61	1,60	1,63	1,65	1,68	1,70	1,72	0,44	0,57
01/05/99	6 018,69	1,97	2,08	2,19	2,29	2,40	2,51	1,52	1,55	1,57	1,60	1,62	1,65	0,37	0,50

Tableau 0-7 – Caractéristiques du tarif gaz TEL

Tranche Définition Niveau Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels												Réduction de tranche	
		1 Hiver						2 Eté						Hiver	Eté
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	<i>GWh</i>	<i>GWh</i>
Date	<i>F HT . an⁻¹</i>	<i>cF HT . kWh⁻¹</i>						<i>cF HT . kWh⁻¹</i>						<i>cF HT . kWh⁻¹</i>	
01/05/97	4 060,70	13,84	14,24	14,64	15,04	15,44	15,84	13,48	13,88	14,28	14,68	15,08	15,48	3,103	3,103
03/11/97	4 182,45	14,26	14,66	15,06	15,46	15,86	16,26	11,12	11,52	11,92	12,32	12,72	13,12	0,413	0,413
01/05/98	4 082,15	13,92	14,32	14,72	15,12	15,52	15,92	10,85	11,25	11,65	12,05	12,45	12,85	0,551	0,551
01/11/98	3 981,59	13,61	14,01	14,41	14,81	15,21	15,61	10,51	10,91	11,31	11,71	12,11	12,51	0,590	0,590
01/05/99	3 791,28	12,93	13,33	13,73	14,13	14,53	14,93	10,00	10,40	10,80	11,20	11,60	12,00	0,740	0,740
01/05/00	3 960,00	13,82	14,22	14,62	15,02	15,42	15,82	10,76	11,16	11,56	11,96	12,36	12,76	0,980	0,980
01/11/00	4 442,76	15,62	16,02	16,42	16,82	17,22	17,62	12,29	12,69	13,09	13,49	13,89	14,29	1,140	1,140
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>						<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>						<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>	
01/05/97	619,05	2,11	2,17	2,23	2,29	2,35	2,42	2,06	2,12	2,18	2,24	2,30	2,36	0,473	0,473
03/11/97	637,61	2,17	2,24	2,30	2,36	2,42	2,48	1,70	1,76	1,82	1,88	1,94	2,00	0,063	0,063
01/05/98	622,32	2,12	2,18	2,24	2,31	2,37	2,43	1,65	1,72	1,78	1,84	1,90	1,96	0,084	0,084
01/11/98	606,99	2,08	2,14	2,20	2,26	2,32	2,38	1,60	1,66	1,72	1,79	1,85	1,91	0,090	0,090

Tableau 0-8 – Caractéristiques du tarif gaz B2S

Tranche Définition Niveau Date	Abonnement <i>F HT . an⁻¹</i>	Prix proportionnels 1					
		1	2	3	4	5	6
		<i>cF HT . kWh⁻¹</i>					
01/05/97	934,94	13,98	14,38	14,78	15,18	15,58	15,98
03/11/97	959,86	14,41	14,81	15,21	15,61	16,01	16,41
01/05/98	937,43	14,06	14,46	14,86	15,26	15,66	16,06
01/11/98	914,54	13,71	14,11	14,51	14,91	15,31	15,71
01/05/99	869,04	13,03	13,43	13,83	14,23	14,63	15,03
01/05/00	921,60	13,92	14,32	14,72	15,12	15,52	15,92
01/11/00	1 043,76	15,75	16,15	16,55	16,95	17,35	17,75
Date	<i>€ HT . an⁻¹</i>	<i>c€ HT . kWh⁻¹</i>					
01/05/97	142,53	2,13	2,19	2,25	2,31	2,38	2,44
03/11/97	146,33	2,20	2,26	2,32	2,38	2,44	2,50
01/05/98	142,91	2,14	2,20	2,27	2,33	2,39	2,45
01/11/98	139,42	2,09	2,15	2,21	2,27	2,33	2,40

Tableau 0-9 – Caractéristiques du tarif gaz B2I

Annexe 2 – Factures optimales avec les consommations de l'existant

Facture S2S		Niveau S2 Débit journalier 34 500 kWh . Jour ¹								
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Conso. de dépassement	Abonnement	Prime Fixe	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Prime Fixe de dépasse.	Prime Prop. de dépasse.	Facture mensuelle
novembre 99	679 218	36 213	0	3 508	5 972	73 423	0	296	0	83 200
décembre 99	756 342	36 213	0	3 508	5 972	81 761	0	296	0	91 537
janvier 00	824 527	38 161	5 808	3 508	5 972	89 131	0	634	1 914	101 159
février 00	621 576	28 420	0	3 508	5 972	67 192	0	0	0	76 672
mars 00	567 372	26 472	0	3 508	5 972	61 333	-11 540	0	0	59 273
avril 00	422 063	26 472	0	3 508	5 972	43 430	-10 847	0	0	42 063
mai 00	193 327	12 835	0	3 508	5 972	19 893	-4 969	0	0	24 405
juin 00	118 152	12 835	0	3 508	5 972	12 158	-3 036	0	0	18 601
juillet 00	0	3 094	0	3 508	5 972	0	0	0	0	9 480
août 00	0	3 094	0	3 508	5 972	0	0	0	0	9 480
Total annuel	4 182 577	38 161	5 808	35 080	59 719	448 322	-30 392	1 227	1 914	534 830
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)										0,1279

Tableau 0-1 – Facture de gaz S2S avec les consommations de l'existant

Annexe 2 – Factures optimales avec les consommations de l'existant

Facture TEL		Niveau N1			
Mois	Conso. Gaz	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	679 218	3 290	87 823	0	91 113
décembre 99	756 342	3 290	97 795	0	101 085
janvier 00	824 527	3 290	106 611	-18 622	91 279
février 00	621 576	3 290	80 370	-15 229	68 431
mars 00	567 372	3 290	73 361	-13 901	62 751
avril 00	422 063	3 290	42 206	0	45 496
mai 00	193 327	3 400	20 802	-486	23 716
juin 00	118 152	3 400	12 713	-3 734	12 380
juillet 00	0	3 400	0	0	3 400
août 00	0	3 400	0	0	3 400
Total annuel	4 182 577	33 340	521 682	-51 971	509 850
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)					0,1219

Tableau 0-2 – Facture de gaz TEL avec les consommations de l'existant

Facture B2S		Niveau N1			
Mois	Conso. Gaz	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	679 218	316	87 823	0	88 139
décembre 99	756 342	316	97 795	-3 223	94 888
janvier 00	824 527	316	106 611	-6 102	100 826
février 00	621 576	316	80 370	-4 600	76 086
mars 00	567 372	316	73 361	-4 199	69 479
avril 00	422 063	316	42 206	-3 123	39 399
mai 00	193 327	330	20 802	-1 895	19 237
juin 00	118 152	330	12 713	-1 158	11 885
juillet 00	0	330	0	0	330
août 00	0	330	0	0	330
Total annuel	4 182 577	3 216	521 682	-24 299	501 259
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)					0,1198

Tableau 0-3 – Facture de gaz B2S avec les consommations de l'existant

Facture B2I		Niveau N1		
Mois	Conso. Gaz	Abonnement	Prime Proportionnelle	Facture mensuelle
novembre 99	679 218	72	88 502	88 575
décembre 99	756 342	72	98 551	98 624
janvier 00	824 527	72	107 436	107 508
février 00	621 576	72	80 991	81 064
mars 00	567 372	72	73 929	74 001
avril 00	422 063	72	54 995	55 067
mai 00	193 327	77	26 911	26 988
juin 00	118 152	77	16 447	16 524
juillet 00	0	77	0	77
août 00	0	77	0	77
Total annuel	4 182 577	742	547 762	548 657
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)				0,1312

