

Programme
Stockage de chaleur

Optimisation d'un stockage de chaleur en dalle active dans un immeuble d'habitation

Dr. A. Fromentin
EPFL - LASEN, CH - 1015 Lausanne

Rédigé en sous-traitance par
Dr. D. Pahud, Dr. G. Travaglini
SUPSI – DCT
Laboratorio di energia, ecologia ed economia (LEEE)
CH - 6952 Canobbio

par ordre de
Office fédéral de l'énergie

Novembre 2000, projet DIS 29789, accord DIS 69652

Rapport final

DÉPARTEMENT DE GÉNIE CIVIL
INSTITUT D'HYDRAULIQUE ET D'ÉNERGIE
L A S E N - LABORATOIRE DE SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

CH- 1015 Lausanne (Suisse)
TÉLÉPHONE: 021 - 693 24 95 TÉLÉFAX: ++41 21 - 693 28 63



ÉCOLE POLYTECHNIQUE
FÉDÉRALE DE LAUSANNE

Short Abstract

Two multi-family buildings of 20 flats each are planned in a Lausanne suburb in Switzerland, with the objective of satisfying the Minergie standard. Heating at a very low temperature is planned with “active concrete plates”. They are plates in which pipes have been fixed for the circulation of a heat carrier fluid. It is a heat emitter with a very large heat capacity, which is used as heat storage for a solar heating system. The active solar heating potential is assessed when a solar collector field is directly connected to the active concrete plates of the building. A diffusive duct ground heat storage is then integrated in the system without an additional water buffer store for seasonal heat storage purposes. The system’s concepts are assessed and the system’s thermal performance quantified. The results of this study are summarised in order to be able to size a pre-project.

The TRNSYS system simulation programme is used to make a calculation tool of the system including the building, the active concrete plates, the collector field and the diffusive heat storage when used in the system. A system control strategy is defined with the help of system simulations. A global heat balance is established. An optimal system size is found in relation to the solar fraction to be met. Simulations were also made to compare active concrete plate heating to floor heating, or solar absorbers without glazing to single glazed solar collectors.

Résumé

Deux bâtiments de 20 logements chacun sont projetés de manière à satisfaire le standard Minergie dans la région de Lausanne en Suisse. Le chauffage prévu initialement est à très basse température par dalles actives. Cette étude détermine dans une première phase le potentiel solaire actif d'un champ de capteurs couplés à des dalles actives. Dans une deuxième phase, l'intégration dans le système d'un stockage diffusif de chaleur dans le terrain est évaluée et quantifiée avec la contrainte de ne pas utiliser un stockage tampon à eau. En effet le volume de ce stockage, même s'il est petit relativement à la taille du système, pose souvent un problème de place dans les locaux techniques d'un bâtiment. Les résultats d'ordre pratique sont résumés de manière à pouvoir dimensionner un avant-projet.

Le programme de simulation dynamique TRNSYS est utilisé pour construire un modèle de calcul thermique incluant le bâtiment d'habitation, les dalles actives, le champ de capteurs solaires et le stockage de chaleur diffusif lorsqu'il est intégré dans le système. Les simulations dynamiques permettent de tenir compte de l'interaction thermique entre le système solaire actif et le bâtiment, et d'établir un bilan énergétique global. Elles permettent également de déterminer un dimensionnement optimal en fonction de la fraction solaire recherchée. En outre, elles permettent d'établir un concept de régulation et de montrer que les apports d'énergie solaire active et les apports d'énergie auxiliaire doivent être contrôlés de façon distincte. D'autre part les simulations permettent de comparer diverses variantes, comme l'usage d'un chauffage sol plutôt que d'un chauffage par dalles actives, ou la mise en œuvre d'absorbeurs solaires sans vitrage plutôt que de capteurs vitrés.

Parmi les résultats obtenus nous mentionnons les principaux :

- un immeuble d'habitation dont l'enveloppe et la ventilation ont été conçues pour satisfaire au standard Minergie a une demande annuelle d'énergie de chauffage réduite qui équivaut environ à celle de l'eau chaude ($25-30 \text{ kWh/m}^2\text{an}$ ou $90-110 \text{ MJ/m}^2\text{an}$) ;
- la surface des dalles actives disponibles se monte à 70 – 75% de la surface de référence énergétique d'un étage. En pratique, on équipe 1 niveau de dalle en plus qu'il y a d'étage ;
- la puissance de dimensionnement de chauffage, normalisée par la surface des dalles actives, est comprise entre 15 et 20 W/m^2 ;
- le potentiel de chauffage solaire actif est plus grand avec un chauffage par dalles actives qu'avec un chauffage par le sol lorsque les capteurs solaires sont directement couplés à la distribution de chauffage. La fraction solaire de chauffage peut atteindre 50% avec un chauffage par dalles actives ;
- pour un coût d'installation égal, les performances d'absorbeurs solaires sont comparables à celles de capteurs plans vitrés si la fraction solaire de chauffage ne dépasse pas 20 à 30%. Des capteurs plans vitrés sont recommandés si une fraction solaire de chauffage plus élevée est recherchée ;
- pour satisfaire les besoins d'eau chaude et de chauffage, il est recommandé de n'utiliser qu'un seul champ de capteurs solaires commun. Comme précédemment, les capteurs plans vitrés ont la préférence si une fraction solaire significative est désirée ;

- pour une fraction solaire globale (eau chaude et chauffage) inférieure à 25%, un système solaire actif qui ne satisfait que les besoins d'eau chaude est recommandé. La fraction solaire supérieure (25%) est atteinte si le système est dimensionné à 1 mètre carré de capteur plan vitré par personne. Le volume de stockage de l'eau chaude est fixé à 30 litres par mètre carré de capteur ;
- une fraction solaire globale comprise entre 25 et 40% est réalisable sans que le coût solaire n'augmente de manière significative, si le système solaire actif satisfait également des besoins de chauffage par un couplage direct aux dalles actives du bâtiment. La fraction solaire supérieure (40%) est atteinte avec 7 m² de capteurs par 100 m² de surface de référence énergétique (SRE). L'investissement du système solaire actif est estimé à environ 50 CHF par mètre carré de SRE ;
- un stockage diffusif dans le terrain peut être envisagé si la fraction solaire et la demande d'énergie de chauffage et d'eau chaude sont suffisamment grandes. Avec 10 immeubles regroupés (demande de chaleur annuelle de 1'500 MWh), une fraction solaire comprise entre 50 et 80% peut être atteinte sans que le coût solaire n'augmente de manière significative. La surface des capteurs est comprise entre 7 et 14 m² par 100 m² de SRE. Dans un terrain dont les caractéristiques sont :

conductibilité thermique : 2.2 W/mK,
capacité thermique volumique : 2.3 MJ/m³K,
terrain très peu perméable et sans écoulement d'eau souterrain,

le volume du stockage est dimensionné à 8 – 10 m³ par mètre carré de capteur solaire. L'espacement optimum des forages du stockage est d'environ 2 m. Cet espacement est plus petit que celui que l'on obtient avec un stockage tampon à eau dans le système (2.3 – 2.5m). Pour atteindre une fraction solaire de 80%, l'investissement du système solaire actif est de l'ordre de 100 CHF par mètre carré de surface de référence énergétique.

Cette étude a été accomplie sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie. L'auteur est seul responsable du contenu et des conclusions.

Abstract

Two multi-family buildings of 20 flats each are planned in a Lausanne suburb in Switzerland, with the objective of satisfying the Minergie standard. The heating was initially planned at a very low temperature by using the building's concrete plates as heat emitter (radiator) and heat storage; so called "active concrete plates". In an initial phase the active solar heating potential is assessed when a solar collector field is directly connected to the active concrete plates of the building (without water storage). In a second phase, a diffusive duct ground heat storage is integrated in the system. The system concept is defined with the constraint of not using a water buffer store in the system layout. The main reason for this is the buffer volume. Even if it is relatively small in comparison to the system size, it is often a problem when space has to be found in the building technical room. The system concept is assessed and the system thermal performance quantified. The results of this study are summarised in order to be able to size a pre-project.

