Ingénieurs Conseils
Ingenieure & Berater
Consulting Engineers

ScanE Genève - MM. R. Beck, G. Ferrarris

Quartier solaire FLORENCE-CHAMPENDAL

AVANT-PROJET SOMMAIRE

RAPPORT TECHNIQUE version 22.12.2008

6614.04 RN005-APS 081222 Lausanne, le 22 décembre 2008

ScanE Genève - MM. R. Beck, G. Ferrarris

Quartier solaire FLORENCE-CHAMPENDAL

AVANT-PROJET SOMMAIRE

RAPPORT TECHNIQUE version 22.12.2008

Version	-	a	b
Document	6614.04 RN005-APS 081222		
Date	22 décembre 2008		
Elaboration	Ch. Cornu		
Visa	J.-B. Brunet		
Collaboration	BG: O. Ouzilou BASE Consultant: J.-C. Hadorn Geomod: S. Commend SUPSI: D. Pahud		
Distribution	ScanE: R. Beck, ScanE: G. Ferraris KMS: T. Müller KMS: P. Corbat DCTI: V. Schroeter, DCTI: G. Tirvaudey SIG: M. Monnard SIG: M. J.-E. Felix		

© BG

BG Ingénieurs Conseils SA - Avenue de Cour 61 - Case postale 241 - CH-1001 Lausanne
+41 21 618 11 11 +41 21 618 11 22 lausanne@bg-21.com www.bg-21.com 630 716

APS, version 22 décembre 2008

Table des matières

		Page
0.	**Introduction**	**1**
0.1	Historique	1
0.1.1	Projet	1
0.1.2	Quartier	1
0.1.3	Programme	1
0.2	Mandat	2
0.3	Structure du document	2
1.	**Données de base**	**3**
1.1	Site	3
1.1.1	Bâtiments concernés	3
1.1.2	Disposition des lieux	3
1.1.3	Libertés et contraintes	3
1.2	Besoins en énergie et puissance	3
1.3	Températures	5
1.3.1	Données Météorologiques	5
1.3.2	Températures nominale du chauffage	5
1.3.3	Température de l'eau chaude	5
1.4	Surfaces de panneaux solaires	5
1.4.1	Bâtiments neufs de Florence et de Champendal	6
1.4.2	Collège et Ecole de Commerce Emile Gourd	6
1.4.3	Surfaces des toitures du Cycle d'Orientation de la Florence	7
1.4.4	Rénovation du CO	8
1.4.5	Renforcement des toitures	8
1.5	Pente des capteurs	8
1.6	Stock en terre	8
1.6.1	Implantation du stock en terre	8
1.6.2	Construire sur le stock ?	9
1.7	Nature du sous-sol	10
1.7.1	Géotechnique	10
1.7.2	Géothermie	10
2.	**Système thermique**	**11**
2.1	Principes	11
2.2	Production d'eau chaude	11
2.3	Chauffer les locaux	11
2.4	Schéma hydraulique d'immeuble	12
2.5	Séquences d'exploitation	12
3.	**Modélisation de comportement thermique du stock en terre**	**13**
3.1	But	13
3.2	Rapport Géomod	13
4.	**Performances de l'ensemble**	**13**
4.1	Rapport de D. Pahud du SUPSI	13

4.2	Résultats	13
4.3	Explorations particulières	15
5.	**Coûts**	**15**
5.1	Prix	15
5.2	Investissement	15
5.3	Capteurs solaires	15
5.4	Taille du projet	16
5.4.1	Plus petit ?	16
5.4.2	Plus grand ?	16
6.	**Référence Neckarsulm**	**17**
6.1	Description sommaire	17
6.2	Résultats	17
6.3	Visite sur place	18
6.3.1	Site	18
6.3.2	Trop haute température	19
6.3.3	Option du quartier solaire Champendal -Florence	19
7.	**Incertitudes**	**20**
7.1	Autorisation de construire	20
7.2	Coûts	20
7.2.1	Investissements	20
7.2.2	Exploitation	20
7.3	Partenaires	20
7.4	Données de base	21
7.4.1	Site	21
7.4.2	Bâtiments concernés	21
7.4.3	Besoins en énergie et puissance	22
7.4.4	Capteurs solaires	22
7.5	Système technique	22
7.5.1	Stock en terre	22
7.5.2	Stocks tampon à eau	22
7.5.3	Capteurs solaires	23
7.5.4	Fonctionnement	23
7.6	Performances	23
7.6.1	Modélisation de comportement thermique du stock en terre	23
7.6.2	Optimisations du système complet	23
7.6.3	Utilisateurs de chaleur	24
8.	**Conclusion**	**25**
8.1	Faisabilité	25
8.2	Avant-projet définitif (APD)	25
8.3	Projet d'exécution	25
8.4	Réalisation	26
8.5	Exploitation	26

Annexes

1. Situation du quartier Florence-Champendal, plan KMS 560-604.A.01, 1 page A4
2. Plan des toitures "Extensions et Rénovations du C.O. de la Florence"
3. Outil de simulation fine du stock en terre, rapport 3_GeoMod_4 aout 08, 4 pages A4, et son annexe de 7 pages A4
4. Simulation du système complet, rapport de Dr Daniel Pahud, SUPSI: Central Heating Plant with a seasonal Storage (CSHPSS) at Florence, Geneva, Analysis and design by dynamic system simulations, "Florence provisoire" 30 pages A4.

0. Introduction

0.1 Historique

0.1.1 Projet

Les maîtres de l'ouvrage du *PLQ – Chemin de la Florence* souhaitent chauffer et produire l'eau chaude de leurs 9 bâtiments de logements autant que possible sans énergie fossile. Les études exploratoires ont porté notamment sur la combinaison des mesures suivantes:

- immeubles à basse consommation répondant aux exigences Minergie ou Minergie-P,
- capteurs solaires thermiques en toiture,
- stock en terre centralisé pour l'accumulation saisonnière de la chaleur solaire,
- chaudières à gaz pour un appoint décentralisé par bâtiment.

Une alternative décentralisée par bâtiment a également été explorée avec des pompes à chaleur à sondes terrestres et des capteurs photovoltaïques, cette option externalisant le stockage chez les fournisseurs d'électricité.

L'exploration hydrogéologique du lieu, par consultation des données du Service cantonal de Géologie et par un forage de reconnaissance, montre que le sous-sol ne présente pas de contre-indication pour l'implantation d'un stockage de chaleur en terre.

Pour ne pas passer à côté d'une opportunité d'importance stratégique cantonale, le ScanE souhaite proposer une alternative crédible aux maîtres de l'ouvrage du quartier de la Florence, en leur offrant, par exemple, la possibilité d'acheter de la chaleur solaire par un équipement de chauffage à distance financé indépendamment des immeubles. L'intérêt du ScanE est d'explorer et d'apprendre à utiliser un tel dispositif qui s'inscrit parfaitement dans les objectifs de la politique énergétique cantonale. Aujourd'hui, les Services industriels de Genève (SIG) confirment leur intérêt de participer à ce projet.

0.1.2 Quartier

Le facteur d'échelle joue en faveur des stocks de chaleur de grande taille. Dans cette perspective, le ScanE souhaite évaluer une alimentation en chaleur solaire avec stock saisonnier étendue au quartier. Seraient ainsi raccordés les immeubles neufs des PLQ de Florence et de Champendal, en cours de planification, et les bâtiments publics voisins existants, soit le Cycle d'Orientation professionnelle de la Florence et le Collège et Ecole de Commerce Emile Gourd, dont une rénovation est en préparation. Un projet "Les hauts de Malagnou" pourrait aussi entrer en considération.

0.1.3 Programme

- Echéance critique : Décider à temps la réalisation de cette infrastructure pour adapter les bâtiments de Florence et de Champendal.
- Programme Florence :

Chantier	dès mars 2009
Soumissions	dès décembre 2008
Options thermiques	janvier 2009

0.2 Mandat

Sur la base de l'offre du 28 mai 2008, le ScanE a mandaté BG pour étudier la faisabilité du chauffage solaire de ce quartier avec un stockage saisonnier.

BG s'est entourée de compétences externes pour constituer l'équipe suivante:

BG, Ch. Cornu	Direction du projet Traitement du système énergétique complet Gestion et coordination des missions spécialisées Calcul des coûts
Base Consultant, J.-C. Hadorn	Conseils méthodologiques et technologiques Pilotage des simulations de Daniel Pahud et de Geomod Evaluation technique et financière
Supsi, TI Daniel Pahud	Dimensionnement par simulations dynamiques du système de chauffage solaire avec utilisateurs, capteurs, stockage journalier et stockage saisonnier de chaleur dans le terrain.
Geomod, S. Commend, F Geiser	Calculs thermiques et thermomécanique du stock en terre

Pour l'exploration particulière du sol, a été mandaté

EPFL, Laboratoire de mécanique des sols, Prof Laloui	Mesure des caractéristiques thermomécaniques du sol. Des échantillons ont été prélevés à cette fin.

Ce rapport rassemble les résultats de l'avant-projet sommaire établis et rassemblés à ce jour.

0.3 Structure du document

Les titres et chapitres suivant reprennent le programme de l'offre.

1. Données de base

1.1 Site

1.1.1 Bâtiments concernés

- Immeubles d'habitation projetés du PLQ Florence
- Immeubles d'habitation projetés de Champendal
- CO – Cycle d'Orientation professionnelle de la Florence, en cours de rénovation
- CEC – Collège et Ecole de Commerce Emile Gourd

Les surfaces de référence énergétique sont mentionnées sur le Tableau 1 de la page suivante.

1.1.2 Disposition des lieux

Le plan joint KMS 560-604.A.01 en Annexe 1 montre les 4 groupes d'immeubles.

1.1.3 Libertés et contraintes

La conduite principale d'eau potable des SIG provenant de la station de pompage en parcelle 3108, est implantée sur le côté sud-est de la parcelle du quartier de logement de la Florence et les c^tés nord-est et nord ouest de la parcelle du cycle d'orientation de la Florence.

1.2 Besoins en énergie et puissance

Le Tableau 1 récapitule ces données. Les détails par bâtiment sont disponibles sur demande.

Pour les bâtiments projetés, la consommation d'énergie est établie selon la norme SIA 380/1. Les températures d'exploitation sont celles usuelles d'un chauffage par le sol à basse température.

Pour des bâtiments existants, les consommations et les surfaces de référence énergétique qui nous ont été transmises proviennent du DCTI, M. René Rey. La puissance est tirée de la consommation par un facteur empirique. Les températures de fonctionnement sont celles usuelles pour ce type d'installation.

Tableau 1

Variante		LA FLORENCE (PLQ 29102)		Total FLO-RENCE	Total CHAM-PENDAL	CO de la Florence après rénovation		CEC Emile Gourd		Total QUARTIER
		Données bâtiment	Unités				Total		Total	
		Nombre de logements		203						
		SRE	m^2_{SRE}	**34 900 m²**	**26 150 m²**	**11 635 m²**		**18 750 m²**		**91 435 m²**
						après rén	avant rénov			
		consommation actuelle	l mazout / a				151 000	210 000		
		Qh^3_SIA380/1	$MJ/m^2_{SRE}.a$	**92**	**103**	*280*	467	*403*		
MINERGIE	ENERGIE	Chaleur pour le chauffage	$MJ/m^2_{SRE}.a$	**619 MWh**	**559 MWh**	224	724 MWh	312	1 627 MWh	**3 530 MWh**
		Utilisation de la puissance	h/a	1 063 h/a	1 162 h/a		1 800 h/a		2 200 h/a	1 559 h/a
		Chaleur pour l'ECS	$MJ/m^2_{SRE}.a$	**723 MWh**	**545 MWh**	25	81 MWh	25	130 MWh	**1 480 MWh**
		Besoins chauffage & ECS	$MJ/m^2_{SRE}.a$	**1 342 MWh**	**1 104 MWh**	**249**	**804 MWh**	**337**	**1 757 MWh**	**5 010 MWh**
	PUISSANCES[3]	Thermique chauffage	W/m^2_{SRE}	**583 kW**	**481 kW**	37.0	**430 kW**	41.1	**770 kW**	**2 264 kW**
		Th ECS, moyenne 24h/j	W/m^2_{SRE}	**82 kW**	**63 kW**	0.8	**18 kW**	0.8	**30 kW**	**193 kW**
		Puissance therm totale	W/m^2_{SRE}	**665 kW**	**544 kW**	37.8	**448 kW**	41.9	**800 kW**	**2 460 kW**
SOLAIRE	SURFACES	Surf de toiture disponible	m^2						5 090	
		Potentiel en panneaux							75%	
		Surf capteurs selon plans	m^2	979	480					
		Surf de capteur disponible	m^2	**979**	**480**		**2 967**		**3 818**	**8 244 m²**

1.3 Températures

1.3.1 Données Météorologiques

Un indicateur de la correspondance entre l'énergie et la puissance du chauffage est la durée annuelle d'utilisation de la puissance nominale. La puissance nominale du chauffage correspond à celle requise par une température extérieure de -6 °C pour le climat de Genève.

La durée d'utilisation de la puissance ressort des calculs d'énergie et de puissance pour les bâtiments neufs et d'observations empiriques pour les bâtiments existants. Cette durée d'utilisation est plus courte pour les bâtiments à basse consommation que pour les immeubles anciens.

Les données météorologiques permettent d'établir la température extérieure de début de chauffage qui correspond à la durée d'utilisation annuelle de la puissance nominale.

Tableau 2

Bâtiment	Florence	Champendal	CO	CEC
Température extérieure "énergétique" de début de chauffage	6.3°C	6.9°C	10.7°C	13.1°C
Utilisation de la puissance nominale de la production de chaleur	1066 h/a	1170 h/a	1800 h/a	2200 h/a

1.3.2 Températures nominale du chauffage

Les températures de fonctionnement sont celles usuelles de ce type d'installation.

Tableau 3

Bâtiment	Florence	Champendal	CO	CEC
Température intérieure	20°C	20°C	20°C	20°C
Point neutre: Teau chauffage = Temp. ext	20°C	20°C	21°C	22°C
Température nominale par -6°C, aller	28°C	30°C	50°C	65°C
Température de retour par -6°C	24.8°C	26°C	40°C	50°C
Coefficient de refroidissement	0.40	0.40	0.33	0.33

Coefficient de refroidissement = (Teau aller – Teau retour) / (Teau aller – Tintérieure)

1.3.3 Température de l'eau chaude

L'eau chaude est produite à 60°C pour tous les bâtiments et tout au long de l'année.

1.4 Surfaces de panneaux solaires

Les surfaces potentielles sont récapitulées au Tableau 1. La disponibilité est d'environ 8 200 m² de capteurs.

1.4.1 Bâtiments neufs de Florence et de Champendal

Pour les bâtiments neufs, la surface des capteurs correspond aux implantations dessinées sur les plans d'architecte.

1.4.2 Collège et Ecole de Commerce Emile Gourd

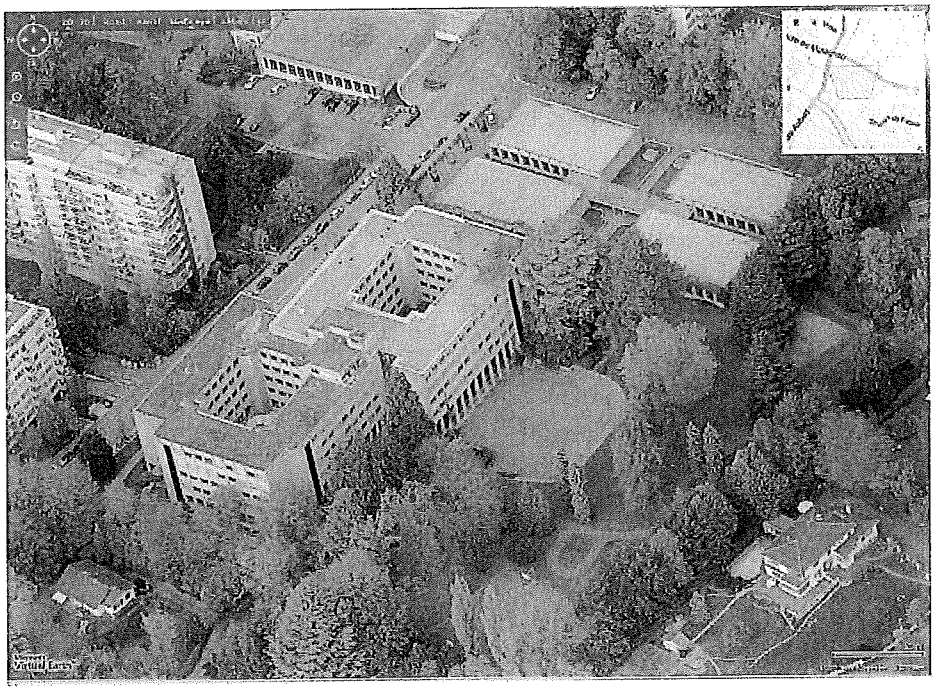


Figure 1: Vue aérienne du Collège et Ecole de Commerce Emile Gourd, en direction nord

Les toitures en béton de ces bâtiments sont plates et libres, à l'exception de quelques sorties de ventilation de dimension modeste (Ø 0.8 m env.).

Surfaces toitures du CEC	Bâtiment principal	2570 m²
	Salles de gymnastique	2 x 1078 m²
	Bâtiment sud	364 m²
	Total CEC	5 090 m²

Sur cette école existante, la surface des capteurs est estimée à 75% de la surface des toits plats. Les panneaux solaires y sont inclinés avec une pente de 10 % environ.

Les toitures en béton supportent habituellement la surcharge de capteurs solaires. Ce point devra être vérifié lors de l'avant-projet définitif.

1.4.3 Surfaces des toitures du Cycle d'Orientation de la Florence

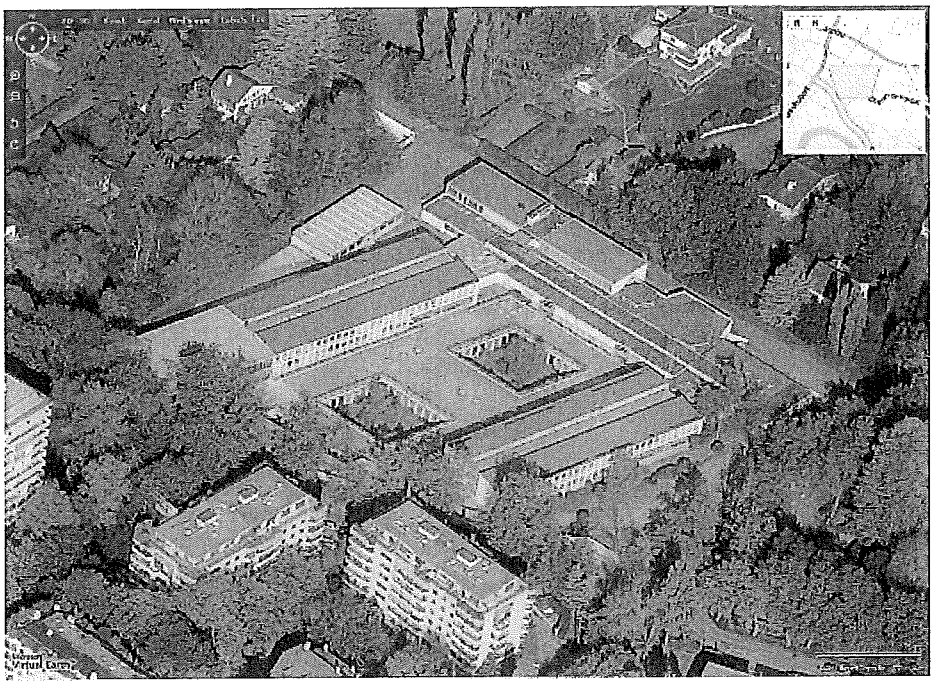


Figure 2: Vue aérienne du bâtiment du Cycle d'Orientation de la Florence (CO) en direction nord

Les surfaces disponibles sont grisées sur le plan annexé: "Extensions et Rénovations du C.O. de la Florence". Le tableau suivant en est tiré.

Bâtiment		Surface disponible	Part de capteurs	Surface des capteurs
B1, B2	Bâtiments principaux ouest et est	1'792 m²	90%	1'610 m²
B3	Angle nord, toit plat	271 m²	80%	256 m²
B6	Angle ouest, toit plat	670 m	75%	502
B7	Bâtiment sud-ouest, toit plat	352 m²	75%	264 m²
B7	Bâtiment sud	185 m²	70%	130 m²
B8	Angle est, toit plat	256 m²	80%	205 m²
Surface totale de capteurs sur les toitures du CO				2'967 m²

Selon l'architecte en charge des travaux de rénovation, les toitures des bâtiments sud B6 et B7 ne seront pas particulièrement ombragées par les arbres sud.

Les pans des toitures des 2 bâtiments principaux B1 et B2 sont inclinés de 8°. Ces toitures peuvent être recouvertes de capteurs juxtaposés, montés directement sur la sous-couverture. L'orientation n'a que peu d'influence lorsque la pente est faible.

1.4.4 Rénovation du CO

La rénovation du CO a donc démarré. Les informations suivantes ressortent d'une rencontre entre Mme R. de Kalbermatten, architecte en charge de ce projet, J.-P. Scassa, de BG, ingénieur structure, et l'auteur de ce rapport.

Les études ont commencé et les travaux prévus sont échelonnés de février 2009 jusqu'en octobre 2012.

Une première étape est la construction du bâtiment neuf B7. Le toit plat sera réalisé fin 2009. Un renforcement pour supporter la surcharge des capteurs solaires (env. 30 kg/m²) n'est pas contraignante. Une décision en juin 2009 de poser des capteurs solaires permettrait d'adapter au besoin les soumissions et de réserver les passages des tuyauteries.

L'intervention sur le bâtiment B1 est programmée en juillet 2010.

1.4.5 Renforcement des toitures

La résistance des structures existantes en béton armé préfabriqué des bâtiments principaux B1 et B2 est critique. Au cas où un renforcement s'avérait nécessaire pour supporter les capteurs, l'enjeu financier serait au plus de l'ordre de 200 CHF/m² de toiture, soit 100 CHF/m² pour renforcer la structure et 100 CHF/m² de frais indirects induits par les faux-plafonds, la plâtrerie, la peinture et les honoraires. Si les sondages prévus prochainement dans le cadre de la rénovation devaient révéler des défauts plus conséquents, leur correction serait imputée à la rénovation et non seulement aux capteurs solaires.

Une alternative aux toitures serait par exemple de couvrir une place de stationnements avec des panneaux solaires montés sur une structure porteuse. Renforcer les toitures est moins coûteux.

1.5 Pente des capteurs

Sur les toits plats, incliner les capteurs à 45° limite la surface de captage à 40% de la surface de la toiture à cause des ombres portées, alors que cette proportion est estimée à 75% avec les capteurs quasiment horizontaux.

Figure 2: Capteurs inclinés sur un toit plat

1.6 Stock en terre

1.6.1 Implantation du stock en terre

Un endroit peut recevoir le stock en terre, c'est sous le théâtre de verdure du CEC avec un débordement en direction du sud-est. Une dizaine d'arbres seraient touchés. La terre chauffée est recouverte de 1 m environ d'isolation thermique. Sur cette isolation peut être réaménagé le théâtre de verdure et avec l'ajout d'un mètre environ de terre végétale, de l'herbe ou une végétation arbustive.

Avec 30 m d'épaisseur, 70'000 m³ correspondent à un stock de 55 m de diamètre, 100'000 m³, à 65 m de diamètre. Le maximum entre les bâtiments et la limite de propriété serait un diamètre de 70 m, soit 115'000 m³, ou un patatoïde jusqu'à 140'000 m³.