Tableau 0-4 – Facture de gaz B2I avec les consommations de l'existant

Puissance souscrite	1 085 kW		1 164 kW		1 164 kW		1 164 kW		1 164 kW		Globale
	PTE		HPH		HCH		HPE		HCE		
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	0	0	322 700	0	128 884	0	0	0	0	0	451 584
01/12/99	88 377	38	247 671	0	135 809	0	0	0	0	0	471 895
01/01/00	90 912	432	258 769	19	154 788	0	0	0	0	0	504 920
01/02/00	89 111	71	253 331	0	144 492	0	0	0	0	0	487 005
01/03/00	0	0	357 094	1	137 801	0	0	0	0	0	494 895
01/04/00	0	0	0	0	0	0	309 551	0	139 308	0	448 859
01/05/00	0	0	0	0	0	0	347 278	10	141 041	0	488 329
01/06/00	0	0	0	0	0	0	351 066	611	147 706	0	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	328 818	6	150 475	0	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	358 134	2	148 107	0	506 243
Total	268 400	541	1 439 565	20	701 774	0	1 694 847	628	726 636	0	4 832 410

Tableau 0-5a – Facture d'électricité A5 Base MU (souscription client) relative aux consommations de l'existant – Quantités consommées

Coût	PTE					HPH					HCH				
	Prime <i>F h T</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe	Proportionnelle		Globale	Fixe	Proportionnelle		Globale	
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t		Normale
01/11/99	5 981	0	0	0	5 981	10 611	0	150 540	0	161 151	4 195	0	38 588	0	42 783
01/12/99	5 981	424	79 989	0	86 393	10 611	0	115 538	0	126 149	4 195	0	40 661	0	44 856
01/01/00	5 981	2 670	82 639	0	91 289	10 611	254	120 725	0	131 590	4 195	0	46 344	0	50 539
01/02/00	5 981	906	80 683	0	87 569	10 611	0	118 179	0	128 790	4 195	0	43 261	0	47 456
01/03/00	5 981	0	0	0	5 981	10 611	28	166 585	0	177 224	4 195	0	41 258	0	45 453
01/04/00	5 981	0	0	0	5 981	10 611	0	0	0	10 611	4 195	0	0	0	4 195
01/05/00	5 981	0	0	0	5 981	10 611	0	0	0	10 611	4 195	0	0	0	4 195
01/06/00	5 981	0	0	0	5 981	10 611	0	0	0	10 611	4 195	0	0	0	4 195
01/07/00	5 981	0	0	0	5 981	10 611	0	0	0	10 611	4 195	0	0	0	4 195
01/08/00	5 981	0	0	0	5 981	10 611	0	0	0	10 611	4 195	0	0	0	4 195
Total	59 805	4 000	243 310	0	307 116	106 110	283	671 566	0	777 959	41 951	0	210 111	0	252 062

Tableau 0-5b – Facture d'électricité A5 Base MU (souscription client) relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches PTE, HPH et HCH

Coût Prime <i>F h T</i>	HPE						HCE						Global					
	Fixe		Proportionnelle		Globale		Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale		
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t			
01/11/99	1 974	0	0	0	1 974	1 481	0	0	0	1 481	24 241	0	189 128	0	213 369			
01/12/99	1 974	0	0	0	1 974	1 481	0	0	0	1 481	24 241	424	236 189	0	260 854			
01/01/00	1 974	0	0	0	1 974	1 481	0	0	0	1 481	24 241	2 924	249 707	0	276 872			
01/02/00	1 974	0	0	0	1 974	1 481	0	0	0	1 481	24 241	906	242 122	0	267 270			
01/03/00	1 974	0	0	0	1 974	1 481	0	0	0	1 481	24 241	28	207 842	0	232 112			
01/04/00	1 974	0	62 189	0	64 163	1 481	0	19 503	0	20 984	24 241	0	81 692	0	105 933			
01/05/00	1 974	32	69 770	0	71 776	1 481	0	19 746	0	21 226	24 241	32	89 516	0	113 789			
01/06/00	1 974	482	70 652	0	73 108	1 481	0	20 679	0	22 159	24 241	482	91 331	0	116 054			
01/07/00	1 974	20	66 061	0	68 055	1 481	0	21 066	0	22 547	24 241	20	87 127	0	111 388			
01/08/00	1 974	10	71 950	0	73 934	1 481	0	20 735	0	22 216	24 241	10	92 685	0	116 936			
Total	19 741	543	340 621	0	360 905	14 806	0	101 729	0	116 535	242 414	4 826	1 567 338	0	1 814 577			

Tableau 0-5c – Facture d'électricité A5 Base MU (souscription client) relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches HPE, HCE et Global

Puissance souscrite	1 111 kW		1 111 kW		1 111 kW		1 165 kW		1 165 kW		Globale
	PTE		HPH		HCH		HPE		HCE		
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	0	0	322 692	9	128 884	0	0	0	0	0	451 584
01/12/99	88 415	0	247 667	4	135 809	0	0	0	0	0	471 895
01/01/00	91 175	169	258 416	372	154 788	0	0	0	0	0	504 920
01/02/00	89 164	17	253 324	8	144 492	0	0	0	0	0	487 005
01/03/00	0	0	357 051	43	137 801	0	0	0	0	0	494 895
01/04/00	0	0	0	0	0	0	309 551	0	139 308	0	448 859
01/05/00	0	0	0	0	0	0	347 279	10	141 041	0	488 329
01/06/00	0	0	0	0	0	0	351 076	601	147 706	0	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	328 818	5	150 475	0	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	358 135	2	148 107	0	506 243
Total	268 755	186	1 439 149	435	701 774	0	1 694 858	617	726 636	0	4 832 410

Tableau 0-6a – Facture d'électricité A5 Base LU optimale relative aux consommations de l'existant – Quantités consommées

Coût	PTE					HPH					HCH					
	Prime <i>F h T</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99		9 873	0	0	0	9 873	17 376	269	122 820	0	140 465	6 713	0	33 974	0	40 687
01/12/99		9 873	0	56 612	0	66 485	17 376	217	94 263	0	111 856	6 713	0	35 799	0	42 513
01/01/00		9 873	2 396	58 487	0	70 756	17 376	2 946	98 495	0	118 817	6 713	0	40 802	0	47 516
01/02/00		9 873	615	57 103	0	67 591	17 376	223	96 418	0	114 017	6 713	0	38 088	0	44 802
01/03/00		9 873	0	0	0	9 873	17 376	908	135 910	0	154 195	6 713	0	36 324	0	43 038
01/04/00		9 873	0	0	0	9 873	17 376	0	0	0	17 376	6 713	0	0	0	6 713
01/05/00		9 873	0	0	0	9 873	17 376	0	0	0	17 376	6 713	0	0	0	6 713
01/06/00		9 873	0	0	0	9 873	17 376	0	0	0	17 376	6 713	0	0	0	6 713
01/07/00		9 873	0	0	0	9 873	17 376	0	0	0	17 376	6 713	0	0	0	6 713
01/08/00		9 873	0	0	0	9 873	17 376	0	0	0	17 376	6 713	0	0	0	6 713
Total		98 728	3 011	172 203	0	273 942	173 761	4 564	547 906	0	726 231	67 135	0	184 988	0	252 123

Tableau 0-6b – Facture d'électricité A5 Base LU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches PTE, HPH et HCH

Coût	HPE					HCE					Global					
	Prime <i>F h T</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99		3 313	0	0	0	3 313	2 485	0	0	0	2 485	39 760	269	156 794	0	196 823
01/12/99		3 313	0	0	0	3 313	2 485	0	0	0	2 485	39 760	217	186 675	0	226 652
01/01/00		3 313	0	0	0	3 313	2 485	0	0	0	2 485	39 760	5 343	197 784	0	242 887
01/02/00		3 313	0	0	0	3 313	2 485	0	0	0	2 485	39 760	838	191 609	0	232 207
01/03/00		3 313	0	0	0	3 313	2 485	0	0	0	2 485	39 760	908	172 234	0	212 903
01/04/00		3 313	0	57 886	0	61 199	2 485	0	17 901	0	20 386	39 760	0	75 787	0	115 547
01/05/00		3 313	51	64 943	0	68 307	2 485	0	18 124	0	20 608	39 760	51	83 067	0	122 878
01/06/00		3 313	799	65 764	0	69 876	2 485	0	18 980	0	21 465	39 760	799	84 744	0	125 303
01/07/00		3 313	31	61 490	0	64 834	2 485	0	19 336	0	21 821	39 760	31	80 826	0	120 617
01/08/00		3 313	15	66 971	0	70 300	2 485	0	19 032	0	21 517	39 760	15	86 003	0	125 779
Total		33 131	897	317 054	0	351 081	24 848	0	93 373	0	118 221	397 602	8 472	1 315 523	0	1 721 597