The TRNSYS system simulation programme is used to make a calculation tool of the system including the building, the active concrete plates, the collector field and the diffusive heat storage when used in the system. The dynamic simulations take into account the thermal interaction between the building and the solar heating system. A global heat balance is established. The simulations allow us to determine an optimal system size in relation to the solar fraction to be met. They were also used for the definition of a system control strategy. They showed that the auxiliary and solar heat have to be controlled separately. Simulations were also made to compare active concrete plate heating to floor heating, or solar absorbers without glazing to single glazed solar collectors.

The main results are:

- a multi-family building whose envelope and ventilation have been designed to satisfy the Minergie standard has a reduced annual heating demand that is about the same as the annual energy demand for hot water (25– 30 kWh/m²an or 90 – 110 MJ/m²an) ;
- the available active concrete plate area is about 70 – 75% of the reference heating area of a floor. In practice, the number of levels equipped with active concrete plates is equal to the number of floors plus 1 (one more level equipped) ;
- the design thermal heating power of the building, normalised by the active concrete plate area, is between 15 et 20 W/m² ;
- the solar heating potential is greater with active concrete plate heating than with floor heating when the solar collectors are directly connected to the heating distribution. The heating solar fraction may reach 50% with active concrete plate heating ;
- for an equal installation cost, the thermal performances of solar absorbers are similar to those of single glazed solar collectors, if the heating solar fraction does not exceed 20 to 30%. Single glazed solar collectors are recommended if a greater heating solar fraction is looked for ;

- it is best to use only one collector field to satisfy both hot water and space heating needs. As previously mentioned, single glazed solar collectors are recommended if a significant solar fraction is desired ;
- for a global solar fraction (hot water and space heating) lower than 25%, a solar heating system for hot water only is recommended. The 25% solar fraction is reached if the system is sized to 1 square meter of single glazed collector per person. The hot water tank volume is fixed to 30 litres per square meter of collector ;
- a global solar fraction of 25 to 40% can be realised without a significant increase of the solar cost. The solar heating system has also to satisfy heating requirements with a direct coupling of the solar collectors to the active concrete plates. The 40% solar fraction is reached with 7 m² of collector area per 100 m² of reference heating area (RHA). The solar heating system investment is estimated to about 50 CHF per square meter of RHA ;
- a diffusive heat storage in the ground can be integrated in the system if the solar fraction and the annual heating demand are large enough. With 10 buildings (total annual energy demand of 1'500 MWh), a solar fraction of 50 to 80% can be reached without a significant increase of the solar cost. The collector area is between 7 and 14 m² per 100 m² of RHA. In ground with the following characteristics :

thermal conductivity : 2.2 W/mK,
 volumetric thermal capacity : 2.3 MJ/m³K,
 ground with a very low permeability and without ground water flow,

the store volume is sized to 8 – 10 m³ per square meter solar collector. The optimal borehole spacing is about 2 m. This spacing is smaller than the spacing obtained when a water buffer store is inserted in the system (2.3 – 2.5m). The investment of a solar heating system that meets a solar fraction of 80% has an investment of about 100 CHF per square meter of reference heating area.

Remerciements

L'auteur remercie l'Office Fédéral de l'Energie pour son support financier ainsi que toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué au projet.

Table des matières:

1.	Introduction, objectifs	p. 1
2.	Caractéristiques des deux immeubles de 20 logements	p. 2
3.	Les dalles actives	p. 3
4.	Système solaire actif	p. 4
4.1	Système sans stockage diffusif dans le terrain	p. 4
4.2	Système avec stockage diffusif dans le terrain	p. 5
5.	Outils et modèles de simulation thermique	p. 7
5.1	Modèle thermique de la maison	p. 7
5.2	Simulation des dalles actives	p. 8
5.3	Système solaire actif	p. 11
5.4	Le stockage diffusif dans le terrain	p. 12
5.5	Régulation du système de chauffage de l'immeuble	p. 14
6.	Performances thermiques de l'immeuble	p. 25
7.	Potentiel de chauffage solaire actif sans stockage diffusif	p. 27
8.	Système solaire actif pour le chauffage et l'eau chaude	p. 30
9.	Système solaire actif avec stockage diffusif dans le terrain	p. 32
9.1	Procédure d'optimisation	p. 33
9.2	Stockage diffusif pour 1 immeuble	p. 33
9.2	Stockage diffusif pour 10 immeubles	p. 36
10.	Synthèse et règles du pouce pour dimensionner un avant projet	p. 40
10.1	Caractéristiques thermiques de l'immeuble	p. 40
10.2	Dalles actives	p. 40
10.3	Potentiel de chauffage solaire actif	p. 40
10.4	Système solaire actif pour l'eau chaude et le chauffage	p. 41
10.5	Système solaire actif avec stockage diffusif dans le terrain	p. 41
	Conclusion	p. 45
	Références	p. 46
	Appendice 1: Coût du stockage diffusif	p. A1.1

1. Introduction, objectifs

Deux bâtiments de 20 logements chacun doivent être construits selon le standard Minergie (Fraefel, 1998). En particulier, ce standard fixe comme objectif un indice énergétique pour l'eau chaude et le chauffage de $160 \text{ MJ/m}^2\text{an}$ pour les bâtiments neufs; l'indice est calculé selon la recommandation SIA 180/4 (1982) et la surface de référence est la surface de plancher à chauffer, mesurée selon les directives données par la norme SIA 416 (1993). Toutefois, le standard Minergie favorise l'utilisation des ressources locales comme la chaleur du sol, l'énergie solaire, les rejets de chaleur, etc., en ne les comptabilisant pas dans l'indice énergétique. L'énergie électrique est pénalisée avec un facteur 2.

Les murs de l'enveloppe du bâtiment projeté seront isolés à l'extérieur avec une couche d'isolation de 16 cm d'épaisseur, les fenêtres seront de très bonne qualité ($U = 1.5 \text{ W/m}^2\text{K}$ et $g = 0.6$) et une ventilation contrôlée permettra de récupérer la chaleur de l'air vicié. Un chauffage basse température par dalle active (du type BATISO (Baranyai, 1995)) est envisagé. Même si, pour des raisons pratiques de mise en oeuvre, un chauffage sol a finalement été préféré, le concept de dalle active appliqué à un immeuble d'habitation constitue le point de départ de cette étude.

Avec un chauffage par dalle active, l'énergie de chauffage est injectée directement dans les dalles portantes du bâtiment, ce qui confère une fonction de stockage significative à l'émetteur de chaleur. D'autre part, les grandes surfaces offertes par les dalles et les besoins en puissance de chauffage limités du bâtiment permettent de satisfaire la demande d'énergie de chauffage avec des niveaux de température très bas. Ces facteurs contribuent à la fois à l'utilisation optimale de capteurs solaires thermiques et à la réduction des besoins de stockage de l'énergie solaire.

Le potentiel offert par du chauffage solaire actif couplé à des dalles actives reste encore à être évalué pour des immeubles d'habitation construits pour satisfaire le standard Minergie. La simulation d'un système solaire avec stockage saisonnier est généralement effectuée avec un modèle simplifié de la demande de chaleur, ou avec des données générées par une simulation dynamique du bâtiment indépendante, ce qui ne permet pas de tenir compte de l'interaction thermique entre le système solaire et le bâtiment (Pahud, 1996; Seiwald, 1994). Un des objectifs de cette étude est de pouvoir simuler le système dans sa globalité, en incluant le comportement thermique du bâtiment.

Dans une première phase, le bilan énergétique d'un immeuble de ce type est simulé. L'influence de la surface des capteurs utilisée sur la consommation d'énergie auxiliaire est chiffrée. Le type de capteur utilisé (vitré ou absorbeur sans vitrage) et un système de chauffage plus classique (chauffage sol) sont également simulés pour établir des comparaisons.

Dans une deuxième phase, le potentiel offert par l'utilisation d'un stockage saisonnier de chaleur dans le terrain est exploré et évalué. Afin de pouvoir se passer de l'encombrement d'un stockage tampon à eau entre les capteurs solaires et les autres composants du système, le système est conçu sans ce stockage. Les seuls stockages à eau utilisés sont exclusivement utilisés pour satisfaire les besoins d'eau chaude et leur volume est réduit au minimum (30 litre/personne).

Les principaux résultats d'ordre pratique destinés aux professionnels concernés (bureau d'étude en installations thermiques, architectes, promoteurs, etc.) sont présentés de manière à pouvoir évaluer et dimensionner un avant projet.