Le stock en terre accordé aux possibilités de captages solaires du quartier ici délimité est de l'ordre de 80 000 m³. Un stock plus grand découlerait de raccordements supplémentaires.

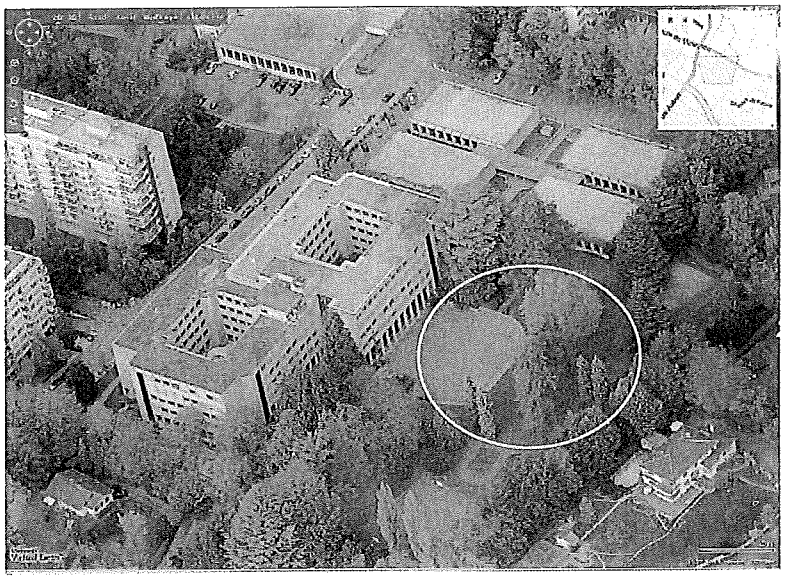


Figure 3: Implantation du stock en terre.

1.6.2 Construire sur le stock ?

Les espaces constructibles étant rares, la question de pouvoir construire sur le stock en terre est posée. Voici la réponse de Thierry Buchs, ingénieur, responsable du groupe géotechnique et fondations chez BG.

Sous réserve des résultats de l'analyse du comportement thermomécanique des échantillons prélevés lors du sondage du chemin de la Florence, il serait à priori possible de construire un bâtiment sur le stock en terre, moyennant le respect des conditions suivantes :

- *Construire un bâtiment de faible hauteur pour limiter les charges et permettre la construction sur radier avec une couche de répartition. Il est fortement déconseillé de construire un bâtiment avec des pieux traversant le stock compte tenu du maillage relativement serré des sondes d'échange thermique.*
- *Prévoir, si possible, un délai de quelques années d'exploitation du stock pour permettre au terrain de se "stabiliser".*
- *Eviter, autant que faire se peut une construction qui chevauche le périmètre du stock. La construction est à implanter en plein sur le stock ou entièrement à côté.*

La caractérisation de l'échantillon de sol prélevé par le Laboratoire de Mécaniques des Sols de l'EPFL reste toutefois largement recommandée afin d'améliorer la connaissance du comportement des argiles face aux variations de température induites par le fonctionnement du stock et de confirmer les propositions mentionnées ci-dessus.

Selon M. Théo Müller, KMS architectes et urbanistes, la typologie des lieux se prêterait à une construction de 2 étages au plus, dans le prolongement du pavillon existant, plutôt légère, d'expression modeste pour ne pas concurrencer les constructions du CEC.

Les raccordements hydrauliques du stock peuvent intégrer la contrainte d'un espace constructible.

1.7 Nature du sous-sol

1.7.1 Géotechnique

Un forage à été réalisé par carottage à sec en juillet 2007 sur le site des bâtiments du PLQ de la Florence. Voici quelques extraits du rapport géotechnique.

Sous la couche de surface d'env. 1 m, le sol *est constitué de limons argileux et d'argiles limoneuses avec des cailloutis ou des graviers de consistance moyenne sur une épaisseur de 32..7 m.*

En fin de sondage, des graviers morainiques 9a "Alluvion ancienne" constitués de graviers sableux légèrement limoneux sont présents à partir de 33.9 m. Il s'agit d'une formation réservoir contenant la nappe phréatique exploitée à Genève.

Aucune venue d'eau n'a été reconnue en cours de sondage, hormis une zone humide à 2.9 m, notamment parce que les sols sont plus ou moins imperméables. Sans mesure piézométrique pour le confirmer, il semble probable qu'il n'y ait pas de nappe phréatique libre en surface.

1.7.2 Géothermie

Ce forage fut équipé de 2 tubes en double U, comme pour un capteur terrestre de pompe à chaleur, afin de mesurer les paramètres thermiques du sol. Ces mesures ont été effectuées par le Laboratoire de mécanique des sols de l'EPFL.

Il en ressort les caractéristiques suivantes:

Température initiale de la couche de terrain	12.0 ± 0.3 [°C]
Conductivité thermique moyenne de la couche de terrain	1.9 ± 0.1 [W/m.K]
Résistance thermique effective de la sonde dans les conditions du test et pour un diamètre moyen de 142 mm	0.11 ± 0.02 [K/(W/m)]

Ces valeurs sont prises en compte dans le calcul des performances du stock.

Les rapports géotechnique de BG et géothermique de l'EPFL sont disponibles sur demande.

2. Système thermique

2.1 Principes

Ce schéma est prévu pour être appliqué à chacun des bâtiments raccordés. Chaque immeuble comprend ainsi des capteurs solaires, une chaudière, des accumulateurs thermiques à eau pour l'accumulation journalière de l'énergie solaire et l'accumulation d'eau de chauffage chaude permettant de produire en instantané l'eau chaude sanitaire.

Les immeubles sont raccordés en parallèle sur le stock en terre

La surface des capteurs solaires est indépendante de la consommation de l'immeuble qui les porte.

Chaque bâtiment dispose d'une chaudière pour compléter les sources solaires et assurer une autonomie en cas de défaillance.

La production des capteurs solaires alimente en priorité les consommations de l'immeuble. Le surplus est accumulé dans les cuves à eau de chauffage équipant chaque immeuble puis charge le stock saisonnier de chaleur en terre, commun au quartier. En retour, le stock en terre alimente les bâtiments aux cuves déchargées. Lorsque la température du stock est insuffisante, la chaudière de chaque immeuble fournit en relève l'énergie requise. Eau chaude et chauffage sont traités séparément pour valoriser les basses températures.

La capacité et le rendement du stock saisonnier sont d'autant plus élevés que l'eau de chauffage est refroidie à basse température par les utilisateurs.

L'eau chaude sanitaire est chauffée par un échangeur performant de manière à refroidir l'eau chauffante au-dessous de 20°C autant que possible.

Le chauffage des bâtiments neufs est prévu par le sol, avec une température nominale d'exploitation de 30°C pour les jours les plus froids. Les bâtiments existants, chauffés par radiateurs, demandent de l'eau plus chaude qui sera disponible principalement en automne et lors du retour du soleil au printemps.

2.2 Production d'eau chaude

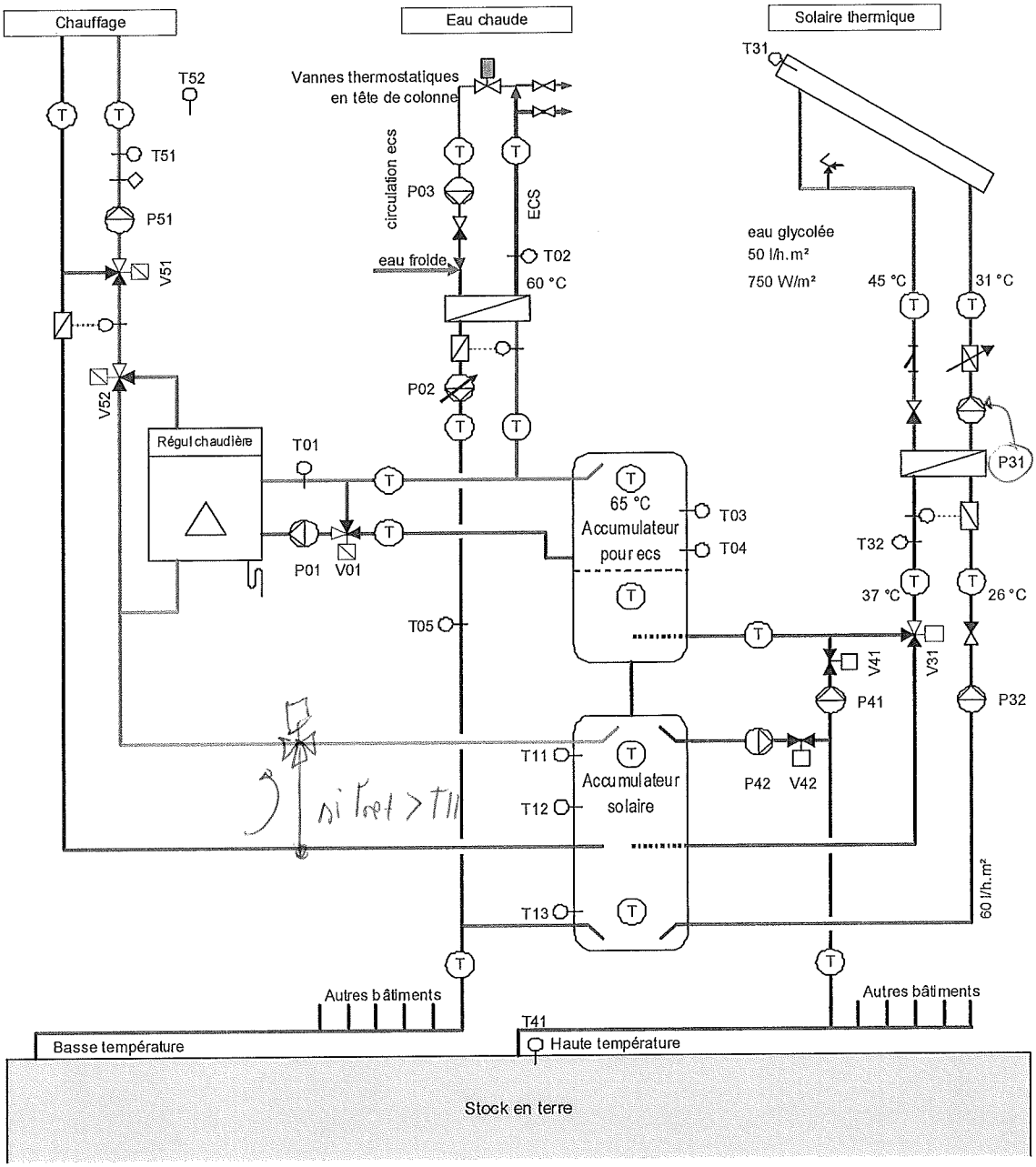
Une réserve d'eau de chauffage chaude est entretenue à 65°C pour pouvoir alimenter en tout temps l'échangeur de production instantanée d'eau chaude sanitaire. L'échangeur est alimenté par un circulateur à débit variable, réglé par la température de l'eau chaude produite. L'eau refroidie retourne au point de plus basse température des cuves locales.

Le débit d'eau de maintien en température est limité par des vannes thermostatiques en tête de colonne s'ouvrant par température inférieure à 50 °C

2.3 Chauffer les locaux

La température de départ est réglée selon la température extérieure, l'énergie est tirée de la cuve locale, le stock en terre recharge la cuve locale au besoin, la chaudière ajoute ce qui manque.

2.4 Schéma hydraulique d'immeuble



2.5 Séquences d'exploitation

Elles sont disponibles sur demande. Elles seront affinées lors des études de projet.

3. Modélisation de comportement thermique du stock en terre

3.1 But

Le modèle de simulation du système complet développé et exploité par D. Pahud du SUPSI, TI utilise une représentation simplifiée du stock en terre. Le bureau Geomod est spécialisé dans le calcul thermomécanique de systèmes tridimensionnels. Sa mission, en cette phase d'avant-projet sommaire est de préparer l'outil de calcul pour les simulations fines du stock en terre qui seront effectuées lors de l'avant projet définitif et de l'optimisation. Une forme non circulaire et la présence d'une nappe phréatique profonde pourront être prises en compte.

3.2 Rapport Géomod

Ce rapport est joint en annexe: *Rapport 3_GeoMod_4 aout 08*

4. Performances de l'ensemble

4.1 Rapport de D. Pahud du SUPSI

Ce rapport en anglais est joint en annexe: *Central Heating Plant with a Seasonal Storage (CSHPSS) at Florence, Geneva, Analysis and design by dynamic system simulations.*

Les caractéristiques et les coûts des composants y sont détaillés et de même que les modes d'exploitation.

L'analyse paramétrique recherche un coût minimum de la chaleur solaire ou une couverture solaire maximum.

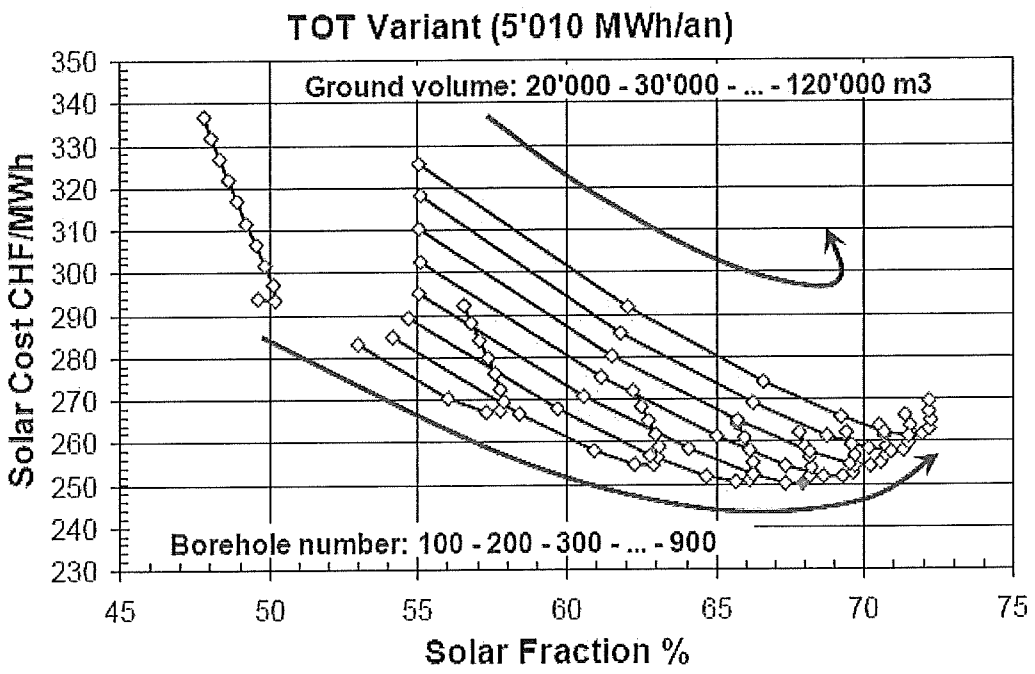
4.2 Résultats

Avec 9 180 m² de capteurs solaires, la couverture atteint 68% en moyenne sur les 25 premières années d'exploitation, pour un prix optimum de l'énergie solaire utile de 25 ct/kWh. Pour une couverture maximum de 70.7%, le prix du kWh est de 26 ct/kWh.

Le volume du stock en terre est de 70 000 ou 100 000 m³, avec 500 ou 700 échangeurs forés respectivement.

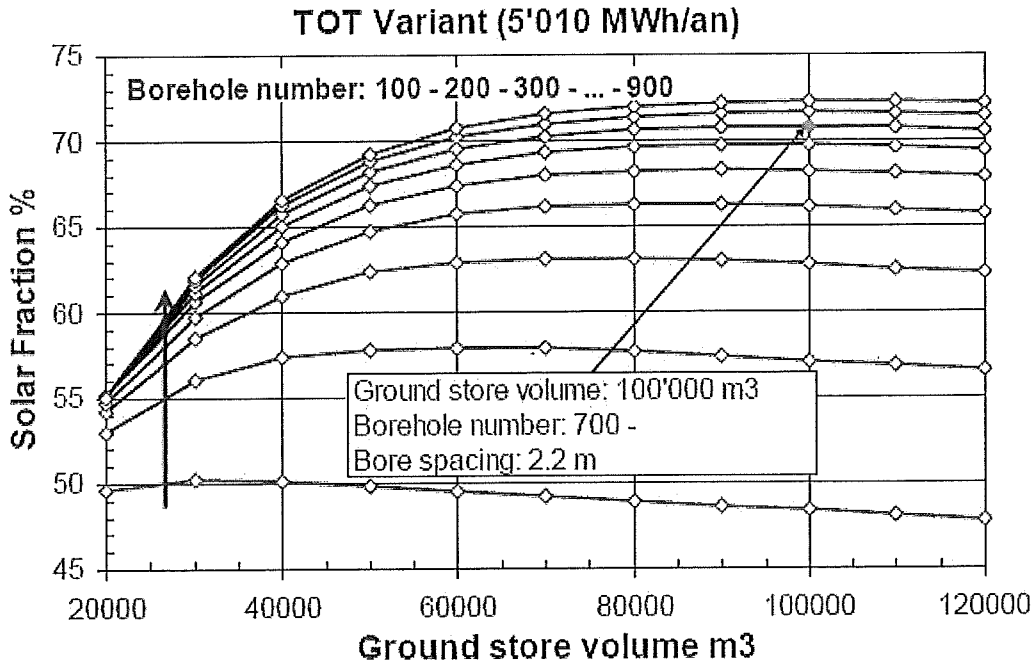
Figure 5: Résultats (extrait du rapport de simulation de D. Pahud annexe 3)

Variant TOT – economical optimum with a 9'180 m² total collector area



Economical optimum:
70'000 m³, 500 borehole heat exchangers. Maximum temperature in collectors: 105°C
Solar fraction: 68.0% solar cost: 250 CHF/MWh

Variant TOT – without dissipation and overheating with a 9'180 m² total collector area



Best system design to avoid ebullition and heat dissipation in the collector field:
100'000 m³, 700 borehole heat exchangers. Maximum temperature in collectors: 100°C
Solar fraction: 70.7% solar cost: 259 CHF/MWh

4.3 Explorations particulières

Ces considérations sont tirées de la page 18 du rapport Pahud annexe 3.

Chauffer à basse température est très favorable. Ainsi la couverture solaire du chauffage des bâtiments neufs de Florence et de Champendal, équipés de planchers chauffants, est pratiquement totale, supérieure à 99%, dès la 5e année d'exploitation.

La couverture solaire du chauffage est estimée à 59% pour le Cycle d'Orientation de la Florence et à 43% pour le Collège et Ecole de commerce. L'influence de la température nominale du chauffage, 50°C pour le CO rénové, et 65°C pour le CEC est marquante.

Produire de l'eau chaude à 50°C au lieu de 60°C augmente la couverture solaire globale de 68 à 69.1 % (+1.6 %) et abaisse d'autant le prix moyen du kWh de chaleur solaire: -1.6 %.

5. Coûts

5.1 Prix

Hypothèses	
Collecteurs solaires	1000 CHF/m²
Stock tampon, cuves à eau	1000 CHF/m³
Stock en terre, isolation et travaux en surface	320 CHF/m²
Stock en terre, échangeurs forés	100 CHF/m
Intérêts, amortissements, maintenance: annuité	7%

5.2 Investissement

Variante sans surchauffe, valeurs tirées du rapport de D. Pahud, page 12

Coûts des installations		
Stock en terre	3 170 kCHF	24 %
Stock tampon	730 kCHF	6 %
Collecteurs solaires	9 200 kCHF	70 %
Total	13 100 kCHF	100 %

5.3 Capteurs solaires

Les capteurs constituent l'investissement dominant. Pour une telle quantité, par un appel d'offre international, un prix de 600 CHF/m² est à envisager au lieu de 1000 CHF/m². L'investissement serait alors de quelque 9' 500 kCHF.

Le coût estimé de la chaleur solaire s'abaisse alors de 28 à 30% et se situe vers 18.6 ct/kWh avec les hypothèses ci-dessus. En ajoutant les frais d'exploitation, le coût probable se situe alors vers 20 ct/kWh.

5.4 Taille du projet

Ces premières explorations montrent que le coût de l'énergie solaire n'est pas très sensible à la taille du projet, qui peut être plus grand ou plus petit sans contre-indication majeure.

La température d'utilisation de la chaleur influence par contre l'efficacité du système, donc sa rentabilité. Les chauffages par le sol à très basse température sont très favorables.

5.4.1 Plus petit ?

Domaine d'application

La limite inférieure de la taille d'un stock saisonnier de chaleur en terre se situe vers 20 à 25'000 m³ de manière à ce que les 2/3 au moins de la chaleur stockée soit valorisés, le reste étant perdu par les pertes de maintien en température.

Particularité

Ce projet est caractérisé par une interdépendance fructueuse entre les bâtiments neufs de logement et les toitures des bâtiments scolaires pouvant recevoir des panneaux solaires. Réduire la taille de l'installation privilégierait les logements chauffés à basse température au détriment des écoles qui portent le captage et qui souhaitent également bénéficier de chaleur solaire.

5.4.2 Plus grand ?

Les limites d'agrandissement sont:

Le financement

La participation envisagée des SIG correspond aux équipements décrits dans cet avant-projet sommaire. La taille de ces équipements peut être augmentée par d'autres raccordements qui devraient alors être spécifiquement financés, avec l'aide éventuelle des pouvoirs publics.

Les capteurs solaires

Le projet utilise toutes les surfaces de toiture du quartier Florence-Champendal. De nouveaux bâtiments ne peuvent être raccordés sur un stock agrandi, qu'à la condition qu'ils disposent de surfaces de capteurs en proportion de leur consommation.

Le stock en terre

Sur la parcelle pressentie, la taille du stock peut être augmentée jusqu'à près du double, selon le § 1.6.1.

6. Référence Neckarsulm

6.1 Description sommaire

Un stock en terre semblable à celui projeté est exploité à Neckarsulm en Allemagne Son volume de 63 000 m³ est chargé par 5 300 m² de capteurs solaires.