Tableau 0-6c – Facture d'électricité A5 Base LU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches HPE, HCE et Global

Puissance souscrite	1 081 kW		1 131 kW		1 131 kW		1 197 kW		1 197 kW		1 197 kW		Globale	
	Quantité kWh	PM Normale	Dépass ^t	HH Normale	Dépass ^t	HD Normale	Dépass ^t	HPE Normale	Dépass ^t	HCE Normale	Dépass ^t	JA Normale		Dépass ^t
01/11/99	90 407	73	0	0	361 105	0	0	0	0	0	0	0	0	451 584
01/12/99	74 157	10	397 728	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	471 895
01/01/00	76 729	114	427 854	224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	504 920
01/02/00	0	0	487 002	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	487 005
01/03/00	89 981	12	0	0	404 887	15	0	0	0	0	0	0	0	494 895
01/04/00	0	0	0	0	0	0	272 342	0	176 517	0	0	0	0	448 859
01/05/00	0	0	0	0	0	0	315 643	0	172 686	0	0	0	0	488 329
01/06/00	0	0	0	0	0	0	317 347	202	181 834	0	0	0	0	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	479 298	0	0	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	506 243	0	0	506 243
Total	331 273	208	1 312 583	227	765 992	15	905 331	202	531 037	0	985 541	0	4 832 410	

Tableau 0-7a – Facture d'électricité A8 EJP TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Quantités consommées

Coût Prime F h T	PM					HH					HD				
	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale Dépass ^t		Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale Dépass ^t		Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale Dépass ^t		Globale
01/11/99	34 356	2 359	44 137	273	81 125	15 024	0	0	0	15 024	5 226	0	69 260	0	74 486
01/12/99	34 356	603	36 203	37	71 199	15 024	23	113 671	2	128 719	5 226	0	0	0	5 226
01/01/00	34 356	2 947	37 459	426	75 188	15 024	1 888	122 281	839	140 031	5 226	0	0	0	5 226
01/02/00	34 356	0	0	0	34 356	15 024	113	139 185	11	154 333	5 226	0	0	0	5 226
01/03/00	34 356	529	43 929	46	78 860	15 024	0	0	0	15 024	5 226	214	77 657	57	83 154
01/04/00	34 356	0	0	0	34 356	15 024	0	0	0	15 024	5 226	0	0	0	5 226
01/05/00	34 356	0	0	0	34 356	15 024	0	0	0	15 024	5 226	0	0	0	5 226
01/06/00	34 356	0	0	0	34 356	15 024	0	0	0	15 024	5 226	0	0	0	5 226
01/07/00	34 356	0	0	0	34 356	15 024	0	0	0	15 024	5 226	0	0	0	5 226
01/08/00	34 356	0	0	0	34 356	15 024	0	0	0	15 024	5 226	0	0	0	5 226
Total	343 563	6 438	161 728	781	512 509	150 237	2 024	375 136	852	528 249	52 256	214	146 917	57	199 444

Tableau 0-7b – Facture d'électricité A8 EJP TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches PM, HH et HD

Annexe 2 – Factures optimales avec les consommations de l'existant

Coût Prime <i>F h T</i>	HPE					HCE					JA				
	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	0	0	1 383
01/12/99	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	0	0	1 383
01/01/00	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	0	0	1 383
01/02/00	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	0	0	1 383
01/03/00	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	0	0	1 383
01/04/00	3 458	0	54 441	0	57 899	4 841	0	20 882	0	25 723	1 383	0	0	0	1 383
01/05/00	3 458	0	63 097	0	66 555	4 841	0	20 429	0	25 270	1 383	0	0	0	1 383
01/06/00	3 458	667	63 438	759	68 322	4 841	0	21 511	0	26 352	1 383	0	0	0	1 383
01/07/00	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	64 274	0	65 657
01/08/00	3 458	0	0	0	3 458	4 841	0	0	0	4 841	1 383	0	67 887	0	69 270
Total	34 580	667	180 976	759	216 982	48 412	0	62 822	0	111 233	13 832	0	132 161	0	145 993

Tableau 0-7c – Facture d'électricité A8 EJP TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches HPE, HCE et JA

Coût Prime <i>F h T</i>	Global				
	Fixe		Proportionnelle		Globale
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	64 288	2 359	113 396	273	180 317
01/12/99	64 288	626	149 874	38	214 826
01/01/00	64 288	4 834	159 740	1 265	230 127
01/02/00	64 288	113	139 185	11	203 597
01/03/00	64 288	743	121 586	103	186 719
01/04/00	64 288	0	75 323	0	139 611
01/05/00	64 288	0	83 526	0	147 814
01/06/00	64 288	667	84 949	759	150 662
01/07/00	64 288	0	64 274	0	128 562
01/08/00	64 288	0	67 887	0	132 175
Total	642 879	9 343	1 059 740	2 449	1 714 410

Tableau 0-7d – Facture d'électricité A8 EJP TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût Global

Annexe 2 – Factures optimales avec les consommations de l'existant

Puissance souscrite	1 081 kW		1 131 kW		1 131 kW		1 165 kW		Globale
	PM		HM		DSM		SCM		
Quantité kWh	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	90 407	73	231 622	0	129 483	0	0	0	451 584
01/12/99	74 157	10	142 754	0	254 973	0	0	0	471 895
01/01/00	76 729	114	274 309	217	153 545	7	0	0	504 920
01/02/00	0	0	0	0	487 002	3	0	0	487 005
01/03/00	89 981	12	0	0	404 887	15	0	0	494 895
01/04/00	0	0	107 836	0	145 839	0	195 183	0	448 859
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329
01/06/00	0	0	0	0	110 381	40	388 362	600	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243
Total	331 273	208	756 521	217	1 686 110	66	2 057 399	616	4 832 410

Tableau 0-8a – Facture d'électricité A Modulable TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Quantités consommées

Coût	PM					HM					DSM					
	Prime FhT	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Globale			
01/11/99		34 356	2 359	44 137	273	81 125	11 758	0	76 667	0	88 424	9 798	0	26 829	0	36 627
01/12/99		34 356	603	36 203	37	71 199	11 758	0	47 252	0	59 009	9 798	14	52 830	2	62 644
01/01/00		34 356	2 947	37 459	426	75 188	11 758	1 852	90 796	812	105 219	9 798	218	31 814	27	41 857
01/02/00		34 356	0	0	0	34 356	11 758	0	0	0	11 758	9 798	68	100 907	11	110 784
01/03/00		34 356	529	43 929	46	78 860	11 758	0	0	0	11 758	9 798	262	83 893	57	94 010
01/04/00		34 356	0	0	0	34 356	11 758	0	35 694	0	47 451	9 798	0	30 218	0	40 016
01/05/00		34 356	0	0	0	34 356	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
01/06/00		34 356	0	0	0	34 356	11 758	0	0	0	11 758	9 798	410	22 871	149	33 228
01/07/00		34 356	0	0	0	34 356	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
01/08/00		34 356	0	0	0	34 356	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
Total		343 563	6 438	161 728	781	512 509	117 576	1 852	250 409	812	370 650	97 980	972	349 362	246	448 560

Tableau 0-8b – Facture d'électricité A Modulable TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût des tranches PM, HM et DSM