2. Caractéristiques des deux immeubles de 20 logements

Les deux bâtiments sont identiques. De section rectangulaire (47 x 13 m), chaque bâtiment a une hauteur de 14 m. La surface de plancher à chauffer d'un bâtiment est de 2'800m², correspondant à la surface brute des appartements (évaluée selon les dimensions extérieures). Construits sur 5 niveaux, les appartements sont séparés du terrain par un sous-sol qui fait office de garage et de cave. Le bâtiment est de construction lourde (béton) et le volume brut chauffé est de l'ordre de 7'800 m³. Les surfaces et volumes chauffés de l'immeuble sont donnés dans la table 2.1.

Surface de référence énergétique et volume intérieur par étage		
Rez-de-chaussée	610 m ²	1'380 m ³
1 ^{er} étage	570 m ²	1'310 m ³
2 ^{ème} étage	570 m ²	1'310 m ³
3 ^{ème} étage	560 m ²	1'280 m ³
attique	490 m ²	1'110 m ³
Total	2'800 m²	6'390 m³

Table 2.1 Surface de référence énergétique et volumes intérieurs par étage.

La façade la plus grande (650 m²) a une orientation plus proche du sud que de l'est, avec un azimut de -24° par rapport au sud. Par commodité elle est appelée façade sud. La surface d'ouverture des fenêtres se monte à 300 m², dont environ 200 m² sont ombragés par les balcons de l'étage supérieur, ce qui leur confèrent une "visière" de 2.3 m de long. Les façades latérales, à l'est et à l'ouest, sont peu vitrées avec respectivement 17 et 4 m² de surface d'ouverture. La façade nord a 170 m² de surface d'ouverture en incluant les portes, ce qui limite la surface vitrée à la moitié de la surface. Enfin, en raison de la grande épaisseur des murs, toutes les fenêtres sont enfoncées à plus de 30 cm de la surface extérieure des murs. La table 2.2 contient les surfaces des fenêtres façade par façade.

	Surface des fenêtres (ouvertures)	Fraction de cadre (portes incluses)
Façade sud	300 m ²	0.19
Façade est	17 m ²	0.21
Façade nord	4 m ²	0.28
Façade ouest	170 m ²	0.50

Table 2.2 Surface des fenêtres façade par façade.

Les pertes par transmission des murs sont évaluées conformément aux différentes couches de matériau qui les forment et relativement à leurs dimensions extérieures. La majoration résultante est supposée inclure les effets des ponts thermiques, qui sont réduits par des mesures adéquates (ponts thermiques des balcons coupés, isolation minutieuse des décrochements des fenêtres, etc.). Le bâtiment est de construction lourde. Les murs externes sont en béton (épaisseur 18 cm) et isolés à l'extérieur (avec une isolation de 16 cm d'épaisseur). Les murs de séparation entre les appartements sont également en béton (épaisseur de 20 cm).

Les pertes par renouvellement d'air sont fixées à 0.2 h^{-1} en moyenne pour les infiltrations et les ouvertures temporaires des fenêtres, et à 0.4 h^{-1} pour la ventilation mécanique. Une efficacité de récupération de chaleur de 0.75 est supposée pour la ventilation mécanique, ce qui correspond, du point de vue des pertes par ventilation, à un taux de renouvellement d'air équivalent à 0.3 h^{-1} . Les pertes spécifiques par transmission et ventilation (avec récupération sur l'air vicié) se montent respectivement à 1.23 et 0.65 kW/K, soit, au total, à 1.88 kW/K (les pertes par le sous-sol sont incluses).

Les gains internes sont évalués relativement aux indications données dans la recommandation 380/1 (1988), mais avec une consommation d'énergie électrique limitée à 60 MJ/m²an, comme préconisé dans le standard Minergie, plutôt que 100 MJ/m²an. Les gains internes se montent en valeur moyenne à 4.7 kW pour les personnes et 3.7 kW pour la consommation électrique. Ils totalisent en moyenne 3 W/m² de surface de plancher.

3. Les dalles actives

Le chauffage par dalles actives se différencie du chauffage par le sol par le fait que les tubes qui transportent le fluide caloporteur sont directement placés dans les dalles en béton et non dans les chapes qui les recouvrent. L'émission de chaleur se fait par le plafond plutôt que par le sol. Le coefficient de transfert de chaleur entre le fluide caloporteur et la zone chauffée est dans la pratique de l'ordre de $4 \text{ W/m}^2\text{K}$ (l'espacement des tubes est de 20 cm). L'isolation du bâtiment et la surface des dalles actives doivent être conçus pour que le chauffage puisse être assuré avec une émission de chaleur de pointe de l'ordre de 20 W par mètre carré de dalle active. Dans ces conditions la température de départ du fluide caloporteur n'a pas besoin d'excéder 25 – 27 °C par grand froid. Avec des températures de fluide aussi basses, les dalles actives remplissent également une fonction d'autorégulation : dans les pièces qui reçoivent par exemple des gains solaires, l'émission de chaleur est rapidement interrompue par une légère élévation de la température ambiante. Il faut cependant veiller à ce que la surface des dalles actives dans chaque pièce soit correctement dimensionnée pour que la demande de chauffage puisse être satisfaite avec la même température de départ du fluide caloporteur.

La totalité de la surface des dalles ne peut pas être équipée avec des tubes pour le chauffage. Après avoir enlevé les surfaces occupées par les sanitaires, les baignoires, les équipements de cuisine, les espaces et les galeries techniques, les escaliers, etc., la surface intérieure de dalle utile est d'environ 70 - 75% de la surface brute. Toutefois, la dalle de sol du niveau inférieur (rez-de-chaussée) est également équipée de serpentins, si bien que la surface totale des dalles actives se monte à 2'400 m². (Surface de plancher à chauffer de 2'800 m²). Avec le chauffage par le sol, la surface de chauffage est plus petite. Elle est estimée à

1'960 m². Compte tenu des gains internes et d'une température de dimensionnement de -6° pour Lausanne, la puissance de chauffage est calculée à 40 kW, soit 14 W/m² de surface de plancher ou encore 17 W/m² de surface de dalle active. Sans les gains internes, la puissance de chauffage est d'environ 50 kW.

Une étude précédente (Fromentin et Sujevs, 1996) a montré que pour le stockage de l'énergie solaire collectée par des capteurs thermiques, il est préférable de placer les tubes au milieu de la dalle de béton. D'autre part la capacité thermique du béton est exploitée de façon optimale si l'épaisseur de la couche est de l'ordre de 20 cm. Les dalles en béton entre les étages et sur le toit ont une épaisseur favorable de 22 cm. La figure 3.1 schématise une coupe transversale d'une dalle entre deux étages. Le positionnement des tubes pour la circulation du fluide caloporteur est montré pour le chauffage par dalle active et le chauffage par le sol. L'espacement des tubes dans les dalles actives est de 20 cm, ce qui conduit à un transfert de chaleur entre le fluide et les pièces de l'ordre de 4 W/m²K par le plafond. Pour le chauffage par le sol, le transfert de chaleur entre le fluide et la pièce est, dans la pratique, environ deux fois plus petit (espacement plus grand, moquette, tapis, mobilier, etc.).

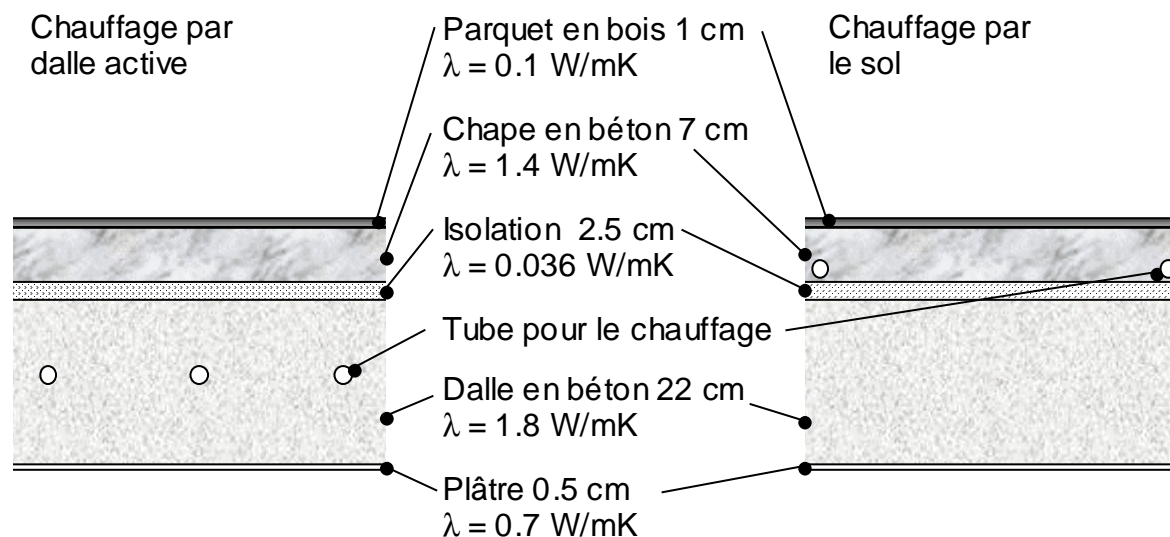


Figure 3.1 Positionnement des tubes dans les dalles du bâtiment pour le chauffage par dalle active et pour le chauffage par le sol. Les épaisseurs et les conductibilités thermiques indiquées sont celles qui sont prises dans les simulations.