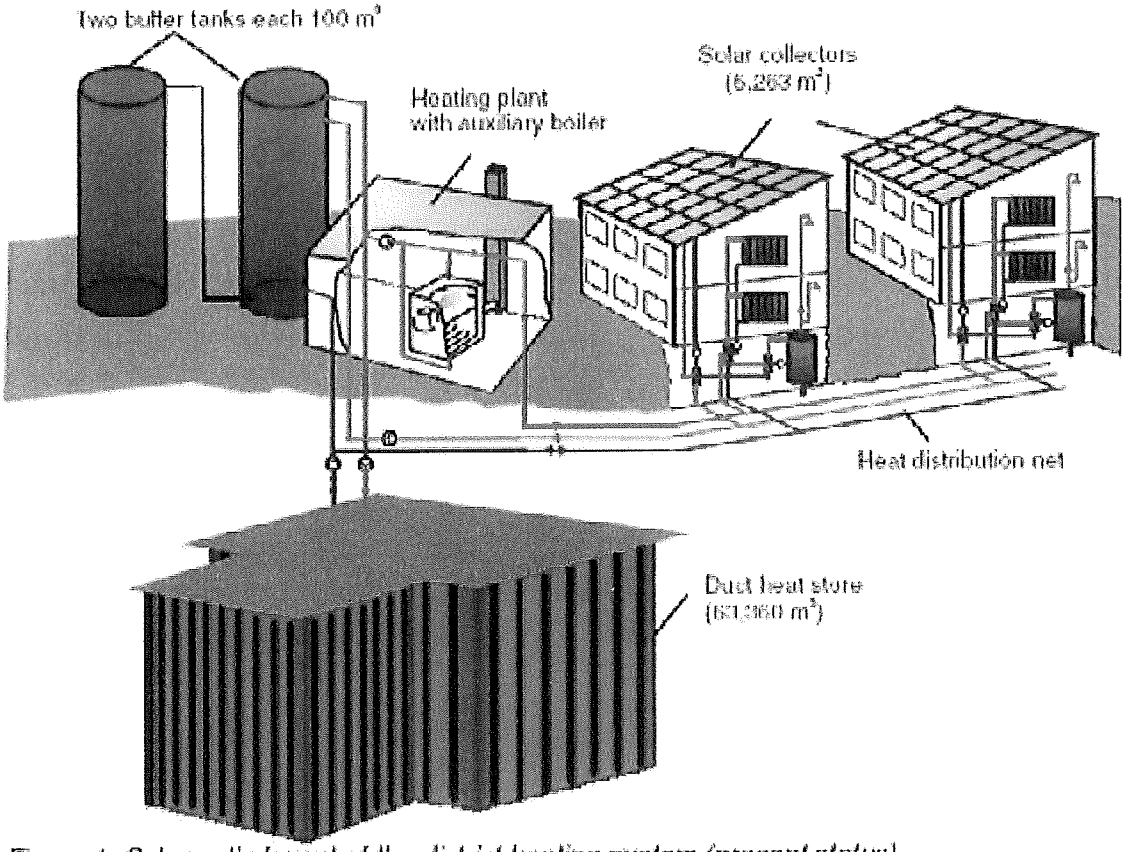


Figure 1: Schematic layout of the district heating system (present status)

La forme du stock en terre n'est pas ronde ou elliptique du fait d'une construction en 2 étapes.

La profondeur des sondes d'échange thermique est de 30 m pour les mêmes raisons qu'à Genève. Il s'agit de ne pas perturber la nappe phréatique.

Cette réalisation fait l'objet de publications, par exemple en français:

http://www.energie-cites.org/db/neckarsulm_140_fr.pdf

6.2 Résultats

La simulation du comportement thermique du stock et les performances mesurées coïncident à quelques pourcents près, si bien que les modèles de calcul sont validés et significatifs.

La part de couverture solaire relativement basse mentionnée dans les publications, de même que l'installation en cours d'une pompe à chaleur nous ont interpellés.

6.3 Visite sur place

6.3.1 Site

Le 22 octobre, MM G. Ferraris du ScanE, J.-E. Felix des SIG, J.-C. Hadorn de Base Consultant et Ch. Cornu de BG se sont rendus en train à Amorbach / Neckarsulm, où Mme S. Effenberger, chef du département Public Utilities de la ville de Neckarsulm nous a reçu.

Figure 4:
Neckarsulm, le stock en terre

Pas vu de perce-neige en avance de programme. Parc engazonné avec les regards d'accès aux connexions hydrauliques.

Sur le stock nous n'avons pas vu de perce-neige en avance de programme. C'est une place de jeu engazonnée avec les regards d'accès aux connexions hydrauliques.

Figure 5:
Neckarsulm: centrale technique, capteurs solaires et stocks journaliers

Comme première impression, 6 000 m² de capteurs sont marquant ! Il y en a sur tous les bâtiments voisins, y-compris au-dessus des places de stationnement, portés par des structures métalliques.

6.3.2 Trop haute température

Cette visite nous a donné d'autres informations que celles publiées. L'énigme des performances inférieures à celles présumées est éclaircie. Le système solaire thermique est raccordé à un réseau de chauffage à distance préexistant, alors prévu approvisionné en haute température par un groupe chaleur-force. Ce réseau alimente des chauffe-eau décentralisés, si bien que la température d'exploitation requise et observée est de 75°C par 8°C à l'extérieur. Deux chaudières d'appoint fournissent l'essentiel de cette chaleur chaude.

Le stock en terre, s'il est à 65°C, ne peut que préchauffer les retours de l'eau de chauffage s'ils sont de température inférieure à 65°C, 55÷60°C par exemple. Le faible apport énergétique du stock est ainsi expliqué. Sa plage privilégiée de fonctionnement, de 25 à 65°C, ne recoupe pas celle de ce chauffage à distance qui ne peut décharger que partiellement la chaleur accumulée.

L'adjonction, en cours de montage, d'une pompe à chaleur haute température déchargera le stock en fournissant de la chaleur à température utilisable par le réseau, soit 75°C.

6.3.3 Option du quartier solaire Champendal -Florence

Les options proposées pour le quartier solaire Florence-Champendal (§ 2.2) sont clairement confirmées. Les appoints par les chaudières sont décentralisés, installés dans chaque bâtiment. Les retours d'eau de chauffage à basse température sont sélectionnés au niveau de chaque bâtiment et aiguillés vers le stock en terre pour y être chauffés ou préchauffés. L'eau qui ne peut plus être chauffée par le stock est réchauffée sur place par la chaudière.

La part des utilisateurs alimentés par le stock saisonnier évolue, de tous en automne (production d'eau chaude, chauffages par radiateurs et par le sol) jusqu'aux seuls chauffages à basse température (chauffage par le sol des maisons Minergie) en fin d'hiver. La production d'eau chaude est également conçue pour un refroidissement maximum de l'eau chauffante.

La visite de Neckarsulm confirme la nécessité et l'utilité d'une conception attentive du système hydraulique et de son exploitation à basse température.

7. Incertitudes

7.1 Autorisation de construire

1. Protection des eaux	Le GESDEC, le service de géologie, préconsulté, demande la sauvegarde de la nappe des Eaux-Vives par des forages peu profonds. Le GESDEC sera à nouveau consulté lorsque le projet sera défini.	APD
2. Protection des arbres	Le service cantonal du paysage est à consulter	APD
3. Comportement de la végétation au-dessus du stock	La végétation est ici moins influencée par la température que dans une serre.	APD
4. Demande de permis de construire	A établir sitôt le projet fixé. L'exemplarité du projet est un avantage.	Projet d'exécution

7.2 Coûts

7.2.1 Investissements

5. Capteurs solaires	Le prix du poste principal de cet investissement est à cerner par un pointage international.	APD
6. Autres postes	Le budget est à affiner	APD Av.-projet

7.2.2 Exploitation

7. Maintenance et conduite des installations	Ce poste est à chiffrer avec l'aide des SIG, selon leur invitation	APD

7.3 Partenaires

8. La réalisation du stock dans le parc d'une école est-elle accordée ? L'utilisation des toitures des écoles pour installer des capteurs solaire est-elle accordée ?	Le DCTI entre en matière. Une convention pour un accord formel est à établir. En contrepartie, fournir de la chaleur solaire aux écoles serait bienvenu.	APD

9. Financement	Sous réserve des analyses financières et techniques détaillées, les SIG entrent en matière pour un investissement maximum de CHF10 000 000.- Des conventions sont à établir.	APD
10. Exploitation	Les SIG entrent en matière pour gérer cette infrastructure solaire thermique.	APD
11. Preneurs de chaleur solaire	Une information documentée est à préparer et présenter aux clients potentiels. Les preneurs seront conviés à formaliser leur intérêt par une déclaration d'intention.	APD

7.4 Données de base

7.4.1 Site

12. Le sous-sol est-il compatible avec l'implantation projetée du stock en terre ?	Aucune contradiction n'a été relevée jusqu'à ce jour. Le service cantonal de Géologie est à consulter.	APD
13. La couche argileuse serait-elle d'épaisseur ou de composition différente qu'au sondage ?	Le service cantonal de Géologie est à consulter.	APD
14. Un écoulement de nappe phréatique est-il possible dans la zone du stock bien que l'argile soit imperméable ?	Le risque serait une éventuelle poche de gravier ou autre hétérogénéité. Il est à identifier.	Av.-projet exécution
15. Relativement à la pose d'un chauffage à distance, les infrastructures du sous-sol induisent-elles des contraintes particulières ?	Consulter les Services industriels	APD

7.4.2 Bâtiments concernés

La taille maximum du stock en terre est déterminée par l'espace disponible. Sa température d'exploitation est limitée notamment par la résistance des tubes des échangeurs forés.

La capacité d'étendre ce réseau à d'autres bâtiments, tels le collège communal *Le Corbusier* ou le quartier *Les hauts de Malagnou,* est possible. Les limites sont la taille maximum du stock en terre et la disponibilité de surfaces pouvant recevoir les capteurs solaires supplémentaires.

A l'inverse, si un utilisateur pressenti devait se retirer, la taille réduite du stock en terre serait encore nettement supérieure à celle critique.

16. Confirmer les bâtiments raccordés	Contacter les preneurs potentiels	APD
	Etablir la plage des besoins probables de chaleur selon les perspectives de raccordements.	Av.-projet exécution

7.4.3 Besoins en énergie et puissance

Les estimations et hypothèses d'exploitation sont représentatives de la réalité. Les variations climatiques et les consignes de la régulation automatique induisent des variations de consommation de même ampleur que les incertitudes sur les consommations calculées des immeubles neufs ou rénovés.

7.4.4 Capteurs solaires

Les performances annoncées des capteurs sont testées par des laboratoires officiels.

La surface de captage dépend des toitures disponibles, de l'aménagement des capteurs sur ces toitures, des autorisations et concessions accordées.

7.5 Système technique

7.5.1 Stock en terre

Le surchauffer peut conduire à dépasser la température supportée par les tubes des échangeurs forés. Un limiteur hydraulique de température est à installer dans tous les cas.

La surchauffe peut conduire à une dilatation ou à un retrait de la terre argileuse et à un éventuel assèchement de l'argile autour des échangeurs forés.

Le Laboratoire de mécanique des roches de l'EPFL peut établir la stabilité thermomécanique du sol à partir des échantillons prélevés. Le risque d'assèchement serait identifié dans le cadre de ce mandat.

17. Comportement thermomécanique et hygrothermique du sol	Mandater le Labo de mécanique des sols de l'EPFL	APD

7.5.2 Stocks tampon à eau

Les stocks tampons à eau seront décentralisés autant que possible dans les immeubles. Vu leur taille, un stockage commun est cependant probable. Leur implantation n'influence pas la performance du système de chauffage solaire, si ce ne sont les pertes de maintien en température des éventuelles conduites supplémentaires de chauffage à distance.

18. Implantation des réservoirs	Recenser les volumes techniques disponibles, évaluer les possibilités de construction(s) particulière(s)	APD

7.5.3 Capteurs solaires

19. Confirmer les implantations en toiture	Vérifier la résistance des toitures Implanter sommairement capteurs et raccordements hydrauliques Confirmer les surfaces de captage	APD

7.5.4 Fonctionnement

Le schéma de principe, les séquences et les fonctions automatiques seront étudiées et décrites en détail lors de l'ingénierie de projet puis d'exécution, avec vérification et ajustage pendant les premières années d'exploitation. Les simulations sont représentatives du dispositif prévu au § 2.2

7.6 Performances

7.6.1 Modélisation de comportement thermique du stock en terre

Lors de l'APD, les simulations calculées par GEOMOD et D. Pahud seront confrontées et comparées aux mesures disponibles de stocks existants.

20. Définir le stock en terre	Fixer la géométrie du stock: définir les contraintes de profondeur maximum, de couverture isolante, végétale et portante, de surface constructible, d'extension éventuelle.	
21. Modélisation du stock en terre	Affiner, comparer, calibrer	APD
22. Pertes thermiques du stock en terre	Affiner leur évaluation par GEOMOD	APD
23. Stratification	Evaluer l'intérêt de séparer les retours d'eau de chauffage les plus froids des autres pour récupérer les fuites de chaleur périphériques. Evaluer l'intérêt de 2 niveaux de température chaude	Av.-projet exécution

7.6.2 Optimisations du système complet

Plusieurs paramètres du système technique sont à optimiser. Une première exploration lors de l'APD sera suivie d'affinages lors de l'avant-projet et du projet, notamment en raison de l'évolution des données de base.

Les intentions de ce projet seront à expliciter tout d'abord, telles que:

- énergie solaire maximum dans le quartier élargi,
- énergie solaire maximum pour un investissement donné,
- couverture solaire maximum,
- prix minimum de l'énergie solaire, etc.

24. Objectifs du projet	Consulter le ScanE et les acteurs concernés	APD
25. Volume des stocks tampon	Le volume de 80 l/m² de capteur est à confirmer	APD
26. Température de l'eau chaude:	Evaluer l'intérêt de produire l'eau chaude à 60°C ou à 50°C avec une désinfection par rayonnement ultraviolet	Av.-projet exécution
27. Température de chauffage	Evaluer l'intérêt d'une température de l'eau de chauffage des immeubles neufs réduite de 32°C à 29°C par l'utilisation de vitrages triverre aux attiques	Av.-projet exécution
28. Surface des capteurs solaires	Utilisation maximum des possibilités ou non ?	APD

7.6.3 Utilisateurs de chaleur

Un point clé est la température d'exploitation des utilisateurs de chaleur. Pouvoir décharger le stock en terre par une température de retour des utilisateurs aussi basse que possible est primordial. Dans ce sens, la conception et le calcul des serpentins des chauffages par le sol (éventuellement par dalle active) des immeubles neufs Champendal et Florence seront particulièrement examinés lors de la planification des installations de ces bâtiments.

Les circuits de chauffage des bâtiments existants seront au besoin adaptés pour supprimer toute eau non refroidie dans les retours et augmenter l'écart de température entre aller et retour.

29. Température de retour des utilisateurs existants	Mesurer l'hiver prochain	Av.-projet exécution
30. Directives pour la conception des utilisateurs de chaleur	A établir et appliquer sitôt prise la décision de réaliser ce chauffage solaire de quartier	Av.-projet exécution
31. Les tubes des échangeurs forés sont en PB (polybutylène) qui laisse diffuser un peu d'oxygène.	Evaluer l'intérêt de séparer l'eau de chauffage des immeubles de celle du stock échangeur par un ou des échangeurs de chaleur.	Av.-projet exécution

8. Conclusion

8.1 Faisabilité

Cette première investigation ne révèle pas d'éléments techniques condamnant la faisabilité du projet, que ce soit le site, le terrain, la taille de l'ouvrage, la surface des capteurs solaire et les utilisateurs de chaleurs. L'accueil des partenaires est positif, l'intérêt des SIG prometteur.

Le coût de cette chaleur solaire est comparable à celle produite avec du mazout à 1.40 ÷ 1.50 CHF/l. Une subvention pourrait être éventuellement nécessaire, dépendant de l'évolution du prix des énergies fossiles.

La solution est autarcique, elle ne recourt pas à l'externalisation du stockage ainsi que le requiert une production photovoltaïque par exemple.

Les étapes suivantes sont succinctement énumérées ci-après.

8.2 Avant-projet définitif (APD)

a. Pré-consultation des personnes et organismes concernés quant à un accord, une servitude ou une autorisation de construire
b. Recherche ou constitution d'un organe de direction du projet
c. Recherche de financement
d. Consultation des utilisateurs de chaleur et formalisation de leur intérêt par une déclaration d'intention
e. Optimisation des paramètres techniques sensibles
f. Evaluation plus serrée des coûts, y-compris la maintenance et l'exploitation
g. Identification et levée des dernières incertitudes.

Les points a à d et g en partie sont traités par BG, M. Olivier Ouzilou, mandaté à cette fin par le ScanE. Les points techniques sont traités par l'équipe de l'avant-projet sommaire.

8.3 Projet d'exécution

h. Recherche ou constitution d'un organe juridique pour la prise en charge de ce projet
i. Demandes d'autorisation de construire
j. Elaboration d'un tarif provisoire
k. Elaboration de normes de raccordement
l. Conclusion des contrats de raccordement
m. Ingénierie du projet
n. Estimation des investissements
o. Confirmation du financement
p. Programme des travaux
q. Appels d'offre

8.4 Réalisation

r. Financement
s. Adjudications
t. Programme définitif des travaux
u. Réalisation
v. Mise en service

8.5 Exploitation

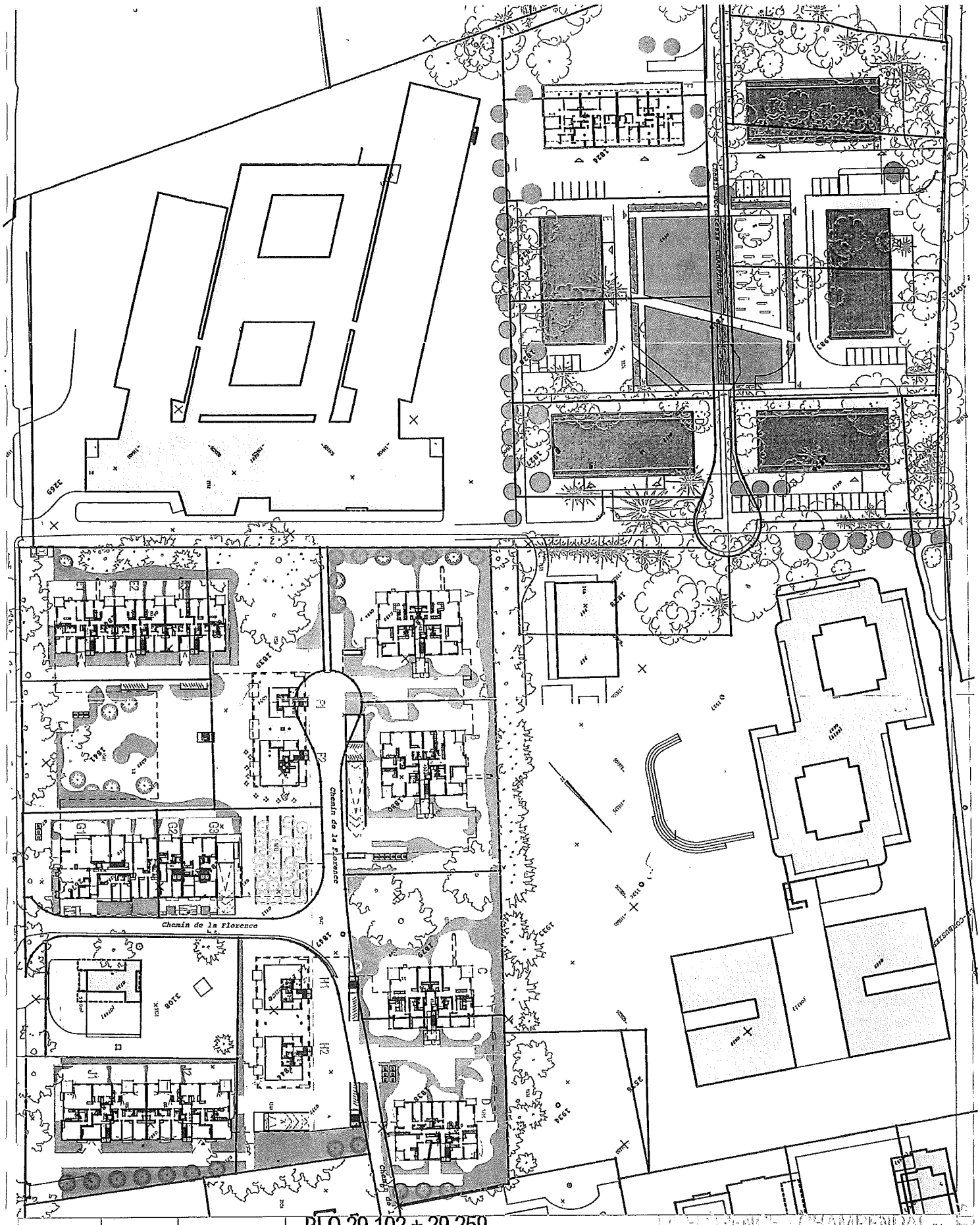
w. Mesure des comportements et des automatismes
x. Ajustage et affinage de l'exploitation
y. Accompagnement et formation du personnel d'exploitation.

BG
Ingénieurs Conseils
Ingenieure & Berater
Consulting Engineers

ANNEXE 1

Situation du quartier Florence-Champendal

plan KMS 560-604.A.01



PLQ 29 102 + 29 259

Chemin de la Florence, du Velours, Champendal-1208 Genève

Plan de situation

	fait le	par	modifications
A			
B			
C			
D			
E			
F			
G			
H			
I			

ATELIER KMS KOECHLIN MULLER & SUCCESSEURS

A3 1:1000 07.04.08

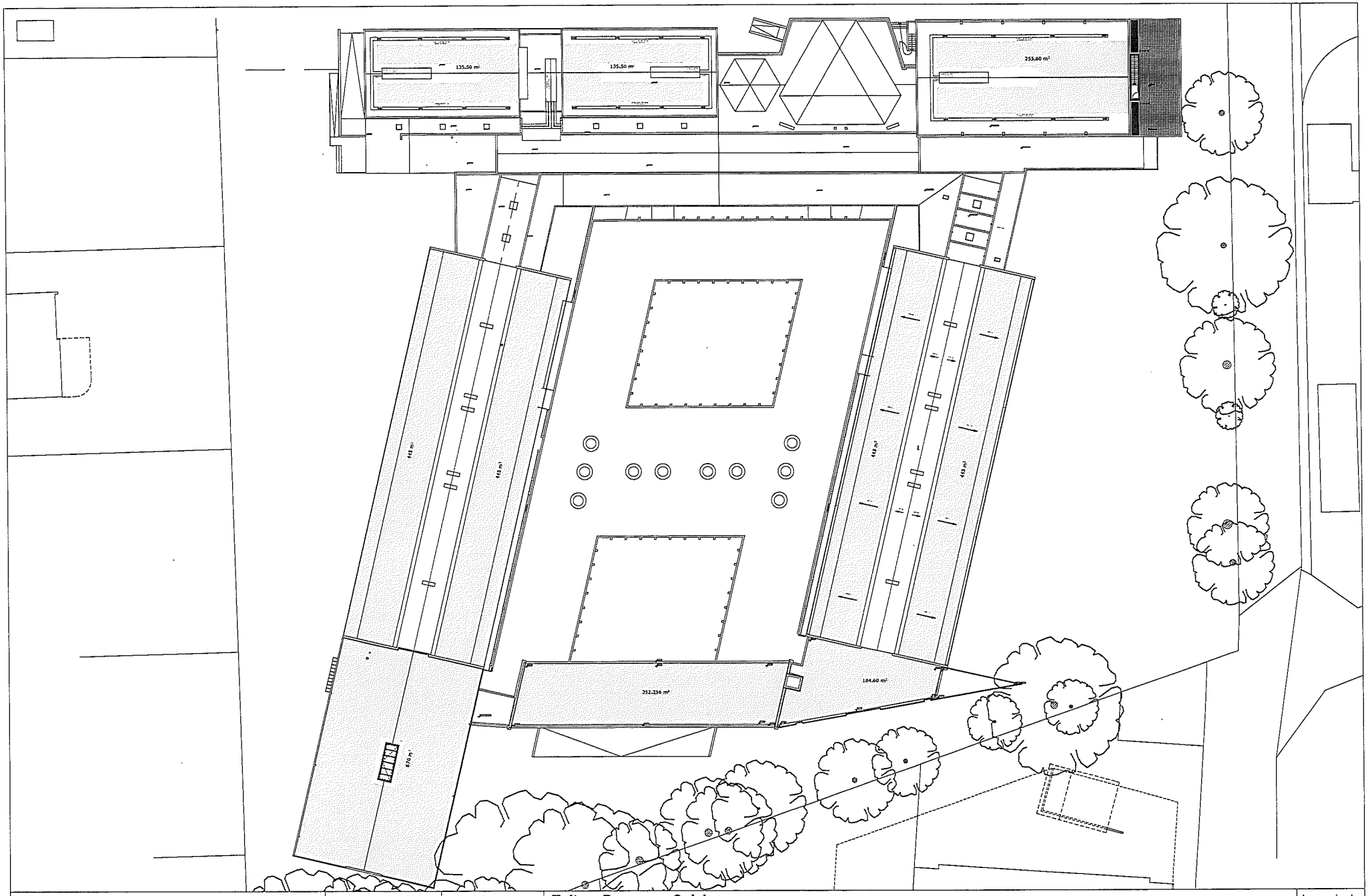
560-604.A.01

KMS architectes route de Florissant 114 - 1206 GENEVE Tél 703.58.00 E-mail kms@kmsarchitectes.ch