Annexe 2 – Factures optimales avec les consommations de l'existant

Coût Prime <i>F h T</i>	SCM					Global				
	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	8 075	0	0	0	8 075	63 987	2 359	147 632	273	214 251
01/12/99	8 075	0	0	0	8 075	63 987	617	136 286	38	200 927
01/01/00	8 075	0	0	0	8 075	63 987	5 017	160 070	1 265	230 339
01/02/00	8 075	0	0	0	8 075	63 987	68	100 907	11	164 973
01/03/00	8 075	0	0	0	8 075	63 987	792	127 821	103	192 702
01/04/00	8 075	0	26 096	0	34 171	63 987	0	92 008	0	155 995
01/05/00	8 075	71	65 288	36	73 470	63 987	71	65 288	36	129 382
01/06/00	8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	63 987	1 523	74 795	2 400	142 705
01/07/00	8 075	43	64 082	19	72 219	63 987	43	64 082	19	128 131
01/08/00	8 075	21	67 684	6	75 787	63 987	21	67 684	6	131 699
Total	80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	639 869	10 511	1 036 572	4 151	1 691 103

Tableau 0-8c – Facture d'électricité A Modulable TLU optimale relative aux consommations de l'existant – Coût tranche SCM et Global

Annexe 3 – Factures optimales en pratiquant le délestage

Puissance souscrite	1 024		1 131		1 131		1 165		
Quantité kWh	PM		HM		DSM		SCM		Globale
	Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹	
01/11/99	89 851	0	231 622	0	129 483	0	0	0	450 956
01/12/99	73 887	0	142 754	0	254 973	0	0	0	471 615
01/01/00	75 950	0	274 309	217	153 545	7	0	0	504 027
01/02/00	0	0	0	0	487 002	3	0	0	487 005
01/03/00	89 635	0	0	0	404 887	15	0	0	494 537
01/04/00	0	0	107 836	0	145 839	0	195 183	0	448 858
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329
01/06/00	0	0	0	0	110 381	40	388 362	600	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243
Total	329 323	0	756 521	217	1 686 110	66	2 057 399	616	4 830 251

Tableau 0-1a – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 – Quantités consommées

Coût Prime FhT	PM					HM					DSM				
	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
	Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹		Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹		Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹	
01/11/99	32 548	0	43 865	0	76 413	11 758	0	76 667	0	88 424	9 798	0	26 829	0	36 627
01/12/99	32 548	0	36 072	0	68 620	11 758	0	47 252	0	59 009	9 798	14	52 830	2	62 644
01/01/00	32 548	0	37 079	0	69 627	11 758	1 852	90 796	812	105 219	9 798	218	31 814	27	41 857
01/02/00	32 548	0	0	0	32 548	11 758	0	0	0	11 758	9 798	68	100 907	11	110 784
01/03/00	32 548	0	43 760	0	76 308	11 758	0	0	0	11 758	9 798	262	83 893	57	94 010
01/04/00	32 548	0	0	0	32 548	11 758	0	35 694	0	47 451	9 798	0	30 218	0	40 016
01/05/00	32 548	0	0	0	32 548	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
01/06/00	32 548	0	0	0	32 548	11 758	0	0	0	11 758	9 798	410	22 871	149	33 228
01/07/00	32 548	0	0	0	32 548	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
01/08/00	32 548	0	0	0	32 548	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
Total	325 481	0	160 775	0	486 256	117 576	1 852	250 409	812	370 650	97 980	972	349 362	246	448 560

Tableau 0-1b – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 – Coût des tranches PM, HM et DSM

Coût	SCM					Global					
	Prime <i>F hT</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99		8 075	0	0	0	8 075	62 179	0	147 361	0	209 540
01/12/99		8 075	0	0	0	8 075	62 179	14	136 154	2	198 348
01/01/00		8 075	0	0	0	8 075	62 179	2 070	159 689	839	224 777
01/02/00		8 075	0	0	0	8 075	62 179	68	100 907	11	163 164
01/03/00		8 075	0	0	0	8 075	62 179	262	127 652	57	190 150
01/04/00		8 075	0	26 096	0	34 171	62 179	0	92 008	0	154 186
01/05/00		8 075	71	65 288	36	73 470	62 179	71	65 288	36	127 574
01/06/00		8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	62 179	1 523	74 795	2 400	140 897
01/07/00		8 075	43	64 082	19	72 219	62 179	43	64 082	19	126 323
01/08/00		8 075	21	67 684	6	75 787	62 179	21	67 684	6	129 890
Total		80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	621 786	4 073	1 035 620	3 370	1 664 849

Tableau 0-1c – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 – Coût tranche SCM et Global

Puissance souscrite	1 024		1 071		1 131		1 165 kW		Globale	
	Quantité <i>kWh</i>	PM		HM		DSM		SCM		
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale		Dépass ^t
01/11/99	89 851	0	231 413	0	129 483	0	0	0	450 747	
01/12/99	73 887	0	142 601	0	254 973	0	0	0	471 462	
01/01/00	75 950	0	270 232	0	153 545	7	0	0	499 733	
01/02/00	0	0	0	0	487 002	3	0	0	487 005	
01/03/00	89 635	0	0	0	404 887	15	0	0	494 537	
01/04/00	0	0	107 744	0	145 839	0	195 183	0	448 766	
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329	
01/06/00	0	0	0	0	110 381	40	388 362	600	499 383	
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298	
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243	
Total	329 323	0	751 990	0	1 686 110	66	2 057 399	616	4 825 503	

Tableau 0-2a – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 & 2 – Quantités consommées

Coût	PM						HM						DSM								
	Prime		Fixe		Proportionnelle		Globale		Fixe		Proportionnelle		Globale		Fixe		Proportionnelle		Globale		
	<i>F h T</i>	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Globale	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Globale	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Globale	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Globale
01/11/99		32 548	0	43 865	0	76 413	11 139	0	76 598	0	87 736	9 798	0	26 829	0	36 627					
01/12/99		32 548	0	36 072	0	68 620	11 139	0	47 201	0	58 340	9 798	14	52 830	2	62 644					
01/01/00		32 548	0	37 079	0	69 627	11 139	0	89 447	0	100 586	9 798	218	31 814	27	41 857					
01/02/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 798	68	100 907	11	110 784					
01/03/00		32 548	0	43 760	0	76 308	11 139	0	0	0	11 139	9 798	262	83 893	57	94 010					
01/04/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	35 663	0	46 802	9 798	0	30 218	0	40 016					
01/05/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 798	0	0	0	9 798					
01/06/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 798	410	22 871	149	33 228					
01/07/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 798	0	0	0	9 798					
01/08/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 798	0	0	0	9 798					
Total		325 481	0	160 775	0	486 256	111 388	0	248 909	0	360 297	97 980	972	349 362	246	448 560					

Tableau 0-2b – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 & 2 – Coût des tranches PM, HM et DSM

Coût	SCM						Global					
	Prime		Fixe		Proportionnelle		Fixe		Proportionnelle		Globale	
	<i>F h T</i>	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Globale	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Globale	
01/11/99		8 075	0	0	0	8 075	61 560	0	147 292	0	208 852	
01/12/99		8 075	0	0	0	8 075	61 560	14	136 103	2	197 679	
01/01/00		8 075	0	0	0	8 075	61 560	218	158 340	27	220 144	
01/02/00		8 075	0	0	0	8 075	61 560	68	100 907	11	162 546	
01/03/00		8 075	0	0	0	8 075	61 560	262	127 652	57	189 531	
01/04/00		8 075	0	26 096	0	34 171	61 560	0	91 977	0	153 537	
01/05/00		8 075	71	65 288	36	73 470	61 560	71	65 288	36	126 955	
01/06/00		8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	61 560	1 523	74 795	2 400	140 278	
01/07/00		8 075	43	64 082	19	72 219	61 560	43	64 082	19	125 704	
01/08/00		8 075	21	67 684	6	75 787	61 560	21	67 684	6	129 272	
Total		80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	615 598	2 221	1 034 120	2 557	1 654 497	

Tableau 0-2c – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1 & 2 – Coût tranche SCM et Global