4. Système solaire actif

4.1 Système sans stockage diffusif dans le terrain

Le système solaire actif est composé de capteurs solaires thermiques plans, d'une cuve à eau pour l'eau chaude et de deux échangeurs de chaleur pour séparer le circuit de la boucle solaire de celui de l'eau chaude et des dalles actives.

Les gains solaires utilisés pour le chauffage sont directement injectés dans les dalles actives par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur, sans transiter par la cuve de l'eau chaude sanitaire. Le couplage des capteurs solaires aux dalles actives permet d'utiliser la structure

lourde du bâtiment comme un stockage de chaleur, ce qui permet d'obtenir une fraction solaire significative sans les coûts d'un stockage de chaleur conventionnel. Un schéma de principe simplifié de l'installation est montré dans la figure 4.1. Ce type de système est décentralisé, dans la mesure où chaque bâtiment peut être équipé avec une installation de ce type. Les capteurs solaires sont placés sur le toit.

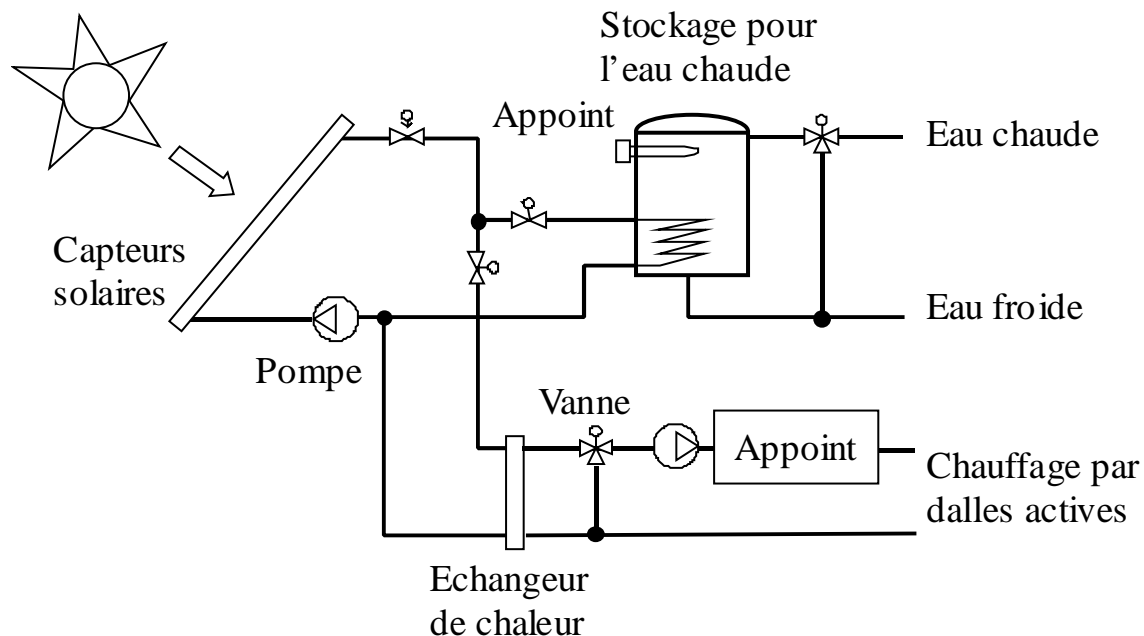


Figure 4.1 Schéma de principe simplifié de l'installation solaire active couplée aux dalles actives pour 1 immeuble (système décentralisé sans stockage diffusif dans le terrain).

4.2 Système avec stockage diffusif dans le terrain

Un stockage diffusif utilise la capacité thermique du sol lui-même pour le stockage de chaleur. L'énergie thermique est transférée dans le sol par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur souterrain. (Voir Hadorn (1988) pour les différents types de stockage diffusif). Un grand volume de stockage peut être réalisé en créant un échangeur souterrain avec ensemble de sondes géothermiques uniformément espacées.

Avec un stockage saisonnier de chaleur dans le terrain, la taille du stockage doit être suffisante pour que le rapport surface sur volume soit acceptable (suffisamment petit). Ce rapport conditionne l'importance de l'énergie thermique perdue pendant une saison relativement à l'énergie stockée. En conséquence la demande de chaleur annuelle doit être importante, ce qui nécessite de distribuer la chaleur du stockage saisonnier à plusieurs bâtiments regroupés. D'autre part on désire maintenir les autres composants du système de manière décentralisée pour les raisons suivantes :

- les capteurs solaires sont placés sur le toit des immeubles et sont donc, par le choix de leur emplacement, répartis de façon décentralisée ;
- l'énergie de chauffage d'appoint ne doit être utilisée que pour maintenir une température minimum dans chaque bâtiment. De cette manière, les gains solaires actifs peuvent être

stockés de manière optimale dans la masse thermique des immeubles sans que la température de confort ne soit dépassée. Il semble alors qu'il est plus facile de contrôler l'énergie auxiliaire immeuble par immeuble plutôt que d'un point centralisé.

- pas de stockage à eau tampon n'est utilisé entre les capteurs solaires et le stockage diffusif.

Si l'énergie auxiliaire est décentralisée immeuble par immeuble, alors l'énergie d'appoint pour l'eau chaude le sera aussi. Toutefois, la centralisation de l'énergie d'appoint est malgré tout possible. Les implications sont discutées ci-dessous. Toutefois, le schéma de principe du système ne serait pas modifié de façon importante. Un schéma de principe simplifié est montré dans la figure 4.2.