Ingénieurs Conseils
Ingenieure & Berater
Consulting Engineers

ANNEXE 2

Plan des toitures"Extensions et Rénovations du C.O. de la Florence"



EXTENTIONS & RENOVATIONS DU C.O. DE LA FLORENCE

Pré-Exécution

Echelle : 1:500

Toiture Panneaux Solaires

Impression le : 18.11.2008

ATELIER D'ARCHITECTURE : R. de KALBERMATTEN SIA / Dipl. EPFL
10 , rue Muzy - 1207 Genève Tél. 022 / 840.06.52 Fax. 022 / 840.06.53

N° Affaire : 392

Création le : 18.11.2008

Détail n° : GEN-PE-A3

Ingénieurs Conseils
Ingenieure & Berater
Consulting Engineers

ANNEXE 3

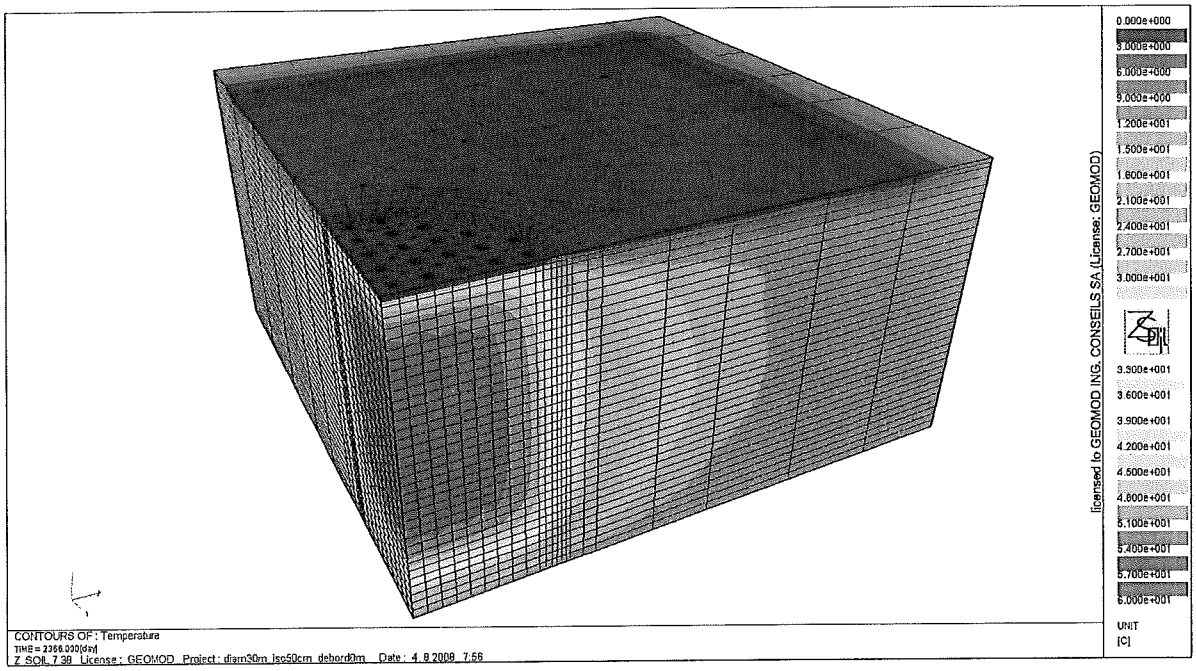
Outil de simulation fine du stock en terre, rapport 3_GeoMod_4 aout 08

Lausanne, le 4 août 2008

M729

Florence, Quartier Solaire – APS

Rapport 3. Comportement du stock en terre



GeoMod ingénieurs conseils SA
Av. des Jordils 5
CH – 1006 Lausanne

Téléphone : + 41 21 311 34 30
Fax : + 41 21 311 34 29
Internet : www.geomod.ch

1. Introduction

GeoMod ing. conseils SA été mandaté par Bonnard et Gardel SA à Lausanne, afin de modéliser le comportement thermique du stock en terre du quartier solaire situé au chemin de la Florence, à Genève.

La première phase d'étude, correspondant à l'Avant-Projet Sommaire (APS), se focalise sur une étude paramétrique simplifiée de l'efficacité du stock.

Le présent rapport décrit les hypothèses du modèle et en fournit les résultats principaux.

2. Documents remis

Bonnard et Gardel SA nous a remis les documents suivants:

- « PLQ Florence, Genève SA – Test de réponse thermique du terrain. Réalisation d'un essai dans une sonde géothermique sur le site du futur quartier de la Florence à Genève », Laboratoire de Mécanique des Sols, EPFL, Septembre 2007
- « PLQ Florence – Campagne géotechnique. Rapport », Bonnard et Gardel SA, Septembre 2007
- « Liste des paramètres pour développer un modèle du stock par GeoMod », note J.C. Hadorn, 10 juin 2008

3. Hypothèses

Les modélisations sont effectuées en 3D à l'aide de Z_Soil v7, logiciel de calcul par éléments finis permettant de modéliser le comportement thermique des sols.

3.1 Géométrie du stock

Le maillage utilisé est illustré en Annexes 1.1 et 1.2. Au vu de la géométrie cylindrique du stock seul un quart est modélisé.

Le diamètre du stock retenu pour cette première étude paramétrique est de 30 m, avec une distribution de sondes tous les 3 x 3 m. Au total, 19 sondes sont ainsi introduites dans le modèle représentant le quart du stock.

Le diamètre des sondes est de 120 mm, leur longueur est de 30 m. Leur résistance thermique effective moyenne R_b = 0.11 K/(W/m).

3.2 Matériaux

3.2.1 Sols

Le stock sera implanté dans des moraines de retrait 7de2. Les caractéristiques thermiques retenues pour ce matériau sont issues du test de réponse thermique du terrain effectué par le LMS et des notes de J.C. Hadorn :

Conductibilité thermique: 1.8 W/mK

Capacité calorifique: 2.5 MJ/m^{3}K

3.2.2 Isolation

Dans la variante de base, l'isolant situé au sommet du stock est constitué d'un disque de diamètre égal à 30 m et de 50 cm d'épaisseur (Annexe 1.2). La conductibilité thermique admise est de 0.1 W/mK.

3.3 Conditions aux limites

3.3.1 Condition initiale

La température initiale dans le terrain est admise égale à 12 °C, selon le test de réponse thermique du terrain effectué par le LMS.

3.3.2 Conditions aux limites

En surface, une température sinusoïdale annuelle entre 0 °C et 20 °C est appliquée sur une condition de bord convective, possédant un coefficient de convection de 10 W/m^{2}K (voir Annexe 1.1).

Sur les côtés, de 0 à 35 m de profondeur, une température constante de 10 °C est maintenue.

Enfin, à la limite inférieure du modèle, à la profondeur de 35 m, une température de 10 °C est également imposée, correspondant à la présence de l'aquifère dans les graviers morainiques 9a.

3.3.3 Input thermique le long des sondes

Dans ce premier modèle simplifié, on impose les températures suivantes le long des sondes durant 7 années consécutives (voir Annexe 1.3):

- T = 60 °C pendant 6 mois (charge du système)
- T = 30 °C pendant 6 mois (soutirage)

Des éléments de convection sont situés à l'interface sonde-terrain, modélisant l'échange entre la sonde et le terrain. Le coefficient de convection retenu est l'inverse de la résistance thermique des sondes mesurée par le LMS: h = 24.11 W/m^{2}K.

4. Résultats

Le système fonctionne durant 7 années consécutives, et le champ de température est calculé avec un pas de temps d'une semaine. Les Annexes 2.1 et 2.2 illustrent le champ de température à la fin de la phase de charge du système, et à la fin de la phase de soutirage durant la septième année.

4.1 Efficacité du stock

4.1.1 Mesure de l'efficacité du stock

La mesure de l'efficacité du stock se calcule comme étant le quotient de l'énergie soutirée durant les 6 mois d'hiver et de l'énergie fournie au stock durant les 6 mois d'été :

$$\eta = \frac{E(out)}{E(in)} = \frac{\int_t^{hiver} \sum_i \Phi_i(out)\, dt}{\int_t^{été} \sum_i \Phi_i(in)\, dt}$$

Les flux entrant dans le stock en été et sortant du stock en hiver sont calculés pour chaque nœud situé à la frontière sonde-terrain, puis intégrés (voir Annexe 2.3) :

$\Phi_i(in) = h\, S_i\, (60°C - T)$ ssi $T < 60°C$

$\Phi_i(out) = h\, S_i\, (T - 30°C)$ ssi $T > 30°C$

4.1.2 Etude paramétrique

L'Annexe 2.4 fournit l'évolution du rendement η au cours des 7 années pour les cas suivants :

- Diamètre du stock = 30 m, isolation : Ø= 30 m, e = 50 cm (cas de base)
- Diamètre du stock = 30 m, isolation : Ø= 34 m, e = 70 cm
- Diamètre du stock = 30 m, sans isolation
- Diamètre du stock = 30 m, isolation : Ø= 30 m, e = 50 cm, pas d'aquifère à – 35 m

4.1.3 Conclusions

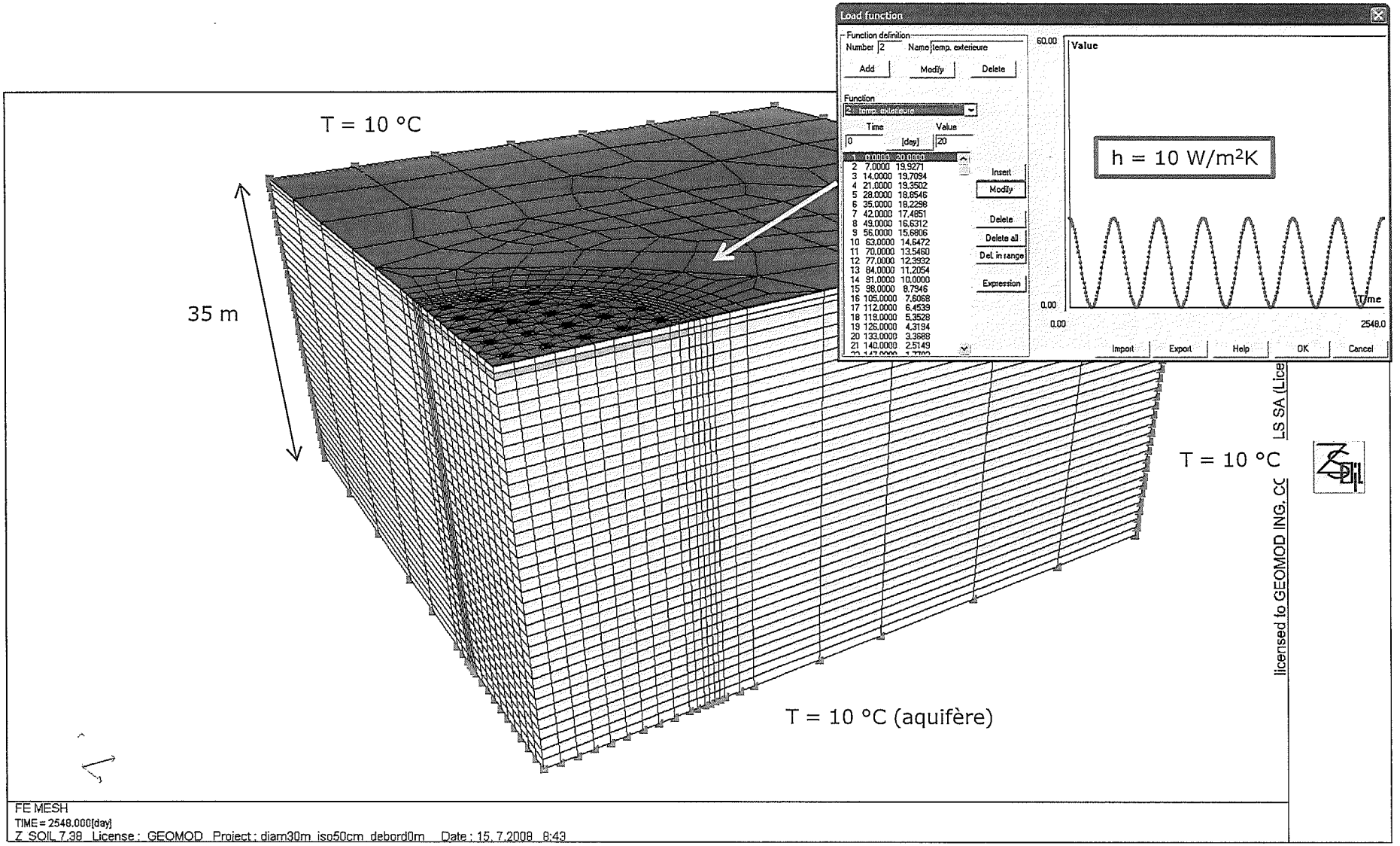
De manière générale, le stock isolé fournit un rendement qui se stabilise autour de **50%**, alors que l'absence d'isolation induirait une perte de rendement de l'ordre de 10%.

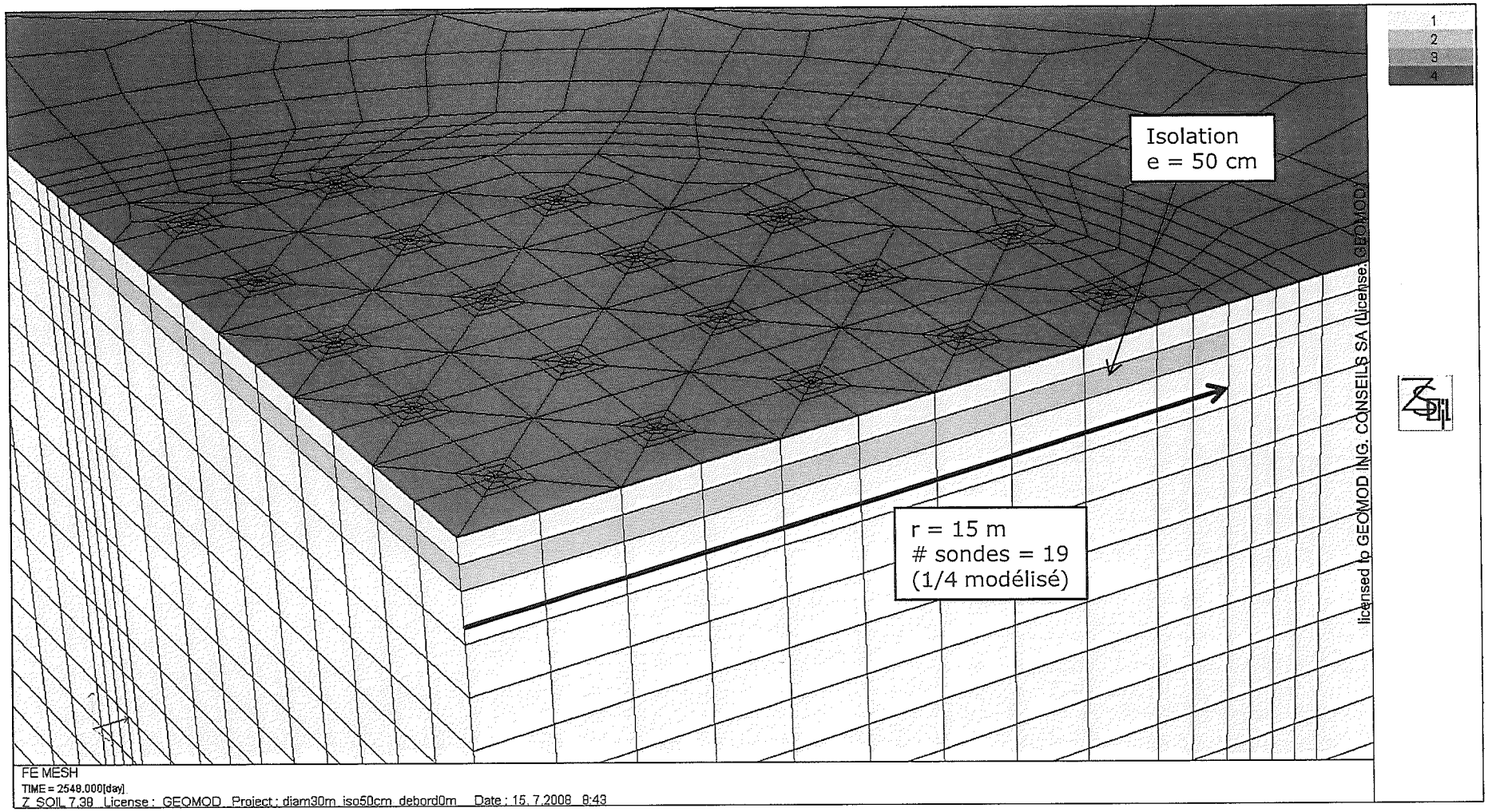
Remarque : le rendement augmente avec le diamètre du stock. Pour un diamètre de l'ordre de 60 m, selon les discussions avec les différents partenaires du projet, un rendement de l'ordre de **70 à 75%** est attendu.

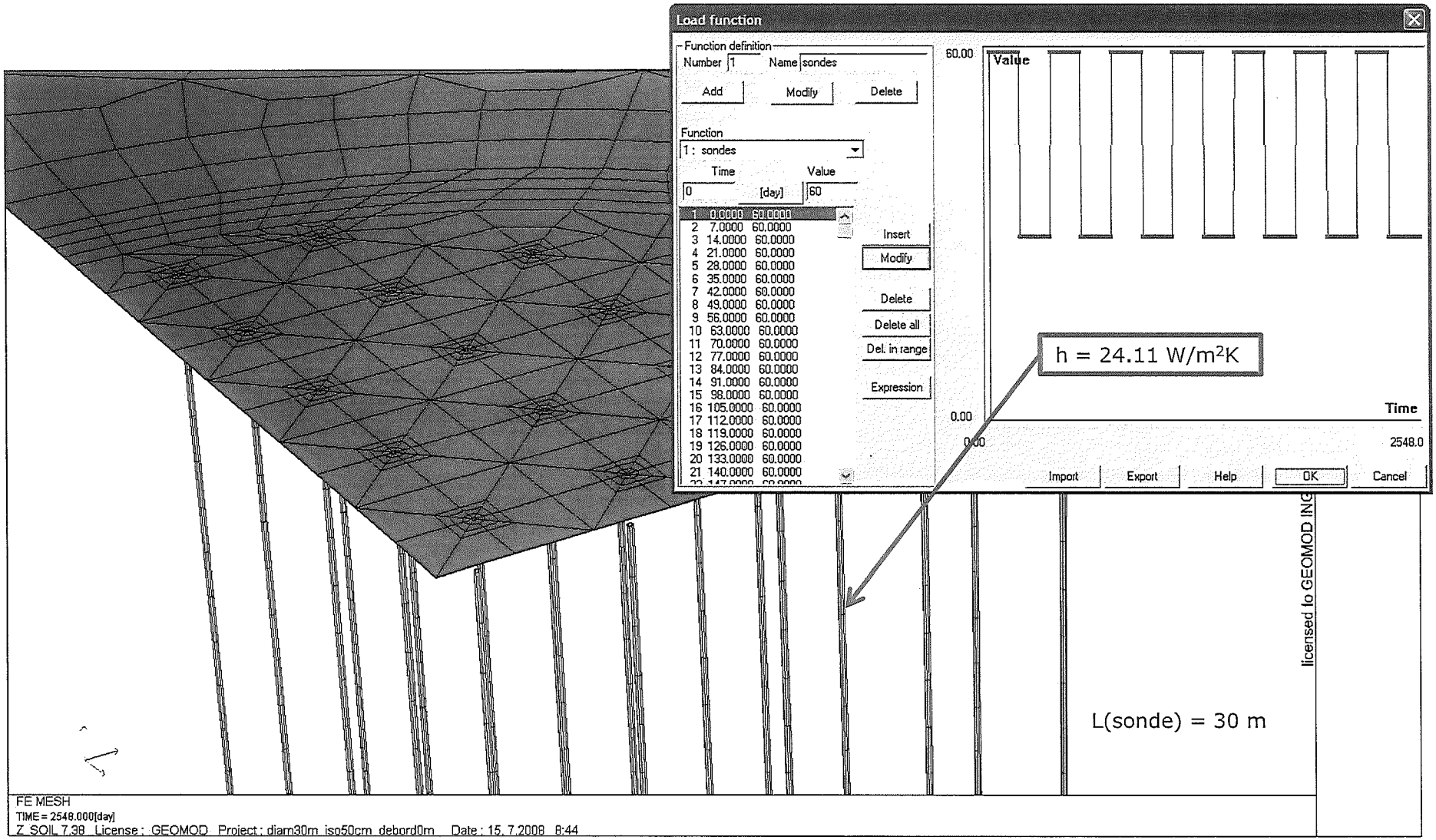
Ce chiffre pourra être confirmé avec le modèle lors de la suite de l'étude (stade APD), lorsque la géométrie du stock et l'input thermique seront mieux définis.