Puissance souscrite	1 024		1 071		1 071		1 165 kW		
Quantité kWh	PM		HM		DSM		SCM		Globale
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	89 851	0	231 413	0	129 447	0	0	0	450 710
01/12/99	73 887	0	142 601	0	254 218	0	0	0	470 707
01/01/00	75 950	0	270 232	0	152 771	0	0	0	498 952
01/02/00	0	0	0	0	483 361	0	0	0	483 361
01/03/00	89 635	0	0	0	403 600	0	0	0	493 235
01/04/00	0	0	107 744	0	145 824	0	195 183	0	448 751
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329
01/06/00	0	0	0	0	109 392	0	388 362	600	498 355
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243
Total	329 323	0	751 990	0	1 678 613	0	2 057 399	616	4 817 941

Tableau 0-3a – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1, 2 & 3 – Quantités consommées

Coût	PM					HM					DSM					
	Prime FhT	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Dépass ^t	Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Dépass ^t	Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Dépass ^t	Globale
01/11/99		32 548	0	43 865	0	76 413	11 139	0	76 598	0	87 736	9 119	0	26 821	0	35 940
01/12/99		32 548	0	36 072	0	68 620	11 139	0	47 201	0	58 340	9 119	0	52 674	0	61 793
01/01/00		32 548	0	37 079	0	69 627	11 139	0	89 447	0	100 586	9 119	0	31 654	0	40 773
01/02/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 119	0	100 152	0	109 271
01/03/00		32 548	0	43 760	0	76 308	11 139	0	0	0	11 139	9 119	0	83 626	0	92 745
01/04/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	35 663	0	46 802	9 119	0	30 215	0	39 333
01/05/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 119	0	0	0	9 119
01/06/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 119	0	22 666	0	31 785
01/07/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 119	0	0	0	9 119
01/08/00		32 548	0	0	0	32 548	11 139	0	0	0	11 139	9 119	0	0	0	9 119
Total		325 481	0	160 775	0	486 256	111 388	0	248 909	0	360 297	91 186	0	347 809	0	438 994

Tableau 0-3 – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1, 2 & 3 – Coût des tranches PM, HM et DSM

Coût	SCM					Global					
	Prime <i>F hT</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe	Proportionnelle		Globale	
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t		
01/11/99		8 075	0	0	0	8 075	60 880	0	147 284	0	208 165
01/12/99		8 075	0	0	0	8 075	60 880	0	135 947	0	196 827
01/01/00		8 075	0	0	0	8 075	60 880	0	158 179	0	219 060
01/02/00		8 075	0	0	0	8 075	60 880	0	100 152	0	161 033
01/03/00		8 075	0	0	0	8 075	60 880	0	127 386	0	188 266
01/04/00		8 075	0	26 096	0	34 171	60 880	0	91 974	0	152 854
01/05/00		8 075	71	65 288	36	73 470	60 880	71	65 288	36	126 276
01/06/00		8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	60 880	1 113	74 590	2 251	138 834
01/07/00		8 075	43	64 082	19	72 219	60 880	43	64 082	19	125 024
01/08/00		8 075	21	67 684	6	75 787	60 880	21	67 684	6	128 592
Total		80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	608 803	1 249	1 032 567	2 312	1 644 931

Tableau 0-3 – Facture d'électricité A Modulable TLU relative au délestage Tranche 1, 2 & 3 – Coût tranche SCM et Global

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Facture S2S		Niveau S2	Débit journalier 52 300 kWh . Jour ¹							
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Conso. de dépassement	Abonnement	Prime Fixe	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Prime Fixe de dépasse.	Prime Prop. de dépasse.	Facture mensuelle
novembre 99	812 202	54 990	75	3 508	9 053	87 799	0	466	21	100 847
décembre 99	866 162	54 261	0	3 508	9 053	93 632	0	339	0	106 533
janvier 00	934 250	60 105	13 698	3 508	9 053	100 992	0	1 351	4 515	119 419
février 00	621 576	28 420	0	3 508	9 053	67 192	-6 019	0	0	73 735
mars 00	731 678	43 889	0	3 508	9 053	79 094	-18 804	0	0	72 851
avril 00	422 063	26 472	0	3 508	9 053	43 430	-10 847	0	0	45 144
mai 00	193 327	12 835	0	3 508	9 053	19 893	-4 969	0	0	27 486
juin 00	118 152	12 835	0	3 508	9 053	12 158	-3 036	0	0	21 682
juillet 00	0	3 094	0	3 508	9 053	0	0	0	0	12 561
août 00	0	3 094	0	3 508	9 053	0	0	0	0	12 561
Total annuel	4 699 410	306 184	13 773	35 080	90 531	504 192	-43 675	2 156	4 536	617 943
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)										0,1315

Tableau 0-1 – Facture de gaz S2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Facture TEL		Niveau N1				
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	812 202	54 990	3 290	105 018	0	108 308
décembre 99	866 162	54 261	3 290	111 995	-4 370	110 915
janvier 00	934 250	60 105	3 290	120 798	-22 889	101 199
février 00	621 576	28 420	3 290	80 370	-15 229	68 431
mars 00	731 678	43 889	3 290	94 606	-17 926	79 970
avril 00	422 063	26 472	3 290	42 206	0	45 496
mai 00	193 327	12 835	3 400	20 802	-486	23 716
juin 00	118 152	12 835	3 400	12 713	-3 734	12 380
juillet 00	0	3 094	3 400	0	0	3 400
août 00	0	3 094	3 400	0	0	3 400
Total annuel	4 699 410	306 184	33 340	588 508	-64 634	564 014
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)						0,1200

Tableau 0-2 – Facture de gaz TEL avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1

Facture B2S		Niveau N1				
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	812 202	54 990	316	105 018	0	105 334
décembre 99	866 162	54 261	316	111 995	-5 020	107 291
janvier 00	934 250	60 105	316	120 798	-6 913	114 201
février 00	621 576	28 420	316	80 370	-4 600	76 086
mars 00	731 678	43 889	316	94 606	-5 414	89 507
avril 00	422 063	26 472	316	42 206	-3 123	39 399
mai 00	193 327	12 835	330	20 802	-1 895	19 237
juin 00	118 152	12 835	330	12 713	-1 158	11 885
juillet 00	0	3 094	330	0	0	330
août 00	0	3 094	330	0	0	330
Total annuel	4 699 410	306 184	3 216	588 508	-28 123	564 261
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)						0,1201

Tableau 0-3 – Facture de gaz B2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1

Facture B2I		Niveau N1			
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Facture mensuelle
novembre 99	812 202	54 990	72	105 830	105 902
décembre 99	866 162	54 261	72	112 861	112 933
janvier 00	934 250	60 105	72	121 733	121 805
février 00	621 576	28 420	72	80 991	81 064
mars 00	731 678	43 889	72	95 338	95 410
avril 00	422 063	26 472	72	54 995	55 067
mai 00	193 327	12 835	77	26 911	26 988
juin 00	118 152	12 835	77	16 447	16 524
juillet 00	0	3 094	77	0	77
août 00	0	3 094	77	0	77
Total annuel	4 699 410	306 184	742	615 105	616 001
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)					0,1311

Tableau 0-4 – Facture de gaz B2I avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Facture S2S		Niveau S2	Débit journalier 63 000 kWh . Jour ¹							
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Conso. de dépassement	Abonnement	Prime Fixe	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Prime Fixe de dépasse.	Prime Prop. de dépasse.	Facture mensuelle
novembre 99	1 435 667	65 472	0	3 508	10 905	155 196	0	428	0	170 037
décembre 99	1 246 445	63 524	0	3 508	10 905	134 741	0	91	0	149 245
janvier 00	1 508 595	67 420	3 810	3 508	10 905	163 079	-30 601	765	1 256	148 912
février 00	621 576	28 420	0	3 508	10 905	67 192	-15 975	0	0	65 631
mars 00	731 678	43 889	0	3 508	10 905	79 094	-18 804	0	0	74 704
avril 00	712 626	58 519	0	3 508	10 905	73 329	-18 314	0	0	69 428
mai 00	193 327	12 835	0	3 508	10 905	19 893	-4 969	0	0	29 338
juin 00	118 152	12 835	0	3 508	10 905	12 158	-3 036	0	0	23 535
juillet 00	0	3 094	0	3 508	10 905	0	0	0	0	14 413
août 00	0	3 094	0	3 508	10 905	0	0	0	0	14 413
Total annuel	6 568 065	365 290	3 810	35 080	109 053	704 682	-91 699	1 284	1 256	788 482
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)										0,1200