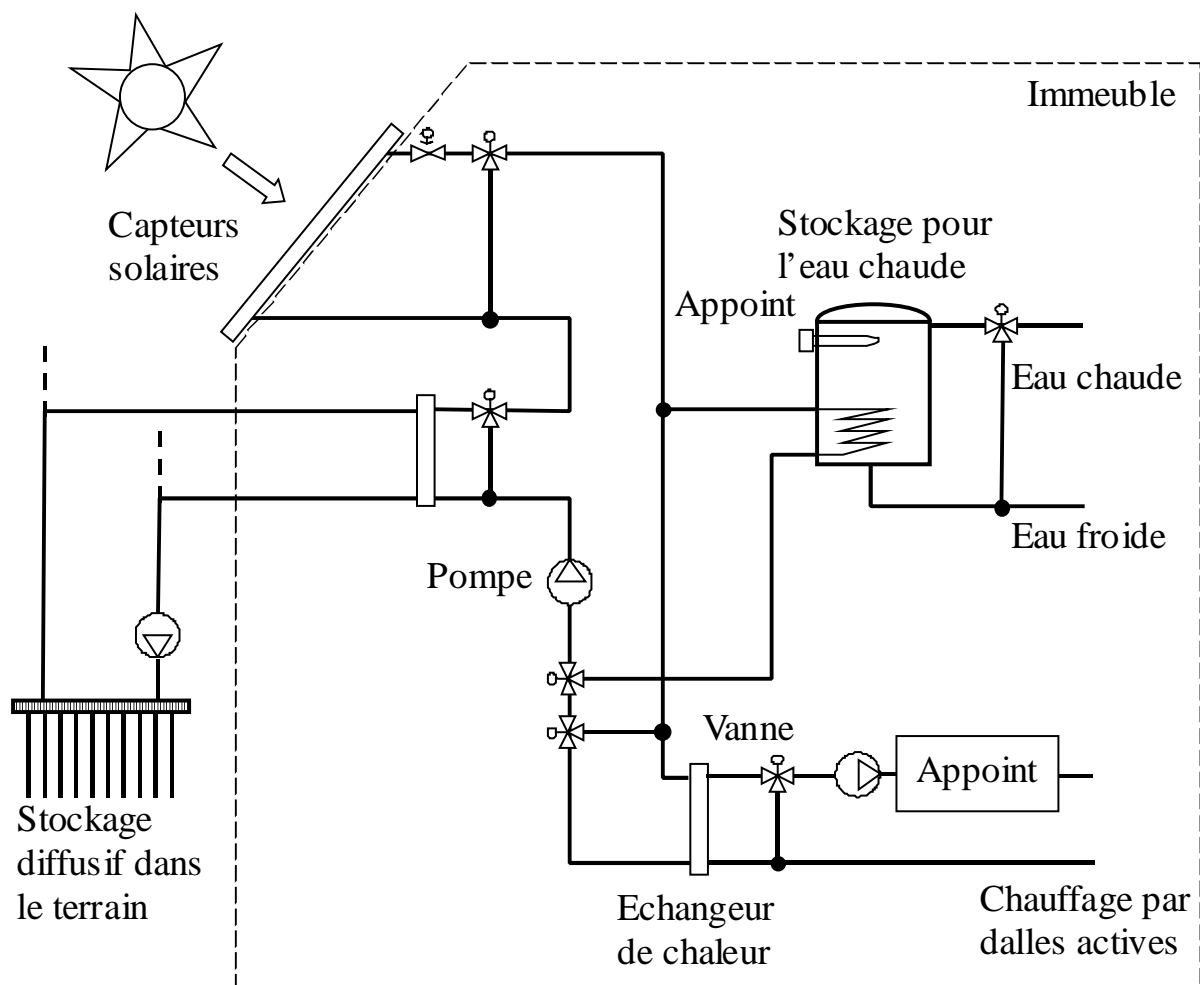


Figure 4.2 Schéma de principe simplifié de l'installation solaire active avec un stockage diffusif dans le terrain. Le stockage diffusif doit être centralisé tandis que l'eau chaude et l'énergie d'appoint ne le sont pas forcément.

Le système de la figure 4.2 montre un système solaire actif décentralisé (immeuble par immeuble) couplé à un stockage de chaleur centralisé dans le terrain. Un réseau de distribution de chaleur à « 2 tubes » doit permettre de charger le stockage diffusif avec les

champs des capteurs solaires de chaque immeuble, et de le décharger pour satisfaire les besoins de chauffage et d'eau chaude des bâtiments. Afin de limiter le volume de stockage de l'eau chaude, il est fixé à 30 litres par habitant dans les simulations.

Le stockage d'eau chaude et l'énergie d'appoint peuvent également être centralisés. Dans ce cas, le réseau de distribution de chaleur doit être à « 6 tubes » : 2 tubes pour collecter l'énergie solaire et l'amener dans la centrale de chauffage, 2 tubes pour la distribution de l'eau chaude et 2 tubes pour la distribution de l'énergie de chauffage.

Le choix entre les deux options dépend de multiples facteurs (type d'énergie auxiliaire, nombre et éloignement des bâtiments, etc.). Mais avant tout, il s'agit de déterminer si l'on peut justifier l'usage d'un stockage diffusif dans le terrain. Comme déjà mentionné précédemment, la demande de chaleur doit être suffisamment grande. Par ailleurs, la fraction solaire devra également être significative. Dans cette étude l'usage d'un stockage diffusif sera évalué pour 1 immeuble et pour 10 immeubles, et la comparaison avec un système sans stockage diffusif (cf. figure 4.1) sera établie.

5. Outils et modèles de simulation thermique

Le programme de simulation dynamique TRNSYS 14.2 (Klein et al., 1998) est utilisé à la fois pour sa flexibilité, sa modularité et ses modules de calculs existants (modèle dynamique de bâtiment, de capteurs solaires, de stockage thermique à court terme et à long terme, à eau ou en terre). Il permet de développer un outil de simulation thermique de l'objet physique à étudier, à savoir un bâtiment d'habitation sur lequel un système solaire actif couplé à des dalles actives est intégré.

Dans un premier temps, un outil de simulation dynamique du bâtiment et du système solaire actif incluant les dalles actives est développé avec le programme de simulation dynamique TRNSYS conformément au schéma de principe montré dans la figure 4.1. Les résultats de Koschenz et Dorrer (1996), relatifs à la simulation d'une dalle active, sont combinés avec le modèle dynamique de bâtiment Type 56. Dans la deuxième phase, l'outil de simulation est modifié pour rendre le schéma de principe conforme à celui de la figure 4.2. Le stockage saisonnier de chaleur dans le terrain est simulé par le modèle de calcul DST (Hellström, 1989), intégré dans TRNSYS comme un type non standard (Type 60) (Pahud et al., 1996). La cuve à eau est dimensionnée relativement aux besoins d'eau chaude uniquement (30 litres par personne) et n'est pas agrandie lorsque la surface des capteurs solaires est augmentée pour couvrir les besoins de chauffage également.

5.1 Modèle thermique de la maison

La maison est définie de manière à pouvoir être simulée avec le modèle multi-zones Type56 de TRNSYS. Deux zones chauffées sont définies :

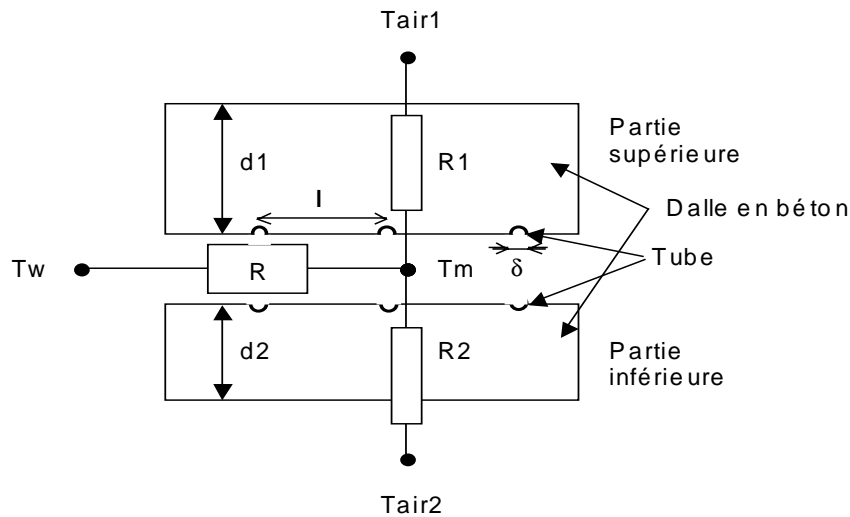
- zone sud ;
- zone nord.

La zone sud est simplement la moitié sud du bâtiment, comme s'il était coupé en deux par un plan vertical dans son axe est – ouest. Le couplage thermique entre les deux zones est réalisé par les échanges de chaleur par transmission à travers les murs en commun, par le fluide caloporteur qui circule dans les dalles des deux zones, et par les échanges d'air d'une zone à l'autre. Comme la plupart des appartements sont traversant sans avoir un cloisonnement bien fermé entre le nord et le sud, les échanges par convection sont relativement élevés. Le taux d'échange d'air entre les deux zones est fixé à 0.5 h^{-1} . En d'autres termes, l'air d'une zone est complètement déplacé dans l'autre zone après 2 heures. La cave est prise en compte avec une zone non chauffée. Elle se trouve sous le rez-de-chaussée du bâtiment. La simulation des dalles actives implique la création d'une zone thermique pour chaque dalle (voir ci-dessous la section 5.2). Deux dalles sont définies pour chaque zone : une entièrement comprise à l'intérieur de la zone et une en contact avec l'extérieur (toit). La modélisation thermique de l'immeuble avec ses dalles actives requiert ainsi la définition de 7 zones thermiques.