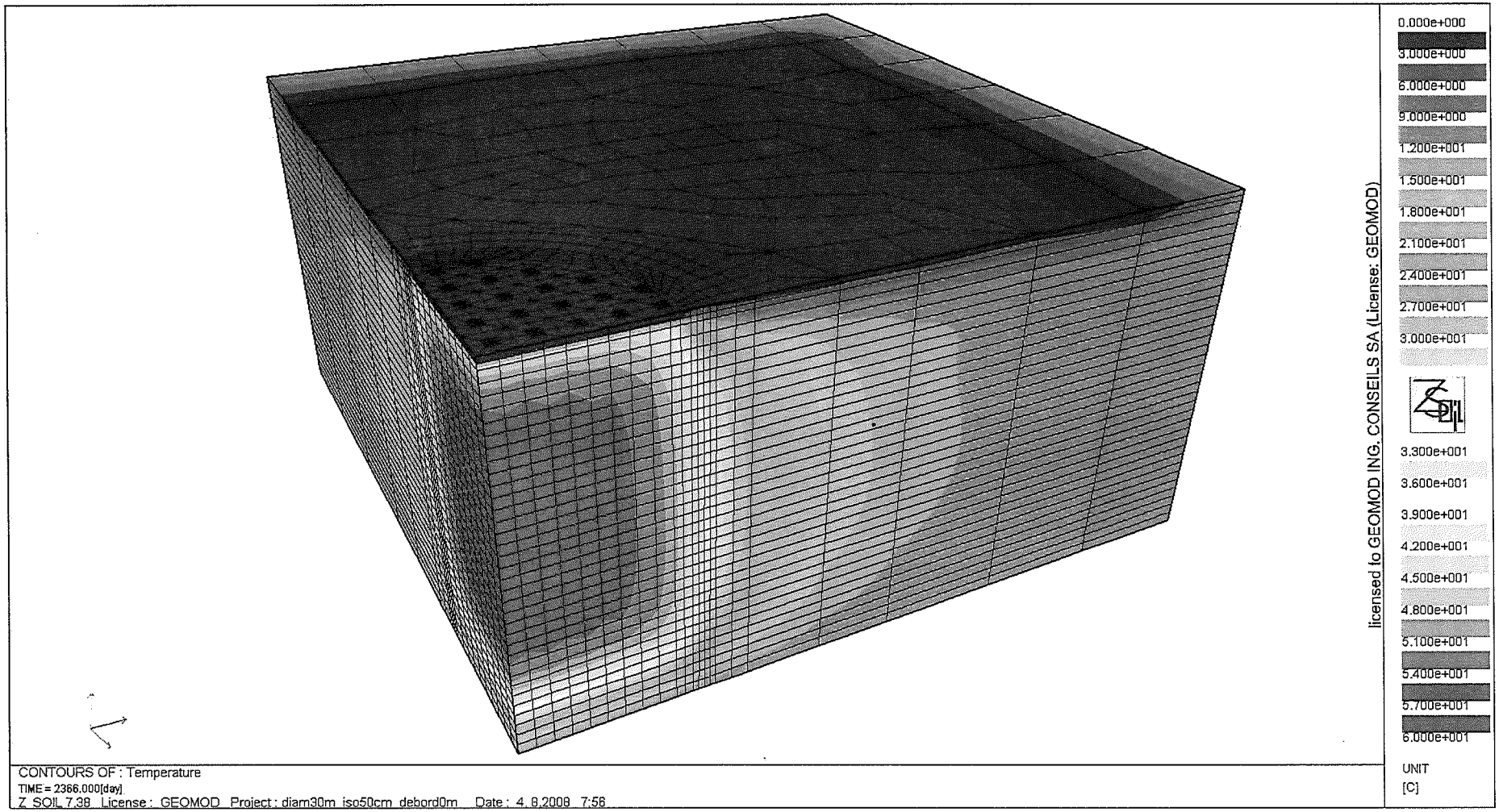
Rapport établi par S. Commend et F. Geiser, Drs ingénieurs EPFL.

Lausanne, le 4 août 2008

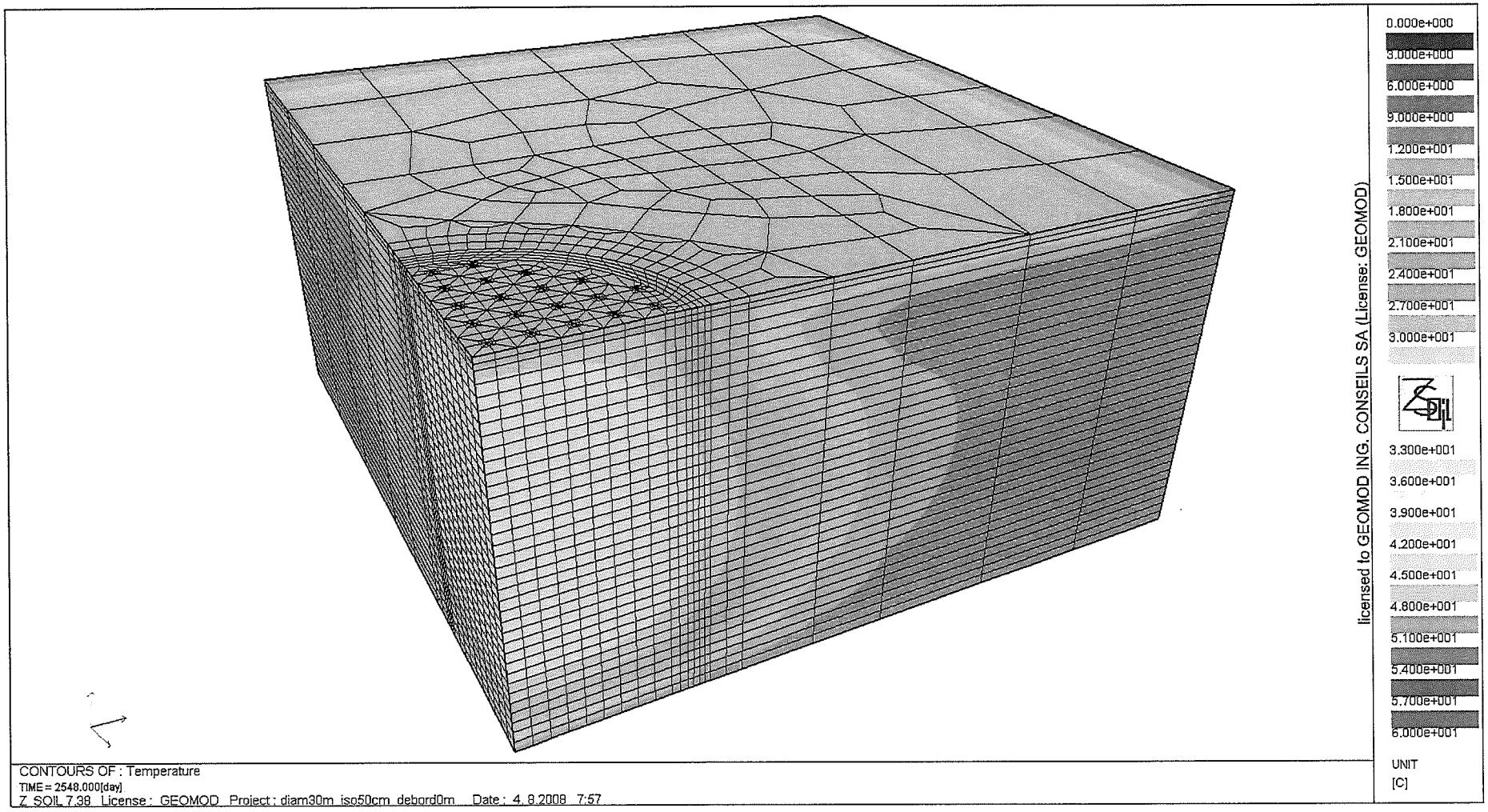

T = 10 °C
35 m
h = 10 W/m²K
T = 10 °C
T = 10 °C (aquifère)
Load function
Function definition
Number 2
Name temp. exterieure
Add
Modify
Delete
Function
2 temp. exterieure
Time
Value
[day]
Insert
Modify
Delete
Delete all
Del. in range
Expression
Value
Time
60.00
0.00
0.00
2548.0
Import
Export
Help
OK
Cancel
licensed to GEOMOD ING. CC
LS SA (Lice
FE MESH
TIME = 2548.000[day]
Z_SOIL 7.38 License : GEOMOD Project : diam30m iso50cm debord0m Date : 15.7.2008 8:43


Isolation
e = 50 cm
r = 15 m
# sondes = 19
(1/4 modélisé)
1
2
3
4
licensed to GEOMOD ING. CONSEILS SA (License: GEOMOD)
FE MESH
TIME = 2549.000[day]
Z_SOIL 7.38 License : GEOMOD Project : diam30m iso50cm debord0m Date : 15.7.2008 8:43

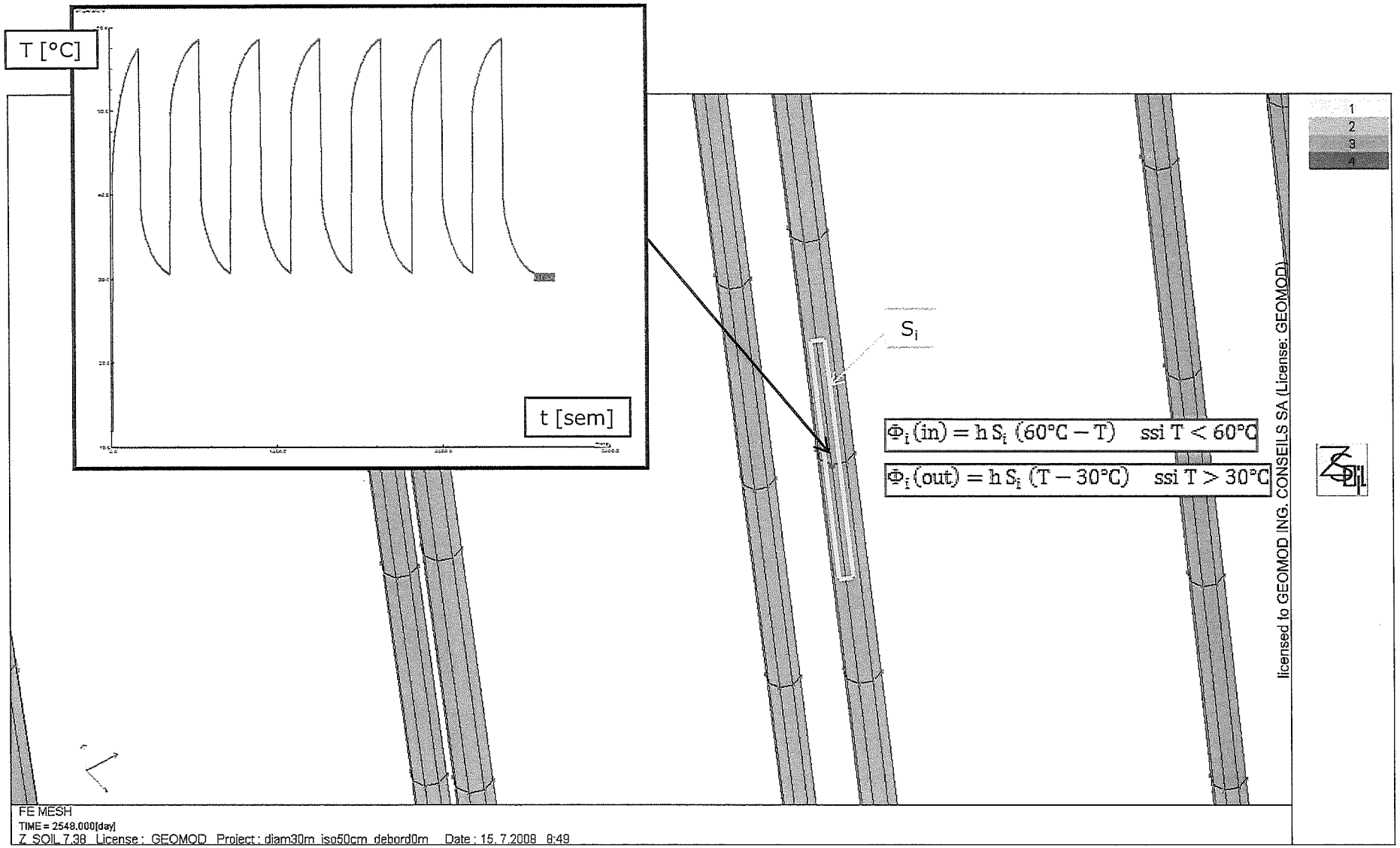

Load function
Function definition
Number 1
Name sondes
Add
Modify
Delete
Function
1 : sondes
Time
Value
0
[day]
60
1 0.0000 60.0000
2 7.0000 60.0000
3 14.0000 60.0000
4 21.0000 60.0000
5 28.0000 60.0000
6 35.0000 60.0000
7 42.0000 60.0000
8 49.0000 60.0000
9 56.0000 60.0000
10 63.0000 60.0000
11 70.0000 60.0000
12 77.0000 60.0000
13 84.0000 60.0000
14 91.0000 60.0000
15 98.0000 60.0000
16 105.0000 60.0000
17 112.0000 60.0000
18 119.0000 60.0000
19 126.0000 60.0000
20 133.0000 60.0000
21 140.0000 60.0000
Insert
Modify
Delete
Delete all
Del. in range
Expression
60.00
Value
0.00
Time
0.00
2548.0
Import
Export
Help
OK
Cancel
h = 24.11 W/m²K
L(sonde) = 30 m
licensed to GEOMOD ING
FE MESH
TIME = 2548.000[day]
Z_SOIL 7.98 License : GEOMOD Project : diam30m iso50cm debord0m Date : 15. 7.2008 8:44



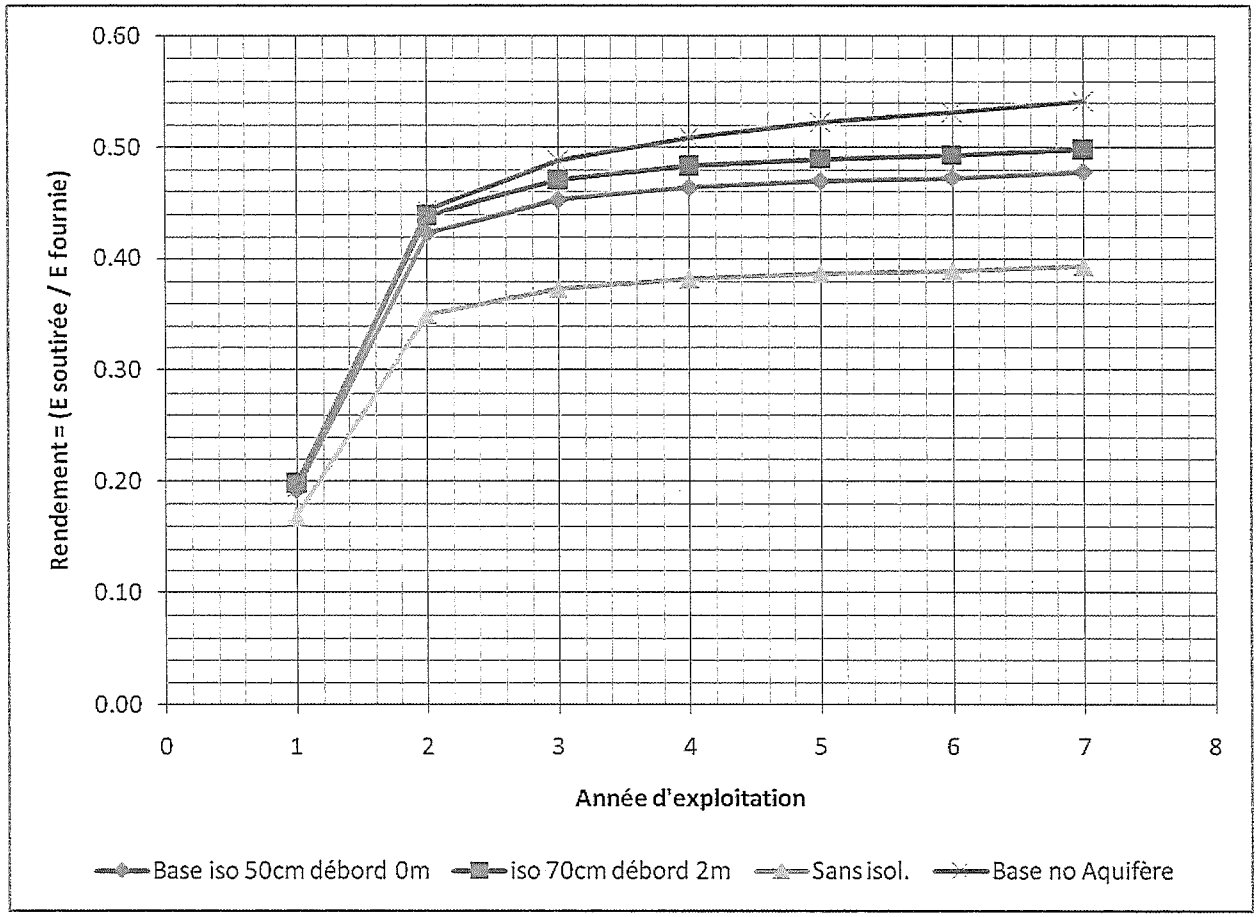
Annexe 2.1 Champ de température durant la septième année d'analyse
Etat à la fin des 6 mois de « charge »



Annexe 2.2 Champ de température durant la septième année d'analyse
Etat à la fin des 6 mois de « soutirage »


T [°C]
t [sem]
S_i
$\Phi_i(in) = h\,S_i\,(60°C - T)$ ssi $T < 60°C$
$\Phi_i(out) = h\,S_i\,(T - 30°C)$ ssi $T > 30°C$
1
2
3
4
licensed to GEOMOD ING. CONSEILS SA (License: GEOMOD)
FE MESH
TIME = 2548.000[day]
Z_SOIL 7.38 License : GEOMOD Project : diam30m iso50cm debord0m Date : 15.7.2008 8:49

$$\eta = \frac{E(out)}{E(in)} = \frac{\int_t^{hiver} \sum_i \Phi_i(out)\, dt}{\int_t^{été} \sum_i \Phi_i(in)\, dt}$$



BG
Ingénieurs Conseils
Ingenieure & Berater
Consulting Engineers

ANNEXE 4

Simulation du système complet, rapport de Dr Daniel Pahud, SUPSI

Scuola Universitaria Professionale
della Svizzera Italiana

SUPSI

Dipartimento
Ambiente
Costruzioni e
Design

**Istituto
Sostenibilità
Applicata
Ambiente
Costrutivo**

SUPSI, DACD, ISAAC, CH-6952 Canobbio

Trevano, CP 105
CH-6952 Canobbio

Telefono +41 (0)58 666 63 51
Fax +41 (0)58 666 63 49
E-mail isaac@supsi.ch
N. IVA 425.112

Da Daniel Pahud
Telefono +41 (0)58 666 63 53
E-mail daniel.pahud@supsi.ch

DOC.A

OGGETTO Solar heating system with seasonal heat store at Florence - Geneva

TITOLO

Central Solar Heating Plant with a Seasonal Storage (CSHPSS) at Florence, Geneva

Analysis and design by dynamic system simulations

COMMITTENTE BG Ingenieur Conseils SA
Avenue de Cour 61
CH – 1001 Lausanne

ESTENSORE RAPPORTO Dr. Daniel Pahud, SUPSI – DACD – ISAAC

LUOGO E DATA Lugano/Trevano, 14 août 2008

Florence-SUPSI-Avant-Projet-Sommaire.doc

Table of content

1. Introduction and objective of the study 3
2. System layout and control strategy 3
3. Variant “TOT” 8
4. Variant “LOW” 13
5. Supplementary simulations 18
6. Annex 1: System parameters for the “TOT” variant 19
7. Annex 2: System parameters for the “LOW” variant 25

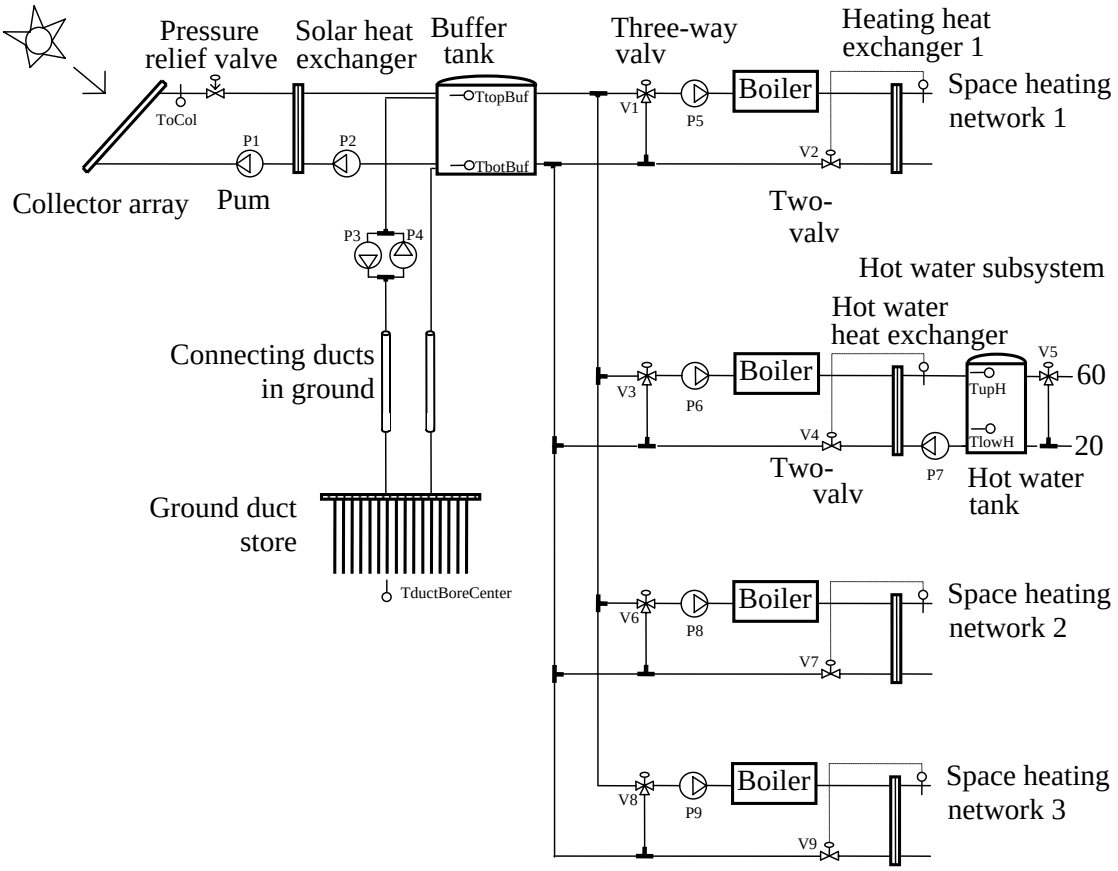
1. Introduction and objective of the study

This report gives a synthesis of the main results obtained during the course of the Florence CSHPSS's system analysis and study.

The main objective of the study is to use an existing dynamic model of such a system, adapt it to the Florence one and simulate the thermal performances to optimally size the main components.

2. System layout and control strategy

The simulated system layout is shown in figure 2.1. All the main subsystems (the collector array, the ground store, the space heating heat distribution and the hot water distribution) are connected to the water buffer store. In this way each subsystems can be operated independently with optimum conditions. This also make the system control simpler and easier to understand and implement. For simplification, only one collector subsystem and one hot water subsystem are represented. The collector subsystem is comprised of the collector array, the solar heat exchanger, the pressure relief valve and the pump P1. The hot water subsystem is comprised of the hot water tank, the hot water heat exchanger, the two-way valve V4 and the pump P7. The collector and hot water subsystems are decentralised and several of those can be connected in parallel, depending on the number of houses or block of houses which have a collector array and a hot water subsystem. In practice, hot water is prepared at the place where it is used. The system layout corresponds to a system with a 6-pipes heat distribution network (2 for the collector arrays, 2 for space heating and 2 for hot water).



TtopBuf:	fluid temperature at the top of the buffer tank
TbotBuf:	fluid temperature at the bottom of the buffer tank
TductBoreCenter:	ground temperature in the immediate vicinity of a borehole at the centre of the ground store
ToColl:	outlet fluid temperature from the collector array
TductIn:	inlet fluid temperature in the ground heat exchanger
TductOut:	outlet fluid temperature from the ground heat exchanger
TupHW:	water temperature of the hot water tank at 70% of its height
TlowHW:	water temperature of the hot water tank at 15% of its height

Figure 2.1: Layout and temperature sensors for system control

Collector array control

An on/off controller with dead-band temperature differences controls the two pumps of the collector subsystem. Two fluid temperatures are compared. The collector fluid temperature at the outlet pipe position and the water temperature at the bottom of the buffer store are chosen. The flow rate in the collectors is set to a constant value (0.0056 kg/s per m^2 of collector area) when available solar gains are collected. The flow rate on the buffer side of the solar heat exchanger is set to the same value when solar heat can be transferred to the buffer store. A pressure relief valve limits the outlet fluid temperature from the solar collectors to 100 °C.