Tableau 0-5 – Facture de gaz S2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2

Facture S2S		Niveau S2	Débit journalier 63 000 kWh . Jour ¹							
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Conso. de dépassement	Abonnement	Prime Fixe	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Prime Fixe de dépasse.	Prime Prop. de dépasse.	Facture mensuelle
novembre 99	1 767 913	65 472	0	3 508	10 905	191 111	0	428	0	205 953
décembre 99	1 835 474	65 472	0	3 508	10 905	198 415	-22 144	428	0	191 112
janvier 00	1 869 971	67 420	3 810	3 508	10 905	202 144	-48 058	765	1 256	170 520
février 00	1 697 037	58 519	0	3 508	10 905	183 450	-43 614	0	0	154 249
mars 00	1 814 074	58 519	0	3 508	10 905	196 101	-46 622	0	0	163 893
avril 00	1 114 913	58 519	0	3 508	10 905	114 725	-28 653	0	0	100 485
mai 00	193 327	12 835	0	3 508	10 905	19 893	-4 969	0	0	29 338
juin 00	492 485	58 519	0	3 508	10 905	50 677	-12 657	0	0	52 433
juillet 00	0	3 094	0	3 508	10 905	0	0	0	0	14 413
août 00	0	3 094	0	3 508	10 905	0	0	0	0	14 413
Total annuel	10 785 194	457 650	3 810	35 080	109 053	1 156 516	-206 717	1 621	1 256	1 125 635
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)										0,1044

Tableau 0-6 – Facture de gaz S2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Facture TEL		Niveau N1				
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	1 435 667	65 472	3 290	185 632	0	188 922
décembre 99	1 246 445	63 524	3 290	161 165	-28 962	135 494
janvier 00	1 508 595	67 420	3 290	195 061	-36 961	161 391
février 00	621 576	28 420	3 290	80 370	-15 229	68 431
mars 00	731 678	43 889	3 290	94 606	-17 926	79 970
avril 00	712 626	58 519	3 290	71 263	-3 717	70 836
mai 00	193 327	12 835	3 400	20 802	-6 109	18 093
juin 00	118 152	12 835	3 400	12 713	-3 734	12 380
juillet 00	0	3 094	3 400	0	0	3 400
août 00	0	3 094	3 400	0	0	3 400
Total annuel	6 568 065	365 290	33 340	821 612	-112 636	749 115
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)						0,1141

Tableau 0-7 – Facture de gaz TEL avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2

Facture B2S		Niveau N1				
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	1 435 667	65 472	316	185 632	-3 224	182 724
décembre 99	1 246 445	63 524	316	161 165	-9 224	152 258
janvier 00	1 508 595	67 420	316	195 061	-11 164	184 214
février 00	621 576	28 420	316	80 370	-4 600	76 086
mars 00	731 678	43 889	316	94 606	-5 414	89 507
avril 00	712 626	58 519	316	71 263	-5 273	66 305
mai 00	193 327	12 835	330	20 802	-1 895	19 237
juin 00	118 152	12 835	330	12 713	-1 158	11 885
juillet 00	0	3 094	330	0	0	330
août 00	0	3 094	330	0	0	330
Total annuel	6 568 065	365 290	3 216	821 612	-41 951	783 536
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)						0,1193

Tableau 0-8 – Facture de gaz B2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2

Facture B2I		Niveau N1			
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Facture mensuelle
novembre 99	1 435 667	65 472	72	187 067	187 140
décembre 99	1 246 445	63 524	72	162 412	162 484
janvier 00	1 508 595	67 420	72	196 570	196 642
février 00	621 576	28 420	72	80 991	81 064
mars 00	731 678	43 889	72	95 338	95 410
avril 00	712 626	58 519	72	92 855	92 928
mai 00	193 327	12 835	77	26 911	26 988
juin 00	118 152	12 835	77	16 447	16 524
juillet 00	0	3 094	77	0	77
août 00	0	3 094	77	0	77
Total annuel	6 568 065	365 290	742	858 591	859 486
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)					0,1309

Tableau 0-9 – Facture de gaz B2I avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1 & 2

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Facture TEL		Niveau N1				
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	1 767 913	65 472	3 290	228 591	-6 564	225 317
décembre 99	1 835 474	65 472	3 290	237 327	-44 969	195 648
janvier 00	1 869 971	67 420	3 290	241 787	-45 814	199 263
février 00	1 697 037	58 519	3 290	219 427	-41 577	181 139
mars 00	1 814 074	58 519	3 290	234 560	-44 445	193 405
avril 00	1 114 913	58 519	3 290	111 491	-16 992	97 789
mai 00	193 327	12 835	3 400	20 802	-6 109	18 093
juin 00	492 485	58 519	3 400	52 991	-15 563	40 829
juillet 00	0	3 094	3 400	0	0	3 400
août 00	0	3 094	3 400	0	0	3 400
Total annuel	10 785 194	457 650	33 340	1 346 977	-222 033	1 165 083
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)						0,1080

Tableau 0-10 – Facture de gaz TEL avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3

Facture B2S		Niveau N1				
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Réduction hors Interruptibilité	Facture mensuelle
novembre 99	1 767 913	65 472	316	228 591	-5 683	223 225
décembre 99	1 835 474	65 472	316	237 327	-13 583	224 060
janvier 00	1 869 971	67 420	316	241 787	-13 838	228 265
février 00	1 697 037	58 519	316	219 427	-12 558	207 185
mars 00	1 814 074	58 519	316	234 560	-13 424	221 452
avril 00	1 114 913	58 519	316	111 491	-8 250	103 557
mai 00	193 327	12 835	330	20 802	-1 895	19 237
juin 00	492 485	58 519	330	52 991	-4 826	48 495
juillet 00	0	3 094	330	0	0	330
août 00	0	3 094	330	0	0	330
Total annuel	10 785 194	457 650	3 216	1 346 977	-74 056	1 276 796
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)						0,1184

Tableau 0-11 – Facture de gaz B2S avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3

Facture B2I		Niveau N1			
Mois	Conso. Gaz	Débit journalier maxi	Abonnement	Prime Proportionnelle	Facture mensuelle
novembre 99	1 767 913	65 472	72	230 359	230 431
décembre 99	1 835 474	65 472	72	239 162	239 235
janvier 00	1 869 971	67 420	72	243 657	243 730
février 00	1 697 037	58 519	72	221 124	221 196
mars 00	1 814 074	58 519	72	236 374	236 446
avril 00	1 114 913	58 519	72	145 273	145 346
mai 00	193 327	12 835	77	26 911	26 988
juin 00	492 485	58 519	77	68 554	68 631
juillet 00	0	3 094	77	0	77
août 00	0	3 094	77	0	77
Total annuel	10 785 194	457 650	742	1 411 415	1 412 310
Prix moyen annuel du gaz (F HT / kWh PCS)					0,1309

Tableau 0-12 – Facture de gaz B2I avec conduite de la centrale en A Modulable Tranche 1, 2 & 3

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Puissance souscrite	0		1 131		1 131		1 165		
Quantité kWh	PM		HM		DSM		SCM		Globale
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	0	0	231 622	0	129 483	0	0	0	361 105
01/12/99	0	0	142 754	0	254 973	0	0	0	397 728
01/01/00	0	0	274 309	217	153 545	7	0	0	428 078
01/02/00	0	0	0	0	487 002	3	0	0	487 005
01/03/00	0	0	0	0	404 887	15	0	0	404 902
01/04/00	0	0	107 836	0	145 839	0	195 183	0	448 858
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329
01/06/00	0	0	0	0	110 381	40	388 362	600	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243
Total	0	0	756 521	217	1 686 110	66	2 057 399	616	4 500 929