Chaque zone est soumise à des pertes de chaleur par transmission et ventilation vers l'extérieur, des pertes par transmission vers le terrain et des pertes/gains avec les zones adjacentes. Les zones chauffées ont des gains de chaleur convectifs (les gains sont injectés dans l'air de la zone) et radiatifs (les gains sont injectés sur les surfaces intérieures de la zone), sous forme de gains solaires à travers les fenêtres, de gains internes par les occupants et par les appareils électriques, et des apports de chaleur des dalles et des murs actifs. La température de l'air dans les zones peut être définie flottante. Dans ce cas elle est influencée en hiver par la régulation du chauffage, qui veillera à la maintenir à sa température de consigne. En été, elle est réduite par la baisse de protections solaires extérieures et par l'ouverture des fenêtres qui a pour conséquence une réduction des gains solaires passifs et une augmentation du taux de renouvellement d'air. Des ombrages fixes sont créés par les balcons de la façade sud. Les ombrages sont calculés avec le modèle « d'overhang and wingwall shading » de TRNSYS, implémentés dans le Type34. Les procédures de calcul sont décrites dans le manuel de TRNSYS (Klein et al., 1998).

5.2 *Simulation des dalles actives*

Les dalles actives sont simulées en utilisant le formalisme développé par Koschenz et Dorrer (1996). Ce formalisme permet de ramener le problème bi-dimensionnel du transfert thermique entre les tubes et le béton à un problème à une dimension. Ainsi, le champ de température dans le plan des tubes est réduit à une température équivalente T_m . Dans la figure 5.1, une dalle en béton d'épaisseur d_1+d_2 est en contact avec de l'air sur ses faces supérieure et inférieure. Le plan dans lequel se trouvent les tubes est à la profondeur d_1 depuis la face supérieure et d_2 depuis la face inférieure. La résistance R permet de relier la température de la paroi externe des tubes T_w à la température équivalente T_m .



- d_1+d_2 : épaisseur de la dalle en béton [m] ;
- d_1 : profondeur des tubes depuis la face supérieure de la dalle en béton [m] ;
- d_2 : profondeur des tubes depuis la face inférieure de la dalle en béton [m] ;
- l : espacement des tubes [m] ;
- δ : diamètre extérieur des tubes [m] ;
- T_m : température équivalente du béton dans le plan des tubes [°C] ;
- T_w : température de la paroi externe des tubes [°C] ;
- T_{air1} : température de l'air sur la face supérieure de la dalle en béton [°C] ;
- T_{air2} : température de l'air sur la face inférieure de la dalle en béton [°C] ;
- R : résistance thermique entre T_w et T_m [K/(W/m²)] ;
- R_1 : résistance thermique entre T_m et T_{air1} [K/(W/m²)] ;
- R_2 : résistance thermique entre T_m et T_{air2} [K/(W/m²)] ;

Figure 5.1 Coupe transversale d'une dalle active en béton. Le plan des tubes est représenté par la température équivalente T_m . Elle permet de ramener le calcul des transferts de chaleur entre les tubes et le béton à un problème à une dimension.

Koschenz et Dorrer (1996) donnent une expression pour R (cf. relation 5.1), si les conditions (5.2) et (5.3) sont remplies :

$$R = \frac{\ell}{2\pi\lambda} \ln\left(\frac{\ell}{\delta\pi}\right) \quad (5.1)$$

$$\text{si } d_i / \ell > 0.3, \quad i = 1 \text{ et } 2 \quad (5.2)$$

$$\text{si } \delta / \ell < 0.2 \quad (5.3)$$

Avec λ : conductibilité thermique de la dalle en béton [W/mK] ;

Si l'on rajoute à R la résistance convective entre le fluide et la paroi des tubes et la résistance de la paroi, on peut donner une relation entre la température du fluide T_f et la température équivalente du béton T_m (cf. relation 5.4).

$$R' = \ell \left(\frac{1}{\pi \lambda_f \text{Nu}} + \frac{1}{2 \pi \lambda_p} \ln \left(\frac{\delta}{\delta_{pi}} \right) + \frac{1}{2 \pi \lambda} \ln \left(\frac{\ell}{\delta \pi} \right) \right) \quad (5.4)$$

Avec λ_f : conductibilité thermique du fluide [W/mK] ;
 Nu : nombre de Nusselt, dépend du régime d'écoulement (laminaire, Nu = 4.36) [-];
 λ_p : conductibilité thermique de la paroi du tube [W/mK] ;
 δ_{pi} : diamètre intérieur du tube [m] ;
 T_f : température du fluide dans les tubes [°C] ;
 R' : résistance thermique entre T_f et T_m [K/(W/m²)] ;

La relation (5.4) permet d'avoir une relation entre la température locale du fluide $T_f(x)$ et la température équivalente du béton T_m . En supposant que T_m est constant dans tout le plan des tubes, on peut écrire une relation pour la puissance transférée du fluide au béton (cf. relation 5.5) :

$$q(x) = \frac{1}{R'} (T_f(x) - T_m) \quad (5.5)$$

$q(x)$: puissance thermique transférée du fluide au béton [W/m²] ;

La puissance thermique transférée par les tubes provient de la capacité thermique du fluide. Ceci permet d'écrire une équation différentielle pour la puissance transférée par le fluide en fonction du chemin parcouru (cf. relation 5.6) :

$$q(x) N \ell dx = - m_f A C_f dT_f(x) \quad (5.6)$$

l : espacement des tubes dans la dalle active (rappel) [m] ;
 L : longueur d'un tube dans la dalle active [m] ;
 N : nombre de tubes connectés en parallèle dans la dalle active [-] ;
 A : surface de la dalle active ; $A = N \cdot L \cdot l$ [m²] ;
 m_f : débit massique spécifique du fluide caloporteur dans les dalles [kg/sm²] ;
 $m_f = M_f / A$ (M_f : débit massique total dans la dalle [kg/s]) ;
 C_f : chaleur spécifique du fluide caloporteur [J/kgK] ;

En combinant (5.5) dans (5.6) et en intégrant le long du chemin parcouru, de $x=0$ à $x=L$, on obtient une expression pour la température de sortie du fluide $T_{f\text{out}}$ (cf. Relation 5.7).

$$T_{f\text{out}} = T_m + (T_{f\text{in}} - T_m) \exp \left(- \frac{1}{R' m_f C_f} \right) \quad (5.7)$$

$T_{f\text{in}} = T_f(x=0)$ température d'entrée du fluide dans la dalle [°C] ;
 $T_{f\text{out}} = T_f(x=L)$ température de sortie du fluide de la dalle [°C] ;

La puissance thermique Q échangée par le fluide dans la dalle active est calculée par la relation (5.8).

$$Q = m_f A C_f (T_{fin} - T_{fout}) \quad (5.8)$$

Q : puissance thermique échangée par le fluide circulant dans la dalle active [W] ;

Avec le modèle de bâtiment Type56, on définit une zone supplémentaire pour chaque dalle active simulée. La frontière de la zone est définie par deux murs de même surface, correspondant aux parties supérieure et inférieure de la dalle (cf. figure 5.1). (La capacité thermique de la dalle est donc prise en compte par le modèle du bâtiment). La température de la zone correspond à T_m . Cette température est définie comme variable de sortie du Type56, ce qui permet, avec les relations (5.7) et (5.8), de calculer la puissance thermique transférée par le fluide (le type 94 a été créé pour faire ce calcul). Cette puissance est ensuite retournée comme variable d'entrée au Type56, qui la traite comme des gains convectifs dans la zone concernée. (Un coefficient de transfert convectif arbitrairement grand est défini dans la zone, de sorte que la température de l'air de la zone soit égale à la température de surface des murs). A chaque pas de temps, le programme TRNSYS réitère les calculs jusqu'à ce qu'une solution soit obtenue.

Dans les simulations, le débit spécifique est fixé à 6 litre/hm² (valeur utilisée dans la pratique) et la résistance R' à une valeur relativement pessimiste de 0.075 K/(W/m²). Cela correspond, suivant que l'on considère un coefficient α_i d'échange superficiel de 6 ou de 8 W/m²K, à un coefficient d'échange global entre le fluide et l'air intérieur compris entre 3.2 et 3.7 W/m²K pour les tubes enfoncés à 12 cm dans le béton. Avec le chauffage par le sol, la résistance R' est fixée à 0.230 K/(W/m²). Le coefficient d'échange global entre le fluide et l'air intérieur est alors de 2 W/m²K avec un α_i d'échange superficiel de 8 W/m²K.