- ON/OFF controller for the collector pumps P1 and P2:
  TH = ToColl (TH - TL) > 7 K ☑ collector pumps P1 and P2 ON
  TL = TbotBuf (TH - TL) < 3 K ☑ collector pumps P1 and P2 OFF

- Constant flow rate for the P1 and P2 pumps:
  flow = 0.0056 (kg/m^2s) x COAREA (m^2) x 3600 (s/h)
  COAREA is the collector area.

Ground store control

The operation of the two ground store pumps is controlled with on/off controllers. Only one pump can be run at a time, depending on the loading or unloading operation mode of the ground store. The flow rate is adjusted to preserve as much as possible the vertical temperature stratification in the buffer store. In the loading mode, heat is transferred from the buffer store to the ground store. Water is taken at the top of the buffer store, pushed through the ground heat exchanger and re-enters at the bottom of the buffer store. In the unloading mode, the other pump is used, resulting in reverse fluid circulation. In this operation mode, heat is transferred from the ground store to the buffer store.

Ground store loading mode

Two ON/OFF controllers are used. The pump is operated only if the two controls are ON.

- First ON/OFF controller for the ground store loading pump P3:
  TH = TtopBuf (TH - TL) > 5 K ☑ ground loading pump ON
  TL = TductBoreCenter (TH - TL) < 1 K ☑ ground loading pump OFF

- Second ON/OFF controller for the ground store loading pump P3:
  TH = TtopBuf (TH - TL) > 2 K ☑ ground loading pump ON
  TL = 65°C (TH - TL) < 0 K ☑ ground loading pump OFF

- Variable flow rate control
  TductOut = TbotBuf, but with the following three constraints:
  - dTin-out = TductIn - TductOut ≥ 3 K
  - IF *flow rate* < *flow min* THEN *flow rate* = 0 kg/h (pump OFF)
    flow min = ⅓ flow max kg/h
  - IF *flow rate* > *flow max* THEN *flow rate* = *flow max*
    flow max = 0.0056 (kg/m^2s) x COAREA (m^2) x 3600 (s/h)
    COAREA: total collector area

  as a result, TductOut ≤ TbotBuf when the pump is ON.

Ground store unloading mode
Only one ON/OFF controller is used.

- ON/OFF controller for the ground store unloading pump P4
  TH = TductBoreCenter (TH - TL) > 1 K ☑ ground unloading pump ON
  TL = TtopBuf (TH - TL) < 0 K ☑ ground unloading pump OFF

- Variable flow rate control
  TductOut = TtopBuf, but with the following three constraints:
  - dTout-in = TductOut - TductIn ≥ 3 K
  - IF *flow rate* < *flow min* THEN *flow rate* = 0 kg/h (pump OFF)
    flow min = ⅓ flow max kg/h
  - IF *flow rate* > *flow max* THEN *flow rate* = *flow max*
    flow max = 0.0056 (kg/m^{2}s) x COAREA (m^2) x 3600 (s/h)
    COAREA: total collector area

  as a result, TductOut ≥ TtopBuf when the pump is ON.

Heat distribution control
Space heating energy and hot water energy are delivered by up to four separate distribution networks which are directly connected to the buffer store. In this way it is possible to take into account different temperature levels of heat distribution. The following description is valid for each distribution network. The three-way valve permits the disconnection of the heat distribution subsystem from the solar part of the system, when the fluid temperature at the top of the buffer store is lower than the return fluid temperature from the heat exchanger. The inlet temperature on the primary side of the heat exchanger can not fall below a value which is shifted by some Kelvins (set to 5K) relative to the requested outlet fluid temperature on the secondary side. *(In the foreseen system no heat exchanger is present between space heating distribution and the buffer store. An arbitrary large UA value is assigned to the heat exchanger, and the shift temperature on the primary side of the heat exchanger is reduced to 0.1K, so that there is a negligible temperature loss through the simulated heat exchanger).* If necessary, the boiler is used to raise the fluid temperature to the desired value. The heat exchanger is a counter-flow heat exchanger whose UA-value depends on the maximum heat rate to be transferred and also on the above mentioned temperature shift. The two-way valve, controlled by the forward fluid temperature on the secondary side of the heat exchanger, reduces the flow rate on the primary side as much as possible, thus making the lowest return fluid temperature to the buffer store possible. The maximum flow rate on the primary side of the heat exchanger must be greater than the maximum value on the secondary side. The pump is switched off if the heat demand is null.

Space heating heat distribution

- Space heating boiler
  If necessary, the boiler raises the incoming fluid temperature from pump P5 to (Tset + 0.1K). Tset is the desired forward fluid temperature in the space heating distribution network. Tset depend on the outdoor air temperature. Dito for the other two distributions network.

- Space heating flow rate control on the primary side
  The flow rate is adjusted by the two-way valve so that the forward fluid temperature in the distribution network corresponds to Tset.

Hot water heat distribution

- Hot water boiler
  If necessary, the boiler raises the incoming fluid temperature from pump P6 to (60 °C + 5K = 65 °C).

Each hot water subsystem comprises a hot water heat exchanger, a hot water tank, a pump (P7), a two-way valve (V4) and a three-way valve (V5). This latter ensures that the distributed hot water temperature does not exceed 60°C. It could be avoided in practice, as the water temperature in the hot water tank is already controlled (61°C). Only one hot water subsystem is simulated.

- Variable flow rate control on the primary side
  The flow rate is adjusted by the two-way valve (V4) so that the outlet fluid temperature on the secondary side of the heat exchanger is equal to 61°C.

- Flow rate control on the secondary side (pump P7)
  The flow rate may have two values. The low value corresponds, with a temperature difference of hot and cold water of 40K (60°C - 20°C), to the average heat rate required for the heating of hot water during the year. The high flow rate value is set to twice the low value.

The flow rate is controlled by two temperature sensors in the hot water tank (TupHW and TlowHW). TupHW and TlowHW are water temperatures measured at respectively 70% and 15% of the tank height.

The flow rate control is performed as shown in figure 2.2.

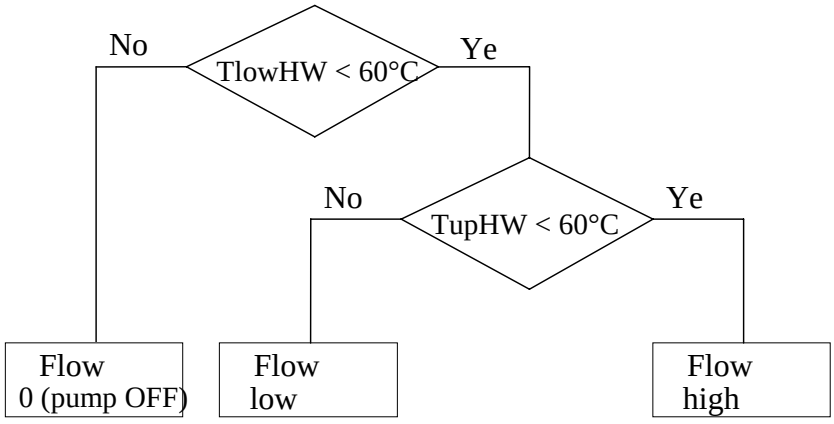


Figure 2.2: Schematic presentation of the procedure followed for the control of the pump P7

3. Variant "TOT"

In this variant the CSHPSS is designed for all the buildings. The annual heating demand amounts to **5'010 MWh/year** (70% space heating and 30% domestic hot water). A size of 80 litre/m^2 is fixed for the short term water tank buffer volume. Losses in the collector array pipe connections are taken into account with an additional value added to the collector loss factor. The pipe connection losses between the buffer water store and the seasonal ground store are simulated with two pipe components. All the system parameters are listed in annex 1.

A collector area of 9'180 m^2 is fixed and the ground duct store may not be deeper than 30 m. An optimal system is searched as the one that can provide the maximum solar fraction at the least solar cost. The ground store volume and the borehole number are varied for this scope.

For the calculation of the solar cost, the following cost are used for the subsystems, together with an annuity factor of 7%, including operating and maintenance cost.

COST DATA

SUBSYSTEM COST		Parameter value
Solar collectors		**1'000** CHF/m^2
Buffer store		**1'000** CHF/m^3
Ground store	top part (per top store unit area)	**320** CHF/m^2
	borehole heat exchanger (per bore unit length)	**100** CHF/m

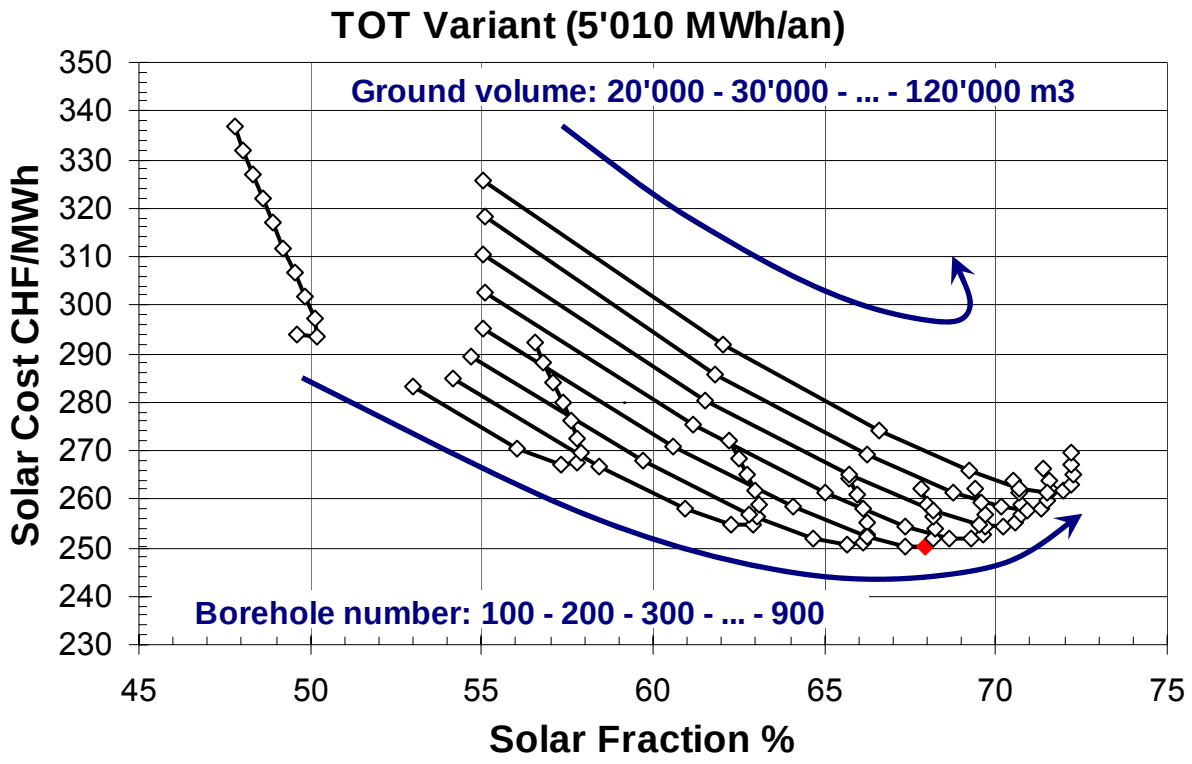
Overall annuity factor: **0.07**

PARAMETER VARIATION

The two varied parameters are:

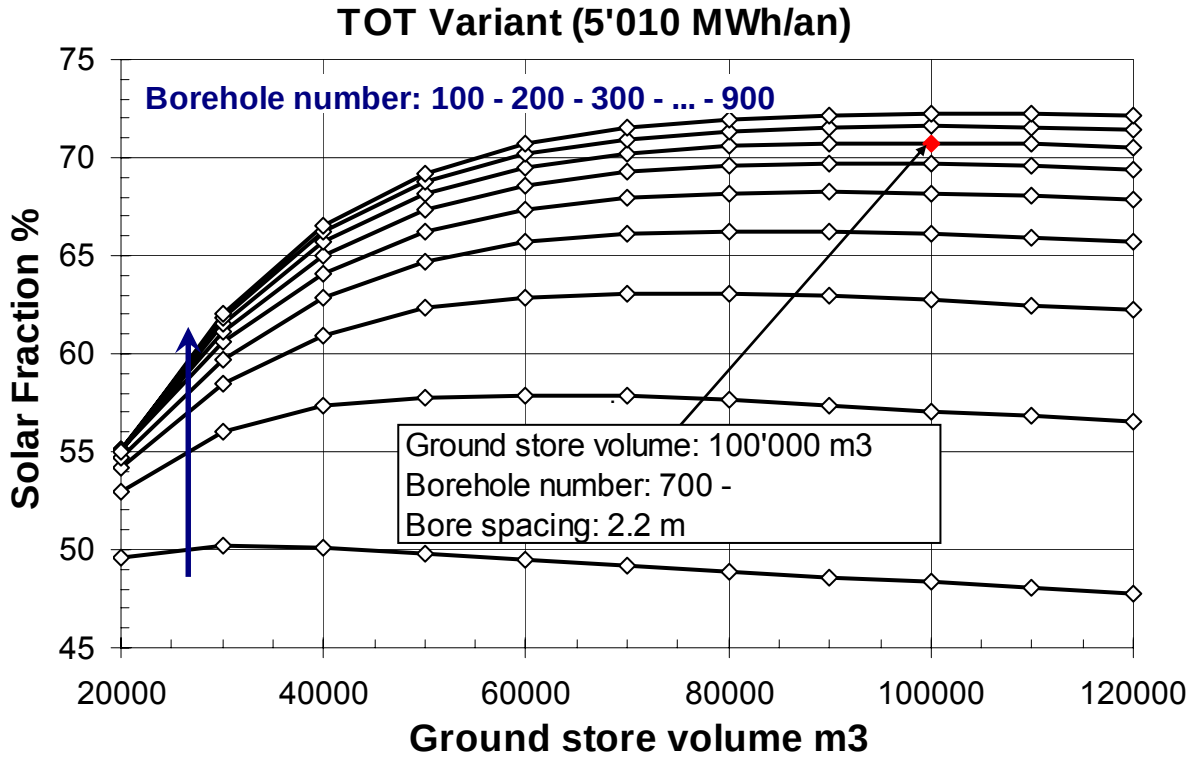
- Ground store: 20'000 – 30'000 – 40'000 – … – 120'000 m^2
- Borehole number: 100 – 200 – 300 – 400 – 500 – 600 – 700 – 800 – 900

Variant TOT – economical optimum with a 9'180 m^2 total collector area



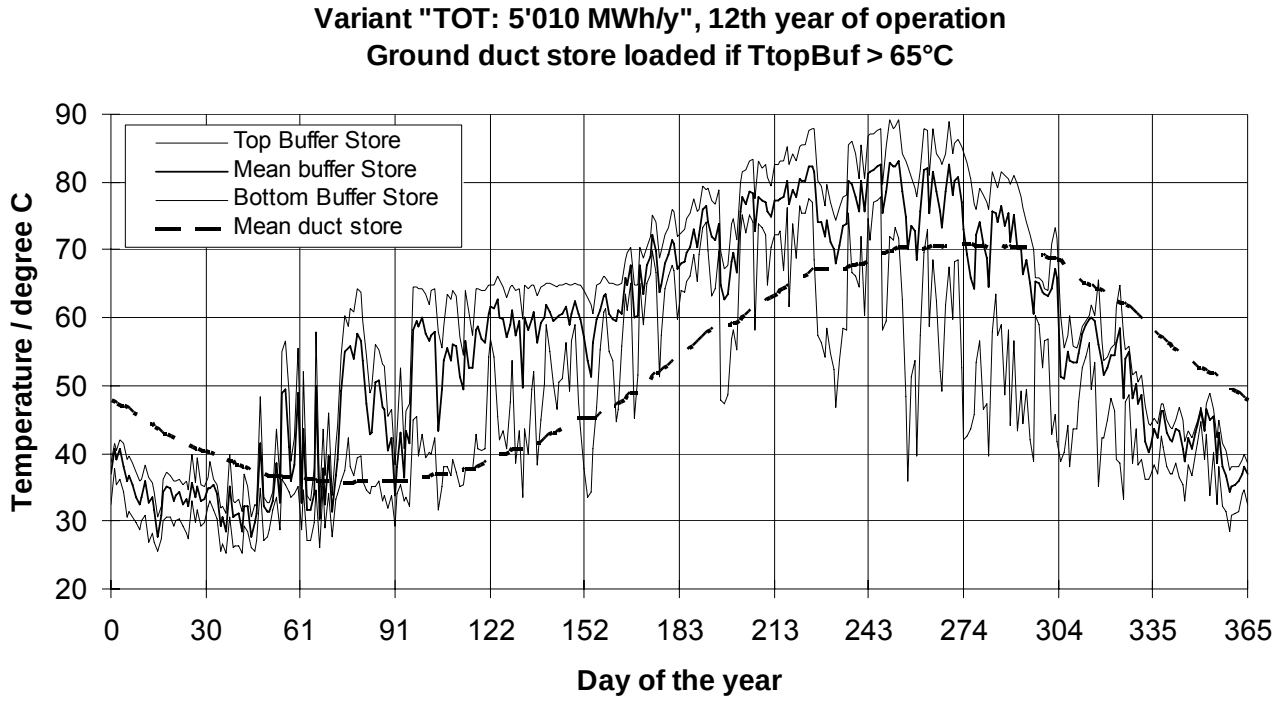
Economical optimum:
70'000 m^3, 500 borehole heat exchangers. Maximum temperature in collectors: 105°C
Solar fraction: 68.0% solar cost: 250 CHF/MWh

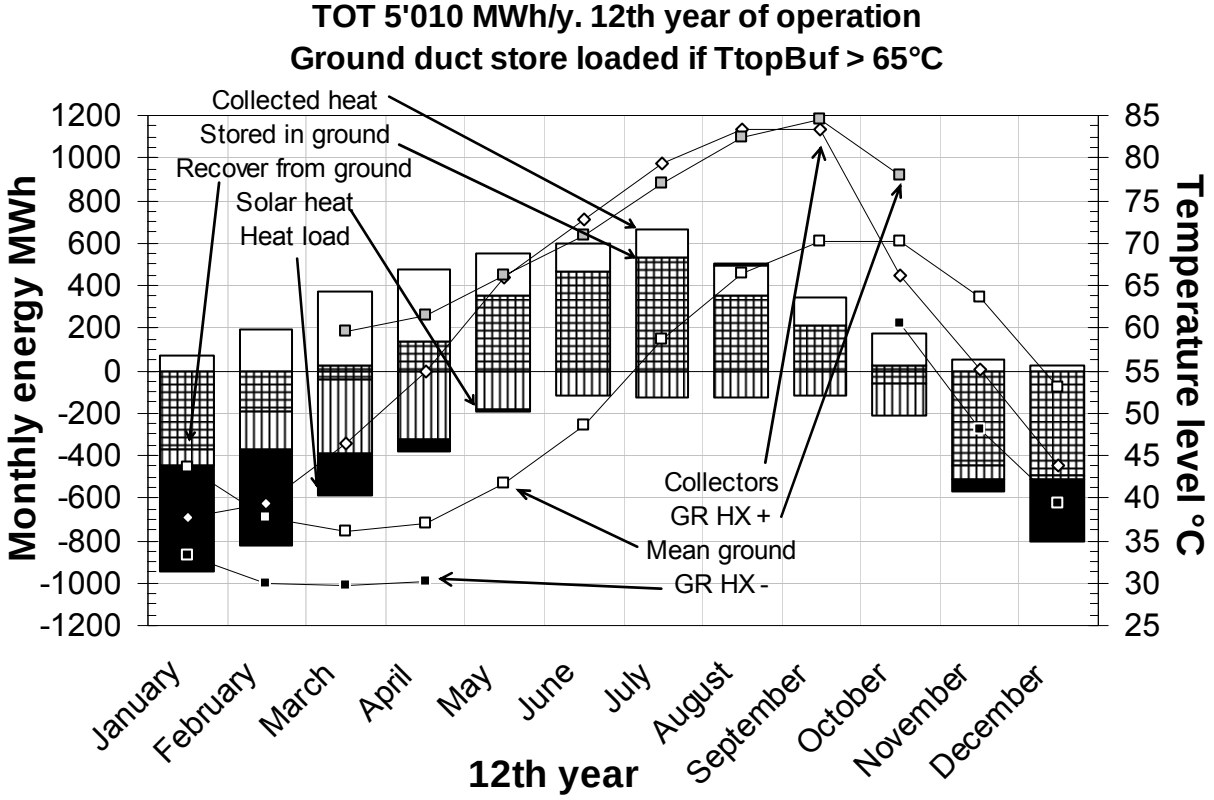
Variant TOT – without dissipation and overheating with a 9'180 m^2 total collector area



Best system design to avoid ebullition and heat dissipation in the collector field:
100'000 m^3, 700 borehole heat exchangers. Maximum temperature in collectors: 100°C
Solar fraction: 70.7% solar cost: 259 CHF/MWh

Variant TOT - economical optimum with a 9'180 m^2 total collector area





Variant TOT - economical optimum with a 9'180 m^2 total collector area

The system dimensions and performances are:

• Collector area	**9'180**	**m^2**	**1.8**	m^2/MWh annual load
• Buffer store volume	**730**	**m^3**	**80**	litre/m^2
• Ground store volume	**70'000**	**m^3**	**7.6**	m^3/m^2
• Ground store vertical extension	**30**	**m**		
• Borehole spacing	**2.2**	**m**		
• Total pipe length	**15'000**	**m**	**1.6**	m/m^2
• Solar fraction	**68.0**	**%**		
• Annual solar heat	**3'400**	**MWh**		
• Solar cost	**250**	**CHF/MWh**		
• Ground store cost	**2'270**	**kCHF**	**19**	**%**
• Buffer cost	**730**	**kCHF**	**6**	**%**
• Collector cost	**9'200**	**kCHF**	**75**	**%**
• Total cost	**12'200**	**kCHF**	**100**	**%**
• Ground store fraction (the 12th year of operation)			**32.5**	**%**
• Buffer store fraction (the 12th year of operation)			**36.6**	**%**
• Annual solar collector efficiency			**33**	**%**
• Annual ground store efficiency			**79**	**%**
• Maximal fluid temperature in collectors			**105**	**°C**
• Annual dissipated heat in collectors			**12**	**MWh**

Variant TOT – without dissipation and overheating with a 9'180 m^2 total collector area

The system dimensions and performances are:

• Collector area	**9'180**	**m^2**	**1.8**	m^2/MWh annual load
• Buffer store volume	**730**	**m^3**	**80**	litre/m^2
• Ground store volume	**100'000**	**m^3**	**10.9**	m^3/m^2
• Ground store vertical extension	**30**	**m**		
• Borehole spacing	**2.2**	**m**		
• Total pipe length	**21'000**	**m**	**2.3**	m/m^2

• Solar fraction	**70.7**	**%**
• Annual solar heat	**3'540**	**MWh**
• Solar cost	**259**	**CHF/MWh**

• Ground store cost	**3'170**	**kCHF**	**24**	**%**
• Buffer cost	**730**	**kCHF**	**6**	**%**
• Collector cost	**9'200**	**kCHF**	**70**	**%**
• Total cost	**13'100**	**kCHF**	**100**	**%**

• Ground store fraction (the 12th year of operation)	**36.4**	**%**
• Buffer store fraction (the 12th year of operation)	**35.9**	**%**

• Annual solar collector efficiency	**35**	**%**
• Annual ground store efficiency	**78**	**%**

• Maximal fluid temperature in collectors	**100**	**°C**
• Annual dissipated heat in collectors	**0**	**MWh**

4. Variant "LOW"

In this variant the CSHPSS is designed for the FLORENCE and CHAMPENDAL buildings. The annual heating demand amounts to **2'450 MWh/year** (48% space heating and 52% domestic hot water). The size of the collector area is reduced from 9'180 to 4'500 m^2. A size of 80 litre/m^2 is fixed for the short term water tank buffer volume. Losses in the collector array pipe connections is taken into account with an additional value added to the collector loss factor. The pipe connection losses between the buffer water store and the seasonal ground store are simulated with two pipe components. All the system parameters are listed in annex 2.