Tableau 0-13a – Facture d’électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 – Quantités consommées

Coût Prime F h T	PM					HM					DSM				
	Fixe	Proportionnelle		Globale		Fixe	Proportionnelle		Globale		Fixe	Proportionnelle		Globale	
		Normale	Dépass ^t				Normale	Dépass ^t				Normale	Dépass ^t		Normale
01/11/99	0	0	-8 330	0	-8 330	11 758	0	76 667	0	88 424	9 798	0	26 829	0	36 627
01/12/99	0	0	-7 360	0	-7 360	11 758	0	47 252	0	59 009	9 798	14	52 830	2	62 644
01/01/00	0	0	-6 531	0	-6 531	11 758	1 852	90 796	812	105 219	9 798	218	31 814	27	41 857
01/02/00	0	0	0	0	0	11 758	0	0	0	11 758	9 798	68	100 907	11	110 784
01/03/00	0	0	-8 302	0	-8 302	11 758	0	0	0	11 758	9 798	262	83 893	57	94 010
01/04/00	0	0	0	0	0	11 758	0	35 694	0	47 451	9 798	0	30 218	0	40 016
01/05/00	0	0	0	0	0	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
01/06/00	0	0	0	0	0	11 758	0	0	0	11 758	9 798	410	22 871	149	33 228
01/07/00	0	0	0	0	0	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
01/08/00	0	0	0	0	0	11 758	0	0	0	11 758	9 798	0	0	0	9 798
Total	0	0	-30 524	0	-30 524	117 576	1 852	250 409	812	370 650	97 980	972	349 362	246	448 560

Tableau 0-13b – Facture d’électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 – Coût des tranches PM, HM et DSM

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Coût Prime <i>F hT</i>	SCM					Global				
	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	8 075	0	0	0	8 075	29 631	0	95 165	0	124 796
01/12/99	8 075	0	0	0	8 075	29 631	14	92 722	2	122 368
01/01/00	8 075	0	0	0	8 075	29 631	2 070	116 079	839	148 619
01/02/00	8 075	0	0	0	8 075	29 631	68	100 907	11	130 616
01/03/00	8 075	0	0	0	8 075	29 631	262	75 591	57	105 541
01/04/00	8 075	0	26 096	0	34 171	29 631	0	92 008	0	121 638
01/05/00	8 075	71	65 288	36	73 470	29 631	71	65 288	36	95 026
01/06/00	8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	29 631	1 523	74 795	2 400	108 349
01/07/00	8 075	43	64 082	19	72 219	29 631	43	64 082	19	93 775
01/08/00	8 075	21	67 684	6	75 787	29 631	21	67 684	6	97 342
Total	80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	296 306	4 073	844 321	3 370	1 148 070

Tableau 0-13c – Facture d'électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 – Coût tranche SCM et Global

Puissance souscrite	0		0		1 131		1 165		Globale
	PM		HM		DSM		SCM		
	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
Quantité <i>kWh</i>									
01/11/99	0	0	0	0	129 483	0	0	0	129 483
01/12/99	0	0	0	0	254 973	0	0	0	254 974
01/01/00	0	0	0	0	153 545	7	0	0	153 552
01/02/00	0	0	0	0	487 002	3	0	0	487 005
01/03/00	0	0	0	0	404 887	15	0	0	404 902
01/04/00	0	0	0	0	145 839	0	195 183	0	341 022
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329
01/06/00	0	0	0	0	110 381	40	388 362	600	499 383
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243
Total	0	0	0	0	1 686 110	66	2 057 399	616	3 744 191

Tableau 0-14a – Facture d'électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 & 2 – Quantités consommées

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Coût	PM						HM						DSM					
	Prime <i>F h T</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe	Proportionnelle		Globale	Fixe	Proportionnelle		Globale				
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t		Normale	Dépass ^t		
01/11/99		0	0	-8 330	0	-8 330	0	0	-50 890	0	-50 890	9 798	0	26 829	0	36 627		
01/12/99		0	0	-7 360	0	-7 360	0	0	-32 049	0	-32 049	9 798	14	52 830	2	62 644		
01/01/00		0	0	-6 531	0	-6 531	0	0	-44 958	0	-44 958	9 798	218	31 814	27	41 857		
01/02/00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 798	68	100 907	11	110 784		
01/03/00		0	0	-8 302	0	-8 302	0	0	0	0	0	9 798	262	83 893	57	94 010		
01/04/00		0	0	0	0	0	0	0	-18 568	0	-18 568	9 798	0	30 218	0	40 016		
01/05/00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 798	0	0	0	9 798		
01/06/00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 798	410	22 871	149	33 228		
01/07/00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 798	0	0	0	9 798		
01/08/00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 798	0	0	0	9 798		
Total		0	0	-30 524	0	-30 524	0	0	-146 465	0	-146 465	97 980	972	349 362	246	448 560		

Tableau 0-14b – Facture d’électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 & 2 – Coût des tranches PM, HM et DSM

Coût	SCM						Global					
	Prime <i>F h T</i>	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe	Proportionnelle		Globale		
		Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t			Normale	Dépass ^t			
01/11/99		8 075	0	0	0	8 075	17 873	0	-32 391	0	-14 518	
01/12/99		8 075	0	0	0	8 075	17 873	14	13 421	2	31 310	
01/01/00		8 075	0	0	0	8 075	17 873	218	-19 675	27	-1 557	
01/02/00		8 075	0	0	0	8 075	17 873	68	100 907	11	118 859	
01/03/00		8 075	0	0	0	8 075	17 873	262	75 591	57	93 783	
01/04/00		8 075	0	26 096	0	34 171	17 873	0	37 746	0	55 619	
01/05/00		8 075	71	65 288	36	73 470	17 873	71	65 288	36	83 268	
01/06/00		8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	17 873	1 523	74 795	2 400	96 591	
01/07/00		8 075	43	64 082	19	72 219	17 873	43	64 082	19	82 017	
01/08/00		8 075	21	67 684	6	75 787	17 873	21	67 684	6	85 585	
Total		80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	178 729	2 221	447 448	2 557	630 955	

Tableau 0-14c – Facture d’électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1 & 2 – Coût tranche SCM et Global

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Puissance souscrite	0		0		0		1 165		Globale
	PM	HM	DSM	SCM					
Quantité kWh	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	Normale	Dépass ^t	
01/11/99	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/12/99	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/02/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/03/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/04/00	0	0	0	0	0	0	195 183	0	195 183
01/05/00	0	0	0	0	0	0	488 319	10	488 329
01/06/00	0	0	0	0	0	0	388 362	600	388 962
01/07/00	0	0	0	0	0	0	479 293	5	479 298
01/08/00	0	0	0	0	0	0	506 241	2	506 243
Total	0	0	0	0	0	0	2 057 399	616	2 058 015

Tableau 0-15a – Facture d’électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1, 2 & 3 – Quantités consommées

Coût Prime F h T	PM				HM				DSM						
	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Globale	Fixe Normale	Dépass ^t	Proportionnelle Normale	Globale			
01/11/99	0	0	-8 330	0	-8 330	0	0	-50 890	0	-50 890	0	0	-16 342	0	-16 342
01/12/99	0	0	-7 360	0	-7 360	0	0	-32 049	0	-32 049	0	0	-25 476	0	-25 476
01/01/00	0	0	-6 531	0	-6 531	0	0	-44 958	0	-44 958	0	0	-17 000	0	-17 000
01/02/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-41 536	0	-41 536
01/03/00	0	0	-8 302	0	-8 302	0	0	0	0	0	0	0	-44 919	0	-44 919
01/04/00	0	0	0	0	0	0	0	-18 568	0	-18 568	0	0	-18 165	0	-18 165
01/05/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/06/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11 424	0	-11 424
01/07/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/08/00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	-30 524	0	-30 524	0	0	-146 465	0	-146 465	0	0	-174 863	0	-174 863

Tableau 0-15b – Facture d’électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1, 2 & 3 – Coût des tranches PM, HM et DSM