On peut remarquer que la longueur d'un tube L et le nombre de tubes connectés en parallèle N n'interviennent pas dans le calcul des transferts thermiques. (Tout au plus ils influencent la valeur du nombre de Nusselt). Ces paramètres doivent être fixés en fonction des pertes de charges tolérables dans le circuit des dalles actives, de manière à correspondre au point de fonctionnement optimum d'une pompe de circulation.

5.3 *Système solaire actif*

La simulation du système solaire actif est faite avec deux composants non-standard de TRNSYS. Il s'agit de :

- modèle de capteur solaire thermique MFC (Matched Flow Collector), développé par Isaksson (1995) au Royal Institute of Technology de Stockholm, Suède. La raison principale de son utilisation est la possibilité de tenir compte d'un facteur de perte thermique quadratique en température et de la capacité thermique des collecteurs solaires.

- modèle de cuve à eau développé à l'ITW de l'université de Stuttgart en Allemagne (Druck et Pauschinger, 1994). Ce modèle a la possibilité de simuler jusqu'à 5 circuits hydrauliques connectés à la cuve, 3 échangeurs de chaleurs internes et un chauffage auxiliaire.

Les simulations ont été faites pour des capteurs plans vitrés et pour des absorbeurs solaires. Les paramètres thermiques utilisés ont été mesurés à Rapperswil (LTS-Katalog, 1998) et sont donnés dans la table 5.1.

Paramètre	Capteur plans vitré	Absorbeur solaire
Marque	Agema Azur	Energie Solaire SA
Efficacité optique	0.859	0.91
Facteur de pertes thermique (capteur + plomberie)	$4.01 + 0.25 \text{ W/m}^2\text{K}$	$10 + 0.25 \text{ W/m}^2\text{K}$
Dépendance quadratique	$0.0108 \text{ W/m}^2\text{K}^2$	-
Capacité thermique (capteur + plomberie)	$11 + 9 \text{ kJ/m}^2\text{K}$	$10 + 9 \text{ kJ/m}^2\text{K}$
Débit	25 litre/m ² h	40 litre/m ² h
Facteur d'IAM bo	0.17	0.075
Inclinaison	35°	15°
Azimut	-24° (24° Est)	-24° (24° Est)

Table 5.1 Paramètres utilisés pour la simulation de capteurs plans vitrés et d'absorbeurs solaires sans vitrage.

Les paramètres de simulation pour la production d'eau chaude (niveaux de température, mode de chargement de la cuve à eau, isolation, taille, profil de soutirage d'eau chaude journalier, etc.) sont fixés dans la situation où des capteurs plans vitrés sont utilisés pour la production d'eau chaude uniquement. La surface des capteurs est dimensionnée à raison de 1 m² par personne et le stockage d'eau chaude à 30 litre par mètre carré de capteur. Selon la recommandation 380/1 (1988), la préparation de l'eau chaude nécessite 3'000 MJ/an par personne, soit 830 kWh/an par personne. Dans cette situation, les paramètres sont ajustés de manière à ce que l'énergie annuelle auxiliaire délivrée dans la cuve soit réduite de 50%.

5.4 Le stockage diffusif dans le terrain

Comme mentionné précédemment, le modèle de calcul DST (Hellström, 1989) permet de simuler un stockage de chaleur dans le terrain. Un échangeur de chaleur souterrain, formé par un ensemble de sondes géothermiques, est utilisé pour transférer de l'énergie thermique entre le fluide caloporteur, qui circule dans les sondes, et la zone du stockage, formée par le terrain compris entre les sondes. Le modèle permet de calculer la relation entre la température d'entrée du fluide (et son débit) et la puissance thermique transférée pour des conditions d'exploitation arbitraires.

Le modèle suppose un volume de stockage cylindrique dont l'axe est vertical. Les sondes géothermiques sont verticales et uniformément placées dans ce volume. Elles peuvent être connectées en série de manière radiale, du centre au bord du stockage. Le transfert de chaleur par convection forcée du fluide caloporteur est couplé au transfert de chaleur transversal dans le terrain. Une résistance thermique caractérise les transferts de chaleur entre le fluide caloporteur et le terrain sur le bord de la sonde. Dans le terrain, c'est l'équation de la chaleur qui est résolue (conduction pure).

L'équation de la chaleur est résolue par la superposition de deux phénomènes, appelés problème local et problème global. Le problème local permet de solutionner les transferts de

chaleur radiaux autour des sondes, induits par l'évolution temporelle récente des puissances thermiques injectées et soutirées. Comme le modèle suppose un nombre relativement élevé de sondes, la plupart sont entourées par d'autres sondes. Par symétrie, le calcul des transferts de chaleur radiaux se limite au volume de terrain associé à chaque sonde, représenté par un cylindre, pour lequel un flux de chaleur nul est prescrit sur sa frontière extérieure. Pour un intervalle de temps suffisamment long, qui correspondrait à l'équilibrage du champ de température si aucune puissance thermique n'était transférée durant cet intervalle, l'énergie thermique qui a été transférée par le pieu pendant l'intervalle de temps précédant est transmise au problème global (cf. ci-dessous), ce qui revient à corriger les champs de température respectifs des problèmes local et global. De cette manière, les champs de température associés au problème local ne conservent que les "perturbations" thermiques locales engendrées par les sondes.

Le problème global traite des transferts de chaleur à grande échelle dans le volume du stockage et le terrain environnant. Le flux de chaleur tridimensionnel est simulé avec un maillage bidimensionnel, par l'utilisation des coordonnées radiale et verticale. Les conditions initiales sont données par le champ de température initial du terrain. L'évolution de la température de l'air extérieur est donnée comme condition aux limites au problème global, de même que les transferts d'énergie engendrés par le problème local. Les problèmes global et local sont résolus par la méthode des différences finies explicites, chacun avec leur pas de temps propre, ajusté en fonction de leur maillage respectif et des propriétés thermiques du terrain.

Le dimensionnement du stockage diffusif est déterminé par le nombre de sondes (N), leur longueur (H) et leur espacement (B). Ces paramètres déterminent le volume du stockage ($V = N \times B \times B \times H$). Les valeurs des principaux paramètres de simulation sont énumérés dans la table 5.2.

Paramètre	Valeur de calcul
Volume	V (paramètre libre)
Extension verticale	H (paramètre libre)
Nombre de sondes géothermiques	N (paramètre libre)
Isolation	conductibilité thermique épaisseur emplacement
	0.05 W/mK 0.25 m à la surface du sol. L'isolation s'étend au-delà du bord vertical du stockage. L'extension radiale depuis le bord est fixée à 12% de son extension verticale.
Terrain	conductibilité thermique capacité volumétrique
	2.2 W/mK 2.3 MJ/m ³ K
Température initiale du terrain	10 °C
Echangeur souterrain	
fluide caloporteur	Eau
diamètre des sondes	13 cm
résistance thermique des sondes	0.1 K/(W/m)

Table 5.2 Paramètres utilisés pour la simulation du stockage de chaleur dans le terrain.

5.5 Régulation du système de chauffage de l'immeuble

La régulation du système concerne le contrôle des installations techniques pour satisfaire la demande d'eau chaude et de chauffage. Une « régulation de l'immeuble » a été introduite dans les simulations pour limiter la surchauffe du climat intérieur en été (contrôle des protections solaires extérieures et de l'ouverture des fenêtres, sensé refléter le comportement idéal d'un habitant désirant limiter au maximum les surchauffes).

La régulation, telle que utilisée pour simuler le système, est définie de manière à ce que chaque composant du système puisse être contrôlé de façon indépendante. Elle est délibérément choisie aussi simple que possible, afin que de simples modules de contrôle, comparant deux valeurs de température, soient suffisants. Un potentiel d'amélioration du système de control existe, mais il devrait faire appel aux techniques de « régulation prévisionnelle » si des améliorations sensibles sont désirées.

Système sans stockage diffusif dans le terrain

Le schéma de principe est montré à nouveau dans la figure 5.2, avec les points de température utilisés pour la simulation du système de contrôle.