The collector area of 4'500 m^2 gives the same ratio "collector area over annual thermal load energy" as the TOT variant. The ground duct store may not be deeper than 30 m. An optimal system is searched as the one that can provide the maximum solar fraction at the least solar cost. The ground store volume and the borehole number are varied for this scope.

For the calculation of the solar cost, the following cost are used for the subsystems, together with an annuity factor of 7%, including operating and maintenance cost.

COST DATA

SUBSYSTEM COST		Parameter value
Solar collectors		**1'000** CHF/m^2
Buffer store		**1'000** CHF/m^3
Ground store	top part (per top store unit area)	**320** CHF/m^2
	borehole heat exchanger (per bore unit length)	**100** CHF/m

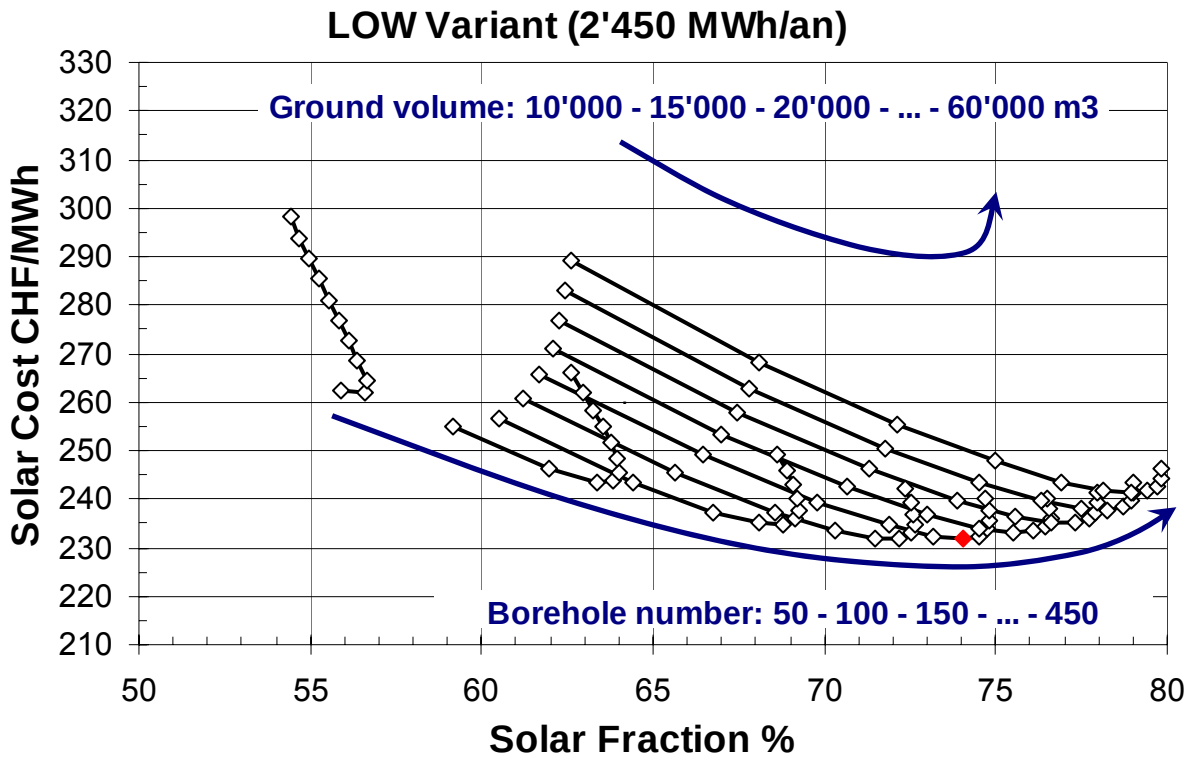
Overall annuity factor: **0.07**

PARAMETER VARIATION

The two varied parameters are:

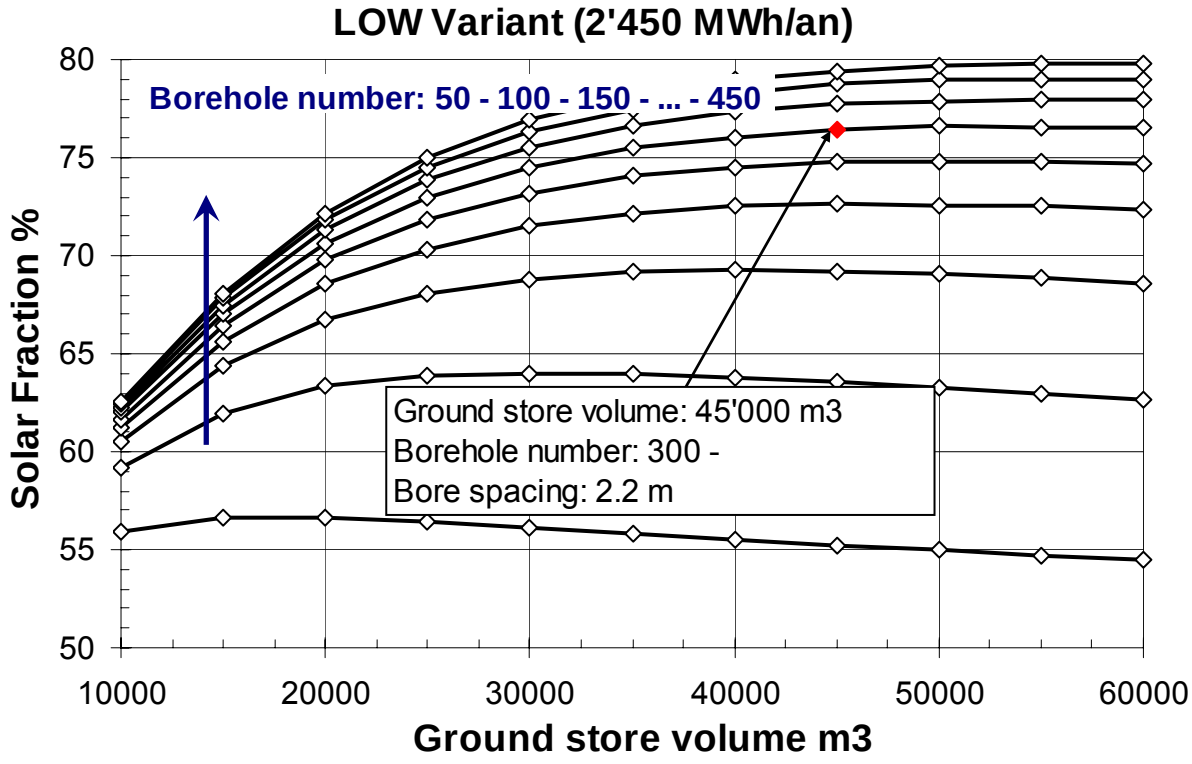
- Ground store: 10'000 – 15'000 – 20'000 – … – 60'000 m^2
- Borehole number: 50 – 100 – 150 – 200 – 250 – 300 – 350 – 400 – 450

Variant LOW – economical optimum with a 4'500 m^2 total collector area



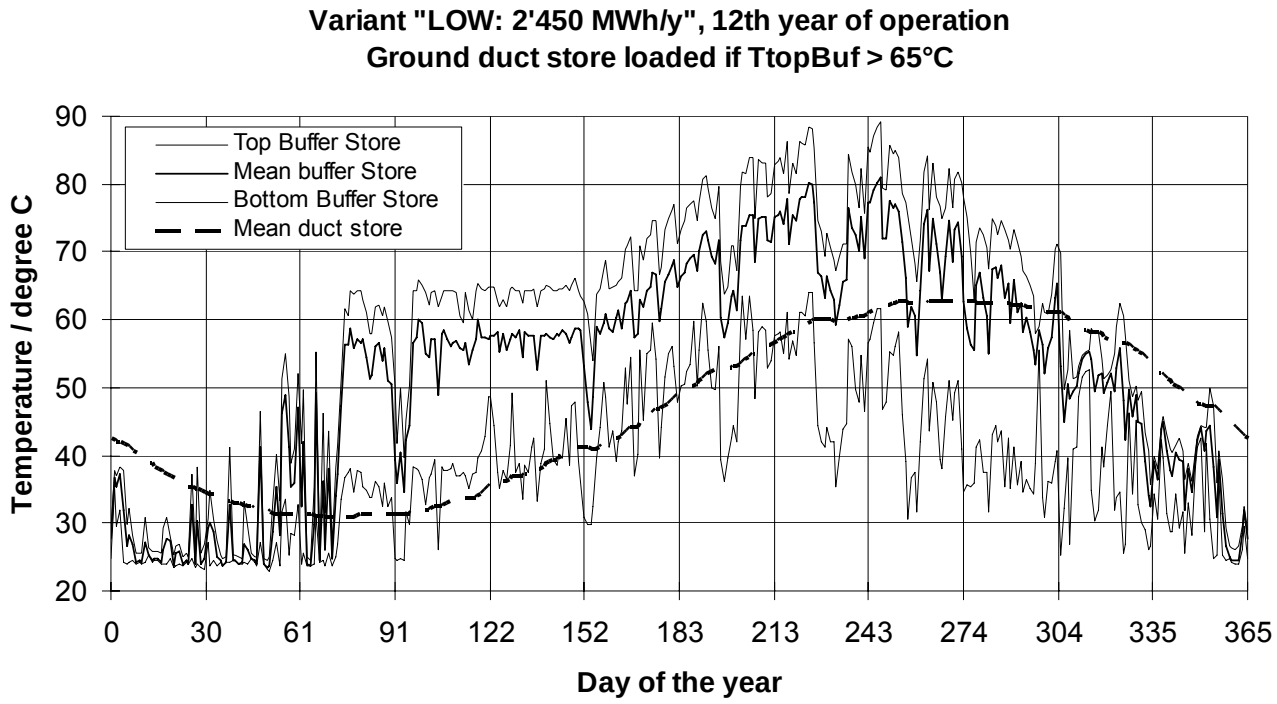
Economical optimum:
35'000 m^3, 250 borehole heat exchangers. Maximum temperature in collectors: 104°C
Solar fraction: 74.0% solar cost: 232 CHF/MWh

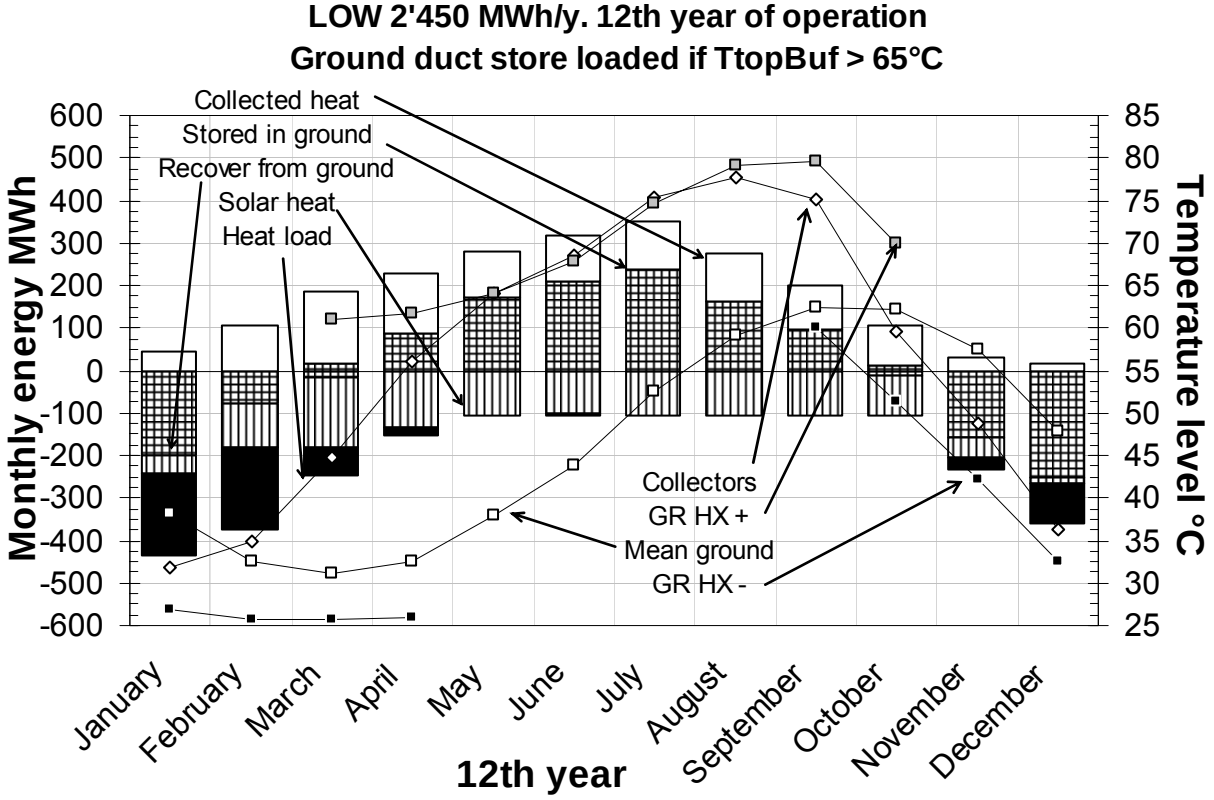
Variant LOW – without dissipation and overheating with a 4'500 m^2 total collector area



Best system design to avoid ebullition and heat dissipation in the collector field:
45'000 m^3, 300 borehole heat exchangers. Maximum temperature in collectors: 99°C
Solar fraction: 76.5% solar cost: 234 CHF/MWh

Variant LOW – economical optimum with a 4'500 m^2 total collector area





Variant LOW – economical optimum with a 4'500 m^2 total collector area

The system dimensions and performances are:

• Collector area	**4'500**	**m^2**	**1.8**	m^2/MWh annual load
• Buffer store volume	**360**	**m^3**	**80**	litre/m^2
• Ground store volume	**35'000**	**m^3**	**7.8**	m^3/m^2
• Ground store vertical extension	**30**	**m**		
• Borehole spacing	**2.2**	**m**		
• Total pipe length	**7'500**	**m**	**1.7**	m/m^2
• Solar fraction	**74.0**	**%**		
• Annual solar heat	**1'810**	**MWh**		
• Solar cost	**232**	**CHF/MWh**		
• Ground store cost	**1'140**	**kCHF**	**19**	**%**
• Buffer cost	**360**	**kCHF**	**6**	**%**
• Collector cost	**4'500**	**kCHF**	**75**	**%**
• Total cost	**6'000**	**kCHF**	**100**	**%**
• Ground store fraction (the 12th year of operation)			**29.6**	**%**
• Buffer store fraction (the 12th year of operation)			**45.6**	**%**
• Annual solar collector efficiency			**36**	**%**
• Annual ground store efficiency			**75**	**%**
• Maximal fluid temperature in collectors			**104**	**°C**
• Annual dissipated heat in collectors			**2**	**MWh**

Variant LOW – without dissipation and overheating with a 4'500 m^2 total collector area

The system dimensions and performances are:

• Collector area	**4'500**	**m^2**	**1.8**	m^2/MWh annual load
• Buffer store volume	**360**	**m^3**	**80**	litre/m^2
• Ground store volume	**45'000**	**m^3**	**10.0**	m^3/m^2
• Ground store vertical extension	**30**	**m**		
• Borehole spacing	**2.2**	**m**		
• Total pipe length	**9'000**	**m**	**2.0**	m/m^2

• Solar fraction	**76.5**	**%**
• Annual solar heat	**1'870**	**MWh**
• Solar cost	**234**	**CHF/MWh**

• Ground store cost	**1'440**	**kCHF**	**23**	**%**
• Buffer cost	**360**	**kCHF**	**6**	**%**
• Collector cost	**4'500**	**kCHF**	**71**	**%**
• Total cost	**6'300**	**kCHF**	**100**	**%**

• Ground store fraction (the 12th year of operation)	**32.5**	**%**
• Buffer store fraction (the 12th year of operation)	**45.4**	**%**

• Annual solar collector efficiency	**38**	**%**
• Annual ground store efficiency	**75**	**%**

• Maximal fluid temperature in collectors	**99**	**°C**
• Annual dissipated heat in collectors	**0**	**MWh**

5. Supplementary simulations

The TOT variant is taken to respond to some questions with the mean of some additional simulations. The results are summarised in the following table. The total annual heat demand is 5'010 MWh/y. The solar fraction, calculated as the overall mean value for the first 25 years of system operation, is different for each building. The overall value is 68%. The solar fraction per building is calculated with the solar fraction for space heating and the solar fraction for hot water, taking into account the respective energy quantities. The solar fractions are, for the four simulated consumers:

- space heating solar fraction for FLORENCE + CHAMPENDAL buildings: 98%
- space heating solar fraction for CEC building: 43%
- space heating solar fraction for CO building: 59%
- domestic hot water solar fraction for all the buildings: 77%

Space heating solar fraction for FLORENCE + CHAMPENDAL buildings is over 99% after 5 operating years.

	Solar fraction	Solar cost	Investment
Variant TOT – optimum Collectors: 9'180 m^2, 20° inclination (1.8 m^2/MWh load) Buffer store: 730 m^3 (80 litre/m^2) Ground store: 70'000 m^3 (8 m^3/m^2), 2.2m bore spacing	68.0%	250 CHF/MWh	12.2 MCHF
Solar fraction for FLORENCE + CHAMPENDAL	87%	annual load: 2'450 MWh/y	
Solar fraction for CEC Emile Gourd	44%	annual load: 1'710 MWh/y	
Solar fraction for CO de la Florence	61%	annual load: 850 MWh/y	
Variant TOT – greater collector field Collectors: 11'500 m^2, 10° inclination (2.3 m^2/MWh load) Buffer store: 920 m^3 (80 litre/m^2) Ground store: 100'000 m^3 (9 m^3/m^2), 2.2m bore spacing	74.9%	291 CHF/MWh	15.6 MCHF
Variant TOT – hot water temperature: 50°C instead of 60°C Collectors: 9'180 m^2, 20° inclination (1.8 m^2/MWh load) Buffer store: 730 m^3 (80 litre/m^2) Ground store: 70'000 m^3 (8 m^3/m^2), 2.2m bore spacing	69.1%	246 CHF/MWh	12.2 MCHF
Variant TOT – collector low cost (600 CHF/m^2) Collectors: 9'180 m^2, 20° inclination (1.8 m^2/MWh load) Buffer store: 730 m^3 (80 litre/m^2) Ground store: 70'000 m^3 (8 m^3/m^2), 2.2m bore spacing	68.0%	175 CHF/MWh	8.5 MCHF

Note: the solar fraction is the overall mean value for the first 25 years of system operation

6. Annex 1: System parameters for the "TOT" variant

TOT variant - annual heat demand: 5'010 MWh/year, 70% space heating, 30% hot water

WEATHER DATA AND COLLECTOR ARRAY:			Parameter value
Location: **Genève**		latitude	**46.1°**
		altitude	**380 m**
		Swiss coordinate X	**500 km**
		Swiss coordinate Y	**118 km**
Horizon		constant	**20°**
Collector plane:		azimuth	**0°** Sud
		slope	**20°**
Collector type			**Cobra Soltop X (SPF C442)**
Total area (referred to the **absorber** area): (m^2)			**9'180**
Average transmittance-absorptance product: (-)			**0.823**
Overall loss coefficient	(W/m^2K)	collector [(1)]	**3.02**
	(W/m^2K)	pipe connections	**0.24**
Quadratic dependence of loss coefficient (W/m^2K^2)			**0.0125**
Heat capacity	(kJ/m^2K)	collector	**7**
	(kJ/m^2K)	pipe connections	**15**
Incidence angle modifier (-) (bo in 1 - bo (1/cosθ - 1))			**0.06**
Specific mass flow rate (kg/sec /m^2 of collector area)			**0.0056**
Heat carrier fluid in collectors:		density: kg/m^3	**1'050**
		specific heat: kJ/kgK	**3.8**

[(1)] local value of the collector loss coefficient. If we assume a constant loss coefficient, the overall loss coefficient is equal to F'UL and the average transmittance-absorptance product to F'$(\tau\alpha)$n

TOT variant - annual heat demand: 5'010 MWh/year, 70% space heating, 30% hot water

WEATHER DATA AND COLLECTOR ARRAY:	Parameter value
Pressure relief valve: max. allowed temperature in collector loop (°C)	**100**
Solar controller; temperature difference (outlet collectors - bottom buffer tank) pump ON (K)	**7**
pump OFF (K)	**3**
Solar heat exchanger (counter-flow heat exchanger):	
UA-value: (W/K /m^2 of collector area)	**150**
Specific mass flow rate, cold side solar heat exchanger (kg/sec /m^2 of collector area)	**0.0056**
Heat carrier fluid, cold side solar heat exchanger:	
density kg/m^3 (water)	**1'000**
specific heat capacity: kJ/kgK (water)	**4.19**
Inlet pipe position in the buffer tank	**bottom with enhanced stratification device**

SHORT-TERM WATER BUFFER STORE:	Parameter value
Volume of water storage: (litre/m^2 of collector area	**80 litre/m2**
Vertical extension **H** (m) of the cylindrical storage (having a diameter **D**)	**H = 4 x D**
Number of nodes when simulated: (-)	**11**
Storage medium:	**water**
Initial store temperature: (°C)	**10**
Connecting pipes:	**top and bottom**
Storage insulation: thermal conductivity: (W/mK)	**0.05**
thickness: (m)	**0.24**
location:	**uniformly placed on buffer envelope**
Loading controller (ground store); temperature difference (buffer store top temperature - return fluid temperature from ground store) pump ON (K)	**5**
pump OFF (K)	**1**
If fluid temperature at the top of the buffer < 65 °C	**pump OFF**
Loading flow rate: variable	
minimum flow rate (kg/h):	**⅓ flow max**
maximum flow rate:	**nominal flow rate in collec-tors**
Flow adjusted within given limits so that:	
TductIn - TductOut > **3 K**	
temperature stratification in buffer tank is not destroyed	

TOT variant - annual heat demand: 5'010 MWh/year, 70% space heating, 30% hot water

SHORT-TERM WATER BUFFER STORE:	Parameter value
Unloading controller (ground store); temperature difference (return fluid temperature from ground store - buffer store top temperature)	
pump ON (K)	**1**
pump OFF (K)	**0**
Unloading flow rate: variable	
minimum flow rate (kg/h):	**⅓ flow max nominal flow rate in collectors**
maximum flow rate:	
Flow adjusted within given limits so that:	
TductOut - TductIn > **3 K**	
temperature stratification in buffer tank is not destroyed	

GROUND HEAT STORAGE	Parameter value
Volume: (m^3)	**77'000 ?**
Vertical extension: (m)	**30**
Borehole heat exchanger (BHE) type	**2-U**
BHE thermal resistance (K/(W/m))	**0.11**
BHE internal thermal resistance (K/(W/m))	**0.35**
Borehole diameter (m)	**0.14**
BHE spacing (m)	**3 ?**
Number of BHE	**285 ?**
Number of BHE coupled in series	**3**
Distance between ground surface and top store: (m)	**1**
Insulation: location:	**top**
thermal conductivity λ (W/mK)	**0.08**
thickness (m)	**1**
Ground thermal conductivity: (W/mK)	**1.9**
Ground volumetric heat capacity: (MJ/m^3K)	**2.5**
Initial ground temperature: (°C)	**12**

PIPES BETWEEN BUFFER STORE AND GROUND STORE	Parameter value
Connexion distance between buffer and ground store (m)	**300**
Internal diameter of one pipe (m)	**0.35**
Loss factor of one pipe (W/K per linear m)	**0.3**
Ground temperature around pipes: sinusoidal temperature variation of period 1 year that is calculated for a depth of 1 meter from the ground surface .	**Heat wave with: 12 °C average 10 K amplitude**

TOT variant - annual heat demand: 5'010 MWh/year, 70% space heating, 30% hot water

LOAD SUBSYSTEMS	Parameter value
Space heating distribution:	
Variable flow rate component:	
maximum flow rate (kg/h):	**Max flow in distribution**
(maximum flow rate in the space heating distribution network)	
Inlet fluid temperature, hot side: (boiler used if necessary). Temperature difference with the prescribed forward fluid temperature in distribution network (cold side of heat exchanger) (K)	**+0.1**
Load heat exchanger: (counter-flow)	
UA-value per annual MWh heat load (W/K /MWh) [1)]	**150 x 10^6**
Hot water distribution:	
Variable flow rate component:	
maximum flow rate (kg/h):	**Max flow in distribution**
(maximum flow rate in the hot water distribution network)	
Inlet fluid temperature, hot side: (boiler used if necessary). Temperature difference with the prescribed forward fluid temperature in distribution network (cold side of heat exchanger) (K)	**+5**
Hot water heat exchanger: (counter-flow)	
UA-value per annual MWh hot water load (W/K /MWh)	**100**
Hot water tank (m^3/(MWh/an))	**0.01**
Hot water pump: controlled by top and bottom water temperatures in hot water tank	**recharge of water tank with a low flow during a long time**

(1) arbitrary large value so that it is simulated as if no heat exchanger was present

Space heating heat demand

The forward and return fluid temperature in the distribution network are determined in relation to the outdoor air temperature. They are specified for two different outdoor air temperatures (TaCold and TaFcte). They are interpolated in-between with a straight line.