Annexe 4 – Factures optimales avec effacement par cogénération

Coût Prime <i>F hT</i>	SCM					Global				
	Fixe		Proportionnelle		Globale	Fixe		Proportionnelle		Globale
	Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹		Normale	Dépass ¹	Normale	Dépass ¹	
01/11/99	8 075	0	0	0	8 075	8 075	0	-75 563	0	-67 488
01/12/99	8 075	0	0	0	8 075	8 075	0	-64 885	0	-56 810
01/01/00	8 075	0	0	0	8 075	8 075	0	-68 489	0	-60 414
01/02/00	8 075	0	0	0	8 075	8 075	0	-41 536	0	-33 461
01/03/00	8 075	0	0	0	8 075	8 075	0	-53 221	0	-45 146
01/04/00	8 075	0	26 096	0	34 171	8 075	0	-10 637	0	-2 562
01/05/00	8 075	71	65 288	36	73 470	8 075	71	65 288	36	73 470
01/06/00	8 075	1 113	51 924	2 251	63 363	8 075	1 113	40 500	2 251	51 939
01/07/00	8 075	43	64 082	19	72 219	8 075	43	64 082	19	72 219
01/08/00	8 075	21	67 684	6	75 787	8 075	21	67 684	6	75 787
Total	80 749	1 249	275 074	2 312	359 384	80 749	1 249	-76 777	2 312	7 532

Tableau 0-15c – Facture d'électricité A Modulable TLU avec conduite de la centrale en Tranche 1, 2 & 3 – Coût tranche SCM et Global

Références

- [1] H. ABDALLAH
Analyse énergétique, exergetique et économique des cycles à turbine à combustion
Thèse de Doctorat – Nov. 1998
- [2] B. PIERRE
Dimensionnement des échangeurs de chaleur
Revue Générale de Thermique n°260, 261 – Août Sept 1983
- [3] J.P. GOURLIA et A. CAVAILLES
Expertise de procédés par diagrammes température / enthalpie
Entropie n°160 – 1991
- [4] J.P. GOURLIA
La méthode du pincement ou exploitation des diagrammes température / enthalpie
Revue Générale de Thermique n°327 – Mars 1989
- [5] R. GICQUEL
Méthode d'optimisation systémique basée sur l'intégration thermique par extension
de la méthode du pincement. Application à la cogénération avec production de
vapeur.
Revue Générale de Thermique n°406 – Oct 1995
- [6] J.K. CLARK, J and NORMANN, E. HELMICK
How to optimize the design of stream system
Chemical engineering – Mar 1980
- [7] R.T. COUCH, G.D. STACY, B.F. HOUSTON and L.D. GAINES
Allocation of plant energy resources
CEP – Oct 1981
- [8] J.C. DUCROCQ
Optimal energy management in a complex system with mixed-integer programming
AFCET Gauthier – Villars
- [9] C. CHATELAIN, J.C. DUCROCQ, B. MIGNARD, M. COEYTAUX
Optimisation technico-économique des processus énergétiques – Gestion optimale de
l'énergie dans l'industrie
Technique de l'Ingénieur – Tome B 1282
- [10] J.C. DUCROCQ, D. SAUMON

Optimisation technico-économique des processus énergétiques – Concepts et méthodes générales
Technique de l'ingénieur – Tome B 1280

- [11] M. PARDESSUS, J.S. BINET, E. MURATORE
Gestion de l'énergie à la papeterie de La Rochette VENIZEL
Revue ATIP. Vol. 42 n°5 – Mai 1988
- [12] D. KLEIN, E. MURATORE
Modélisation technico-économique d'une usine intégrée de pâte à haut rendement de papier
Revue ATIP. Vol. 43 n°5 – Mai 1989
- [13] K. ITO, R. YOKOYAMA, T. SHIBA
Optimal operation of a diesel engine cogeneration plant including a heat storage tank
Journal of engineering for gas turbines and powers, Vol 114 – Oct 1992
- [14] O. LE CORRE
Optimisation de la conduite et du dimensionnement d'installation de cogénération
Thèse de Docorta – Sept 1995
- [15] D. ROMARY, R. BENELMIR, M. FEIDT
Etude technico-économique d'un système à cogénération d'énergie; cas des hôpitaux de Brabois
Rapport contractuel LEMTA / EDF DER / CHU de Brabois – Juin 1998
- [16] M. TAZEROUT
Systèmes énergétiques basés sur les moteurs à combustion interne
Mémoire d'Habilitation à Diriger des recherches – Juin 2001

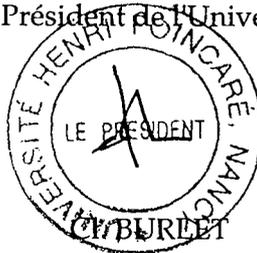
Monsieur ROMARY David

DOCTORAT de l'UNIVERSITE HENRI POINCARÉ, NANCY-I
en MECANIQUE & ENERGETIQUE

VU, APPROUVÉ ET PERMIS D'IMPRIMER

Nancy, le 10 DEC. 2001 n. 563

Le Président de l'Université



Résumé

La fin du XX^{ème} siècle a été marquée par une tendance à la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz au niveau mondial. Cette libéralisation des marchés énergétiques s'accompagne d'une multitude d'offres de fourniture mises en concurrence (par analogie au marché des télécommunications). Le consommateur final est confronté à un choix rendu difficile par le manque de « lisibilité » et par la diversité des offres tarifaires. Il lui est indispensable de maîtriser ses profils de consommation afin d'identifier les souscriptions énergétiques qui lui seront les plus favorables.

L'objectif de cette étude est de modéliser cette problématique afin d'avoir à disposition un outil de contrôle de ces enjeux.

Elle présente l'élaboration d'une méthode d'évaluation « globale ». Le modèle développé intègre les profils des consommations en eau chaude et en électricité du consommateur, les équipements de production et de distribution d'énergie en sa possession, et les souscriptions d'énergie gaz et électricité accessibles par ce type de consommateur.

Il met en relief les économies potentielles dégagées par trois types d'études. La première consiste à déterminer les souscriptions optimales avec les profils de consommation existants. La seconde étude propose d'écarter une partie des consommations et de définir les conduites et souscriptions optimales. La troisième propose un effacement partiel des consommations via l'intégration d'une cogénération et localise les conduites et souscriptions optimales.

Les résultats issus de ces trois études sont argumentés par des études de sensibilités intégrant comme critère des perturbations sur les consommations d'énergie ainsi que sur les barèmes de prix.

Les bases de données implantées dans le modèle ont permis de prendre pour exemple un consommateur occupant un immeuble de bureau (tertiaire). Elles s'adaptent également à des consommateurs du type hôpital, université, aéroport, ensemble sportif, grande distribution, réseau de chaleur, petite industrie...

Un nouvel outil d'aide à la décision pour le consommateur d'énergie est bien mis en évidence aux travers des résultats obtenus.

Les trois principales perspectives de développement de ce modèle sont les suivantes :

Intégrer les besoins du consommateur en eau glacée et comparer les résultats issus de diverses simulations avec choix de conduites et d'équipements de production disponibles (compresseur mécanique / thermique de vapeur, trigénération) pour définir les cas rentables,

Elargir la base de données de l'outil de simulation à d'autres souscriptions disponibles pour d'autres marchés et / ou d'autres pays. Avec l'ouverture et la libéralisation des marchés de l'énergie, l'apparition de nouvelles souscriptions pourront être intégrées et testées. Pour le consommateur, ou d'autres utilisateurs, cet outil pourrait être très précieux dans un contexte dynamique lié à la concurrence qui s'exercera sur ces marchés.

L'utilisation du modèle pour d'autres types de consommateurs, notamment plus petits, permettra d'appréhender la décentralisation des centres de production. La mini et micro cogénération pourront être simulées pour exploiter ces marchés encore peu utilisés en France.

Mots clefs

Modélisation, consommateur, énergie, courbe de charge, électricité, gaz, chaleur, fioul, tarif, souscription, libéralisation, conduite, délestage, écrêtage, effacement, cogénération, économie, investissement, temps de retour