Three space heating distribution network are simulated, allowing for three different heating curve temperature in each distribution. They are:

- FLO-CHAMP: space heating for the Florence and Champendal buildings
- CEC: space heating for the CEC building
- CO: space heating for the CO building

A fourth distribution network is simulated for the total domestic hot water requirement.

TOT variant - annual heat demand: 5’010 MWh/year, 70% space heating, 30% hot water

FLO-CHAMP annual heat demand: 1’178 MWh peak power demand: 1’064 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING			**FLO-Champ: 1'178 MWh et 1'064 kW**		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	**65.215**	(kW/K)	Sol. eff. area	**200**	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	**20**	(degree C)	Tau (housing)	**160**	(h)
Tout1	**-6**	**20**	**25**	Corr. int. gains	**10.85**	(K)	Tmax. int.	**25**	(degree C)
Tforward	**30**	**20**	**20**	Tout cut heat	**6.6**	(degree C)	Initial dTin sol	**0**	(K)
Treturn	**26**	**20**	**20**						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily cons	**0**	(MWh)		Distr. net. leng	**0**	(m)	Forward spec	**0.6**	(W/mK)
Heat capa flui	**4.19**	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	**10**	(degree C)	Return spec. l	**0.6**	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		**229031**	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	**1.0000**	January	**1.00**	January	**326.0**	**0.0**	**0.0**	**326**	1027
February	**1.0000**	February	**1.00**	February	**280.5**	**0.0**	**0.0**	**280**	1066
March	**1.0000**	March	**1.00**	March	**144.9**	**0.0**	**0.0**	**145**	910
April	**1.0000**	April	**1.00**	April	**46.9**	**0.0**	**0.0**	**47**	740
May	**1.0000**	May	**1.00**	May	**1.5**	**0.0**	**0.0**	**1**	388
June	**0.0000**	June	**1.00**	June	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
July	**0.0000**	July	**1.00**	July	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
August	**0.0000**	August	**1.00**	August	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
September	**0.0000**	September	**1.00**	September	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
October	**0.0000**	October	**1.00**	October	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
November	**1.0000**	November	**1.00**	November	**128.4**	**0.0**	**0.0**	**128**	838
December	**1.0000**	December	**1.00**	December	**249.9**	**0.0**	**0.0**	**250**	942
METEO:	**Genève**			TOTAL YEAR	**1178.1**	**0**	**0**	**1178**	**1066.27**

CEC annual heat demand: 1’627 MWh peak power demand: 770 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING			**CEC: 1'627 MWh et 770 kW**		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	**34.370**	(kW/K)	Sol. eff. area	**200**	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	**20**	(degree C)	Tau (housing)	**160**	(h)
Tout1	**-6**	**20**	**25**	Corr. int. gains	**4.7**	(K)	Tmax. int.	**25**	(degree C)
Tforward	**65**	**22**	**22**	Tout cut heat	**13.1**	(degree C)	Initial dTin sol	**0**	(K)
Treturn	**50**	**22**	**22**						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily cons	**0**	(MWh)		Distr. net. leng	**0**	(m)	Forward spec	**0.6**	(W/mK)
Heat capa flui	**4.19**	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	**10**	(degree C)	Return spec. l	**0.6**	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		**44295**	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	**1.0000**	January	**1.00**	January	**328.2**	**0.0**	**0.0**	**328**	753
February	**1.0000**	February	**1.00**	February	**285.0**	**0.0**	**0.0**	**285**	773
March	**1.0000**	March	**1.00**	March	**222.4**	**0.0**	**0.0**	**222**	691
April	**1.0000**	April	**1.00**	April	**156.0**	**0.0**	**0.0**	**156**	601
May	**1.0000**	May	**1.00**	May	**50.8**	**0.0**	**0.0**	**51**	467
June	**0.0000**	June	**1.00**	June	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	385
July	**0.0000**	July	**1.00**	July	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
August	**0.0000**	August	**1.00**	August	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
September	**1.0000**	September	**1.00**	September	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
October	**1.0000**	October	**1.00**	October	**71.1**	**0.0**	**0.0**	**71**	467
November	**1.0000**	November	**1.00**	November	**222.9**	**0.0**	**0.0**	**223**	653
December	**1.0000**	December	**1.00**	December	**290.6**	**0.0**	**0.0**	**291**	708
METEO:	**Genève**			TOTAL YEAR	**1627.0**	**0**	**0**	**1627**	**773.33**

TOT variant - annual heat demand: 5'010 MWh/year, 70% space heating, 30% hot water

CO annual heat demand: 724 MWh peak power demand: 430 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING			**CO: 724 MWh et 430 kW**		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	**21.380**	(kW/K)	Sol. eff. area	**200**	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	**20**	(degree C)	Tau (housing)	**160**	(h)
Tout1	**-6**	**20**	**25**	Corr. int. gains	**7**	(K)	Tmax. int.	**25**	(degree C)
Tforward	**50**	**21**	**21**	Tout cut heat	**10.7**	(degree C)	Initial dTin sol	**0**	(K)
Treturn	**40**	**21**	**21**						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily cons	**0**	(MWh)		Distr. net. leng	**0**	(m)	Forward spec	**0.6**	(W/mK)
Heat capa flui	**4.19**	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	**10**	(degree C)	Return spec. l	**0.6**	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		**37106**	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	**1.0000**	January	**1.00**	January	**165.6**	**0.0**	**0.0**	**166**	419
February	**1.0000**	February	**1.00**	February	**140.3**	**0.0**	**0.0**	**140**	432
March	**1.0000**	March	**1.00**	March	**96.3**	**0.0**	**0.0**	**96**	381
April	**1.0000**	April	**1.00**	April	**57.0**	**0.0**	**0.0**	**57**	325
May	**1.0000**	May	**1.00**	May	**9.4**	**0.0**	**0.0**	**9**	210
June	**0.0000**	June	**1.00**	June	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
July	**0.0000**	July	**1.00**	July	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
August	**0.0000**	August	**1.00**	August	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
September	**1.0000**	September	**1.00**	September	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
October	**1.0000**	October	**1.00**	October	**12.8**	**0.0**	**0.0**	**13**	242
November	**1.0000**	November	**1.00**	November	**100.2**	**0.0**	**0.0**	**100**	357
December	**1.0000**	December	**1.00**	December	**142.6**	**0.0**	**0.0**	**143**	391
METEO:	**Genève**			TOTAL YEAR	**724.2**	**0**	**0**	**724**	**431.88**

Total hot water annual heat demand: 1'480 MWh peak power demand: 190 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING		**ECS**	**tout: 1'480 MWh et 193 kW**		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	**0.000**	(kW/K)	Sol. eff. area	**0**	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	**20**	(degree C)	Tau (housing)	**160**	(h)
Tout1	**-6**	**20**	**25**	Corr. int. gains	**2**	(K)	Tmax. int.	**25**	(degree C)
Tforward	**60**	**60**	**60**	Tout cut heat	**12**	(degree C)	Initial dTin sol	**0**	(K)
Treturn	**20**	**20**	**20**						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily cons	**4.05479452**	(MWh)		Distr. net. leng	**0**	(m)	Forward spec	**0.6**	(W/mK)
Heat capa flui	**4.19**	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	**10**	(degree C)	Return spec. l	**0.6**	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		**3629**	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	**0.0000**	January	**1.00**	January	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
February	**0.0000**	February	**1.00**	February	**0.0**	**113.5**	**0.0**	**114**	0
March	**0.0000**	March	**1.00**	March	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
April	**0.0000**	April	**1.00**	April	**0.0**	**121.6**	**0.0**	**122**	0
May	**0.0000**	May	**1.00**	May	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
June	**0.0000**	June	**1.00**	June	**0.0**	**121.6**	**0.0**	**122**	0
July	**0.0000**	July	**1.00**	July	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
August	**0.0000**	August	**1.00**	August	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
September	**0.0000**	September	**1.00**	September	**0.0**	**121.6**	**0.0**	**122**	0
October	**0.0000**	October	**1.00**	October	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
November	**0.0000**	November	**1.00**	November	**0.0**	**121.6**	**0.0**	**122**	0
December	**0.0000**	December	**1.00**	December	**0.0**	**125.7**	**0.0**	**126**	0
METEO:	**Genève**			TOTAL YEAR	**0.0**	**1480**	**0**	**1480**	**0.00**

7. Annex 2: System parameters for the "LOW" variant

LOW variant - annual heat demand: 2'450 MWh/year, 48% space heating, 52% hot water

WEATHER DATA AND COLLECTOR ARRAY:			Parameter value
Location: **Genève**		latitude	**46.1°**
		altitude	**380 m**
		Swiss coordinate X	**500 km**
		Swiss coordinate Y	**118 km**
Horizon		constant	**20°**
Collector plane:		azimuth	**0°** Sud
		slope	**20°**
Collector type			**Cobra Soltop X (SPF C442)**
Total area (referred to the **absorber** area): (m^2)			**4'500**
Average transmittance-absorptance product: (-)			**0.823**
Overall loss coefficient	(W/m^2K)	collector [(1)]	**3.02**
	(W/m^2K)	pipe connections	**0.24**
Quadratic dependence of loss coefficient (W/m^2K^2)			**0.0125**
Heat capacity	(kJ/m^2K)	collector	**7**
	(kJ/m^2K)	pipe connections	**15**
Incidence angle modifier (-) (bo in 1 - bo (1/cosθ - 1))			**0.06**
Specific mass flow rate (kg/sec /m^2 of collector area)			**0.0056**
Heat carrier fluid in collectors:		density: kg/m^3	**1'050**
		specific heat: kJ/kgK	**3.8**

[(1)] local value of the collector loss coefficient. If we assume a constant loss coefficient, the overall loss coefficient is equal to F'UL and the average transmittance-absorptance product to F'$(\tau\alpha)$n

LOW variant - annual heat demand: 2'450 MWh/year, 48% space heating, 52% hot water

WEATHER DATA AND COLLECTOR ARRAY:	Parameter value
Pressure relief valve: max. allowed temperature in collector loop (°C)	**100**
Solar controller; temperature difference (outlet collectors - bottom buffer tank) pump ON (K)	**7**
pump OFF (K)	**3**
Solar heat exchanger (counter-flow heat exchanger):	
UA-value: (W/K /m^2 of collector area)	**150**
Specific mass flow rate, cold side solar heat exchanger (kg/sec /m^2 of collector area)	**0.0056**
Heat carrier fluid, cold side solar heat exchanger:	
density kg/m^3 (water)	**1'000**
specific heat capacity: kJ/kgK (water)	**4.19**
Inlet pipe position in the buffer tank	**bottom with enhanced stratification device**

SHORT-TERM WATER BUFFER STORE:	Parameter value
Volume of water storage: (litre/m^2 of collector area	**80 litre/m2**
Vertical extension **H** (m) of the cylindrical storage (having a diameter **D**)	**H = 4 x D**
Number of nodes when simulated: (-)	**11**
Storage medium:	**water**
Initial store temperature: (°C)	**10**
Connecting pipes:	**top and bottom**
Storage insulation: thermal conductivity: (W/mK)	**0.05**
thickness: (m)	**0.24**
location:	**uniformly placed on buffer envelope**
Loading controller (ground store); temperature difference (buffer store top temperature - return fluid temperature from ground store) pump ON (K)	**5**
pump OFF (K)	**1**
If fluid temperature at the top of the buffer < 65 °C	**pump OFF**
Loading flow rate: variable	
minimum flow rate (kg/h):	**⅓ flow max**
maximum flow rate:	**nominal flow rate in collectors**
Flow adjusted within given limits so that:	
TductIn - TductOut > **3 K**	
temperature stratification in buffer tank is not destroyed	

LOW variant - annual heat demand: 2'450 MWh/year, 48% space heating, 52% hot water

SHORT-TERM WATER BUFFER STORE:	Parameter value
Unloading controller (ground store); temperature difference (return fluid temperature from ground store - buffer store top temperature)	
pump ON (K)	**1**
pump OFF (K)	**0**
Unloading flow rate: variable	
minimum flow rate (kg/h):	**⅓ flow max**
maximum flow rate:	**nominal flow rate in collectors**
Flow adjusted within given limits so that:	
TductOut - TductIn > **3 K**	
temperature stratification in buffer tank is not destroyed	

GROUND HEAT STORAGE	Parameter value
Volume: (m^3)	**40'000 ?**
Vertical extension: (m)	**30**
Borehole heat exchanger (BHE) type	**2-U**
BHE thermal resistance (K/(W/m))	**0.11**
BHE internal thermal resistance (K/(W/m))	**0.35**
Borehole diameter (m)	**0.14**
BHE spacing (m)	**3 ?**
Number of BHE	**150 ?**
Number of BHE coupled in series	**3**
Distance between ground surface and top store: (m)	**1**
Insulation: location:	**top**
thermal conductivity λ (W/mK)	**0.08**
thickness (m)	**1**
Ground thermal conductivity: (W/mK)	**1.9**
Ground volumetric heat capacity: (MJ/m^3K)	**2.5**
Initial ground temperature: (°C)	**12**

PIPES BETWEEN BUFFER STORE AND GROUND STORE	Parameter value
Connexion distance between buffer and ground store (m)	**150**
Internal diameter of one pipe (m)	**0.35**
Loss factor of one pipe (W/K per linear m)	**0.3**
Ground temperature around pipes: sinusoidal temperature variation of period 1 year that is calculated for a depth of 1 meter from the ground surface .	**Heat wave with: 12 °C average 10 K amplitude**

LOW variant - annual heat demand: 2'450 MWh/year, 48% space heating, 52% hot water

LOAD SUBSYSTEMS	Parameter value
Space heating distribution:	
Variable flow rate component:	
maximum flow rate (kg/h):	**Max flow in distribution**
(maximum flow rate in the space heating distribution network)	
Inlet fluid temperature, hot side: (boiler used if necessary). Temperature difference with the prescribed forward fluid temperature in distribution network (cold side of heat exchanger) (K)	**+0.1**
Load heat exchanger: (counter-flow)	
UA-value per annual MWh heat load (W/K /MWh) [1)]	**150 x 10^6**
Hot water distribution:	
Variable flow rate component:	
maximum flow rate (kg/h):	**Max flow in distribution**
(maximum flow rate in the hot water distribution network)	
Inlet fluid temperature, hot side: (boiler used if necessary). Temperature difference with the prescribed forward fluid temperature in distribution network (cold side of heat exchanger) (K)	**+5**
Hot water heat exchanger: (counter-flow)	
UA-value per annual MWh hot water load (W/K /MWh)	**100**
Hot water tank (m^3/(MWh/an))	**0.01**
Hot water pump: controlled by top and bottom water temperatures in hot water tank	**recharge of water tank with a low flow during a long time**

(1) arbitrary large value so that it is simulated as if no heat exchanger was present

Space heating heat demand

The forward and return fluid temperature in the distribution network are determined in relation to the outdoor air temperature. They are specified for two different outdoor air temperatures (TaCold and TaFcte). They are interpolated in-between with a straight line.

Two space heating distribution network are simulated, allowing for two different heating curve temperature in each distribution. They are:

- FLO: space heating for the Florence building
- CHAMP: space heating for the Champendal building

A third distribution network is simulated for the total domestic hot water requirement of the Florence and Champendal buildings.

LOW variant - annual heat demand: 2'450 MWh/year, 48% space heating, 52% hot water

FLO annual heat demand: 619 MWh peak power demand: 583 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING			**FLO: 619 MWh et 583 kW**		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	**35.790**	(kW/K)	Sol. eff. area	**200**	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	**20**	(degree C)	Tau (housing)	**160**	(h)
Tout1	**-6**	**20**	**25**	Corr. int. gains	**10.88**	(K)	Tmax. int.	**25**	(degree C)
Tforward	**28**	**20**	**20**	Tout cut heat	**6.3**	(degree C)	Initial dTin sol	**0**	(K)
Treturn	**24.8**	**20**	**20**						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily cons	**0**	(MWh)		Distr. net. leng	**0**	(m)	Forward spec	**0.6**	(W/mK)
Heat capa flui	**4.19**	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	**10**	(degree C)	Return spec. l	**0.6**	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		**156827**	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	**1.0000**	January	**1.00**	January	**175.5**	**0.0**	**0.0**	**176**	563
February	**1.0000**	February	**1.00**	February	**149.0**	**0.0**	**0.0**	**149**	584
March	**1.0000**	March	**1.00**	March	**73.0**	**0.0**	**0.0**	**73**	498
April	**1.0000**	April	**1.00**	April	**21.4**	**0.0**	**0.0**	**21**	405
May	**0.0000**	May	**1.00**	May	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
June	**0.0000**	June	**1.00**	June	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
July	**0.0000**	July	**1.00**	July	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
August	**0.0000**	August	**1.00**	August	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
September	**0.0000**	September	**1.00**	September	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
October	**0.0000**	October	**1.00**	October	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
November	**1.0000**	November	**1.00**	November	**65.5**	**0.0**	**0.0**	**66**	459
December	**1.0000**	December	**1.00**	December	**134.6**	**0.0**	**0.0**	**135**	516
METEO:	**Genève**			TOTAL YEAR	**619.1**	**0**	**0**	**619**	**584.09**

CHAMP annual heat demand: 559 MWh peak power demand: 481 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING			**Champ: 559 MWh et 481 kW**		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	**28.450**	(kW/K)	Sol. eff. area	**200**	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	**20**	(degree C)	Tau (housing)	**160**	(h)
Tout1	**-6**	**20**	**25**	Corr. int. gains	**10.2**	(K)	Tmax. int.	**25**	(degree C)
Tforward	**30**	**20**	**20**	Tout cut heat	**6.9**	(degree C)	Initial dTin sol	**0**	(K)
Treturn	**26**	**20**	**20**						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily cons	**0**	(MWh)		Distr. net. leng	**0**	(m)	Forward spec	**0.6**	(W/mK)
Heat capa flui	**4.19**	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	**10**	(degree C)	Return spec. l	**0.6**	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		**103887**	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	**1.0000**	January	**1.00**	January	**153.4**	**0.0**	**0.0**	**153**	467
February	**1.0000**	February	**1.00**	February	**128.9**	**0.0**	**0.0**	**129**	484
March	**1.0000**	March	**1.00**	March	**67.5**	**0.0**	**0.0**	**67**	415
April	**1.0000**	April	**1.00**	April	**24.1**	**0.0**	**0.0**	**24**	341
May	**0.0000**	May	**1.00**	May	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	188
June	**0.0000**	June	**1.00**	June	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
July	**0.0000**	July	**1.00**	July	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
August	**0.0000**	August	**1.00**	August	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
September	**0.0000**	September	**1.00**	September	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
October	**0.0000**	October	**1.00**	October	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0**	0
November	**1.0000**	November	**1.00**	November	**65.1**	**0.0**	**0.0**	**65**	384
December	**1.0000**	December	**1.00**	December	**120.0**	**0.0**	**0.0**	**120**	430
METEO:	**Genève**			TOTAL YEAR	**559.0**	**0**	**0**	**559**	**483.65**

LOW variant - annual heat demand: 2'450 MWh/year, 48% space heating, 52% hot water

Total hot water annual heat demand: 1'268 MWh peak power demand: 145 kW

Adjustement of PARAMETERS values for TYPEDP59 (simple load model) according to a reference weather data									
DISTRIBUTION TEMPERATURES				SPACE HEATING		ECS	FLO-Champ: 1'268 MWh et 145 kW		
	cte Tfor & Tre	linear interpol	cte Tret	Tot. spec. h. l	0.000	(kW/K)	Sol. eff. area	0	(m2)
(degree C)	if Tout<Tout1	if Tout>Tout1	If Tout>Tout1	Indoor temp.	20	(degree C)	Tau (housing)	160	(h)
Tout1	-6	20	25	Corr. int. gain	2	(K)	Tmax. int.	25	(degree C)
Tforward	60	60	60	Tout cut heat	12	(degree C)	Initial dTin sol	0	(K)
Treturn	20	20	20						
DOMESTIC HOT WATER				DISTRIBUTION LOSSES					
Ref. daily con	3.4739726	(MWh)		Distr. net. leng	0	(m)	Forward spec	0.6	(W/mK)
Heat capa flui	4.19	(kJ/kgK)		Sink temp. ref	10	(degree C)	Return spec. l	0.6	(W/mK)
MONTHLY CORRECTION FACTORS				OUTPUT	Estimation max. flow rate:		3109	kg/h	Space heating
Space Heating		Domestic hot water		MWh	Space Heatin	Domestic Hot	Estim. Distr. L	Total Load	power kW
January	1.0000	January	1.00	January	0.0	107.7	0.0	108	0
February	1.0000	February	1.00	February	0.0	97.3	0.0	97	0
March	1.0000	March	1.00	March	0.0	107.7	0.0	108	0
April	1.0000	April	1.00	April	0.0	104.2	0.0	104	0
May	1.0000	May	1.00	May	0.0	107.7	0.0	108	0
June	1.0000	June	1.00	June	0.0	104.2	0.0	104	0
July	1.0000	July	1.00	July	0.0	107.7	0.0	108	0
August	1.0000	August	1.00	August	0.0	107.7	0.0	108	0
September	1.0000	September	1.00	September	0.0	104.2	0.0	104	0
October	1.0000	October	1.00	October	0.0	107.7	0.0	108	0
November	1.0000	November	1.00	November	0.0	104.2	0.0	104	0
December	1.0000	December	1.00	December	0.0	107.7	0.0	108	0
METEO:	Genève			TOTAL YEAR	0.0	1268	0	1268	0.00