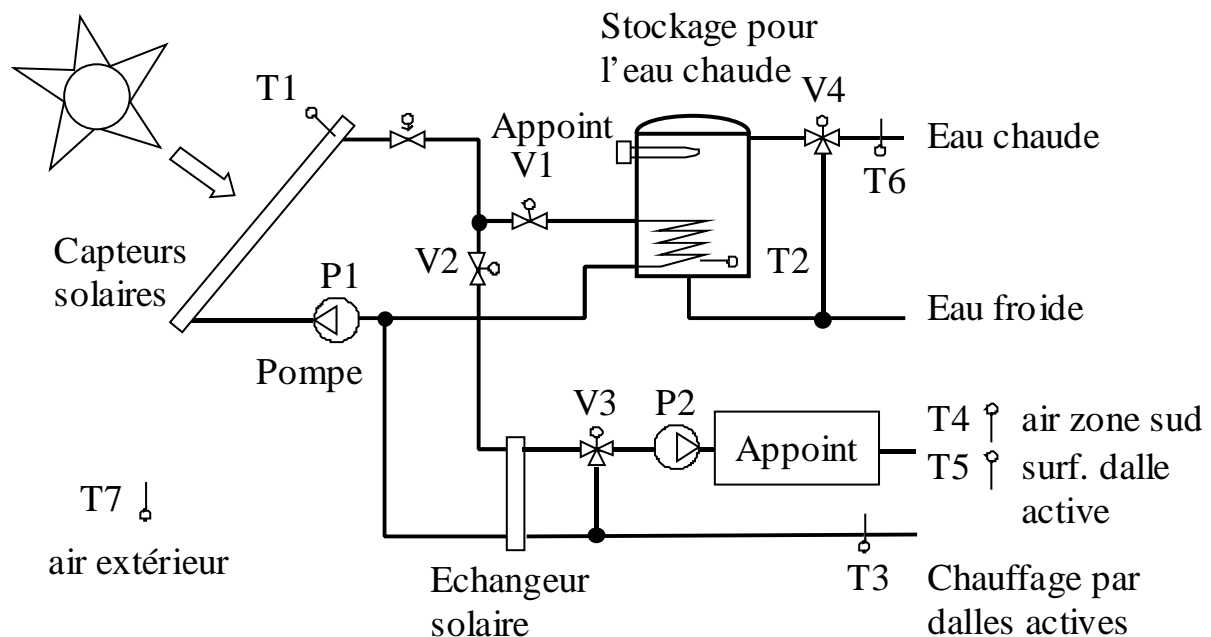


Figure 5.2 Schéma de principe simplifié de l'installation solaire active et points de mesures pour le contrôle du système (sans stockage diffusif).

P1 : pompe du circuit des capteurs solaires

P2 : pompe du circuit des dalles actives

V1 : vanne ON/OFF deux-voies pour charger le stockage d'eau chaude

V2 : vanne ON/OFF deux-voies pour charger les dalles actives via l'échangeurs de chaleur

V3 : vanne ON/OFF trois-voies pour connecter les capteurs solaires aux dalles actives

V4 : vanne mélangeuse trois-voies pour limiter la température de l'eau chaude à sa valeur de consigne.

T1 : température du fluide caloporteur à la sortie des capteurs solaires

- T2 : température de l'eau en bas du stockage d'eau chaude
 T3 : température de retour du fluide caloporteur circulant dans les dalles actives
 T4 : température de l'air dans la zone sud de l'immeuble
 T5 : température de surface d'une dalle active dans une pièce représentative et chauffée en permanence (l'évolution de cette température devrait être comparable à la moyenne glissante sur 24h de la température de retour du fluide circulant dans les dalles (T3). Cette dernière pourrait être en pratique utilisée à la place)
 T6 : température de départ de l'eau chaude distribuée
 T7 : température de l'air extérieur, prise comme moyenne glissante sur 24h

La régulation décrite dans cette section est la régulation utilisée dans les simulations pour faire fonctionner le système. En pratique, des modes de contrôle supplémentaires peuvent être définis pour gérer par exemple des surchauffes dans les capteurs ou des pannes détectées. Le circuit hydraulique serait probablement un peu différent de manière à utiliser les composants standards disponibles. (Groupe avec vanne 3-voies pour 2 consommateurs de chaleur). Toutefois, les performances thermiques annuelles résultantes ne devraient pas sensiblement différer de celles qui ont été simulées.

Chaque comparaison de température est effectuée avec un effet d'hystérésis individualisé, de manière à limiter au maximum les situations où le système de contrôle est instable. Par exemple la comparaison des températures T1 et T2 détermine si des gains solaires peuvent être transférés dans le stockage d'eau chaude, et conditionne ainsi l'état de la vanne V1 et de la pompe P1. Avec des capteurs plans vitrés, le test $T1 > T2$ ne devient « vrai » que si $T1 > T2 + 14$ K, et le restera jusqu'à ce que T1 soit plus petit que $T2 + 2$ K. Passé sous cette limite, le test deviendra « faux » et ne pourra être à nouveau « vrai » que lorsque T1 sera plus grand que $T2 + 14$ K. Avec des absorbeurs solaires, les différences de température peuvent être réduites puisque la température des capteurs varie moins fortement en raison de pertes thermiques plus grandes. Les absorbeurs solaires sont simulés avec des différences de températures réduites à 5 K et 0 K. Toutefois, un choix différent de ces valeurs dans les simulations (par exemple 10 K au lieu de 5 K), ne change pas de manière sensible les performances thermiques globales du système. Ci-dessous, les seuils d'enclenchement et de déclenchement utilisés dans les simulations sont donnés pour chaque comparaison de température et sont notés par ΔT_{on-off} . (ΔT_{on-off} est égal à 14 – 2K pour les capteurs vitrés et 5 – 0K pour les absorbeurs).

Vanne V1 (vanne pour connecter les capteurs au stockage d'eau chaude)

Si $T1 > T2$

est *vrai* alors EAU_CHAUDE_SOLAIRE = VRAI
 V1 est ON (ouverte)
 est *faux* alors EAU_CHAUDE_SOLAIRE = FAUX
 V1 est OFF (fermée)

ΔT_{on-off} : 14 – 2K capteurs vitrés ou 5 – 0K absorbeurs

Vannes V2 et V3 (vannes pour connecter les capteurs aux dalles)

Si $T1 > T3$ et $24\text{ °C} > T5$

est *vrai* alors CHAUFFAGE_SOLAIRE = VRAI
V2 est ON (ouverte)
V3 est ON (l'échangeur solaire est connecté au circuit des dalles)
faux alors CHAUFFAGE_SOLAIRE = FAUX
V2 est OFF (fermée)
V3 est OFF (l'échangeur solaire est déconnecté du circuit des dalles)

$\Delta T_{\text{on-off}}$: (14 – 2K vitrés ou 5 – 0K absorbeurs) et 0.5 – 0K

Pompe P1 (pompe de circulation des capteurs)

Si $EAU_CHAUDE_SOLAIRE$ ou $CHAUFFAGE_SOLAIRE$

est *vrai* alors P1 est ON (enclenchée)
faux alors P1 est OFF (déclenchée)

Pompe P2 (pompe de circulation des dalles)

Si $CHAUFFAGE_SOLAIRE$ ou $12\text{ °C} > T7$

est *vrai* alors P2 est ON (enclenchée)
faux alors P2 est OFF (déclenchée)

$\Delta T_{\text{on-off}}$: 0.5 – 0K

Appoint (énergie d'appoint pour le chauffage)

Si $CHAUFFAGE_SOLAIRE = FAUX$ et $T_{\text{retour-consigne}} > T3$ et $20.5\text{ °C} > T4$

est *vrai* alors « appoint » est ON (enclenché)
faux alors « appoint » est OFF (déclenché)

$\Delta T_{\text{on-off}}$: 2 – 0K et 1 – 0K

Le chauffage d'appoint est arrêté lorsque des gains solaires peuvent être collectés. Ceci permet de limiter la température du fluide caloporteur dans les dalles et de faire travailler les collecteurs à plus basse température.

La puissance nominale du chauffage d'appoint est fixée à 50 kW (demande de puissance de chauffage par -6°C extérieur sans gains de chaleur). Elle est modulée de manière à ce que la température du fluide caloporteur de départ (température « aller ») corresponde à la température de consigne. Celle-ci varie en fonction de la température extérieure de l'air, prise comme moyenne glissante sur 24 h. Le diagramme de la figure 5.3 montre comment la température de consigne aller et retour varie en fonction de la température de l'air extérieur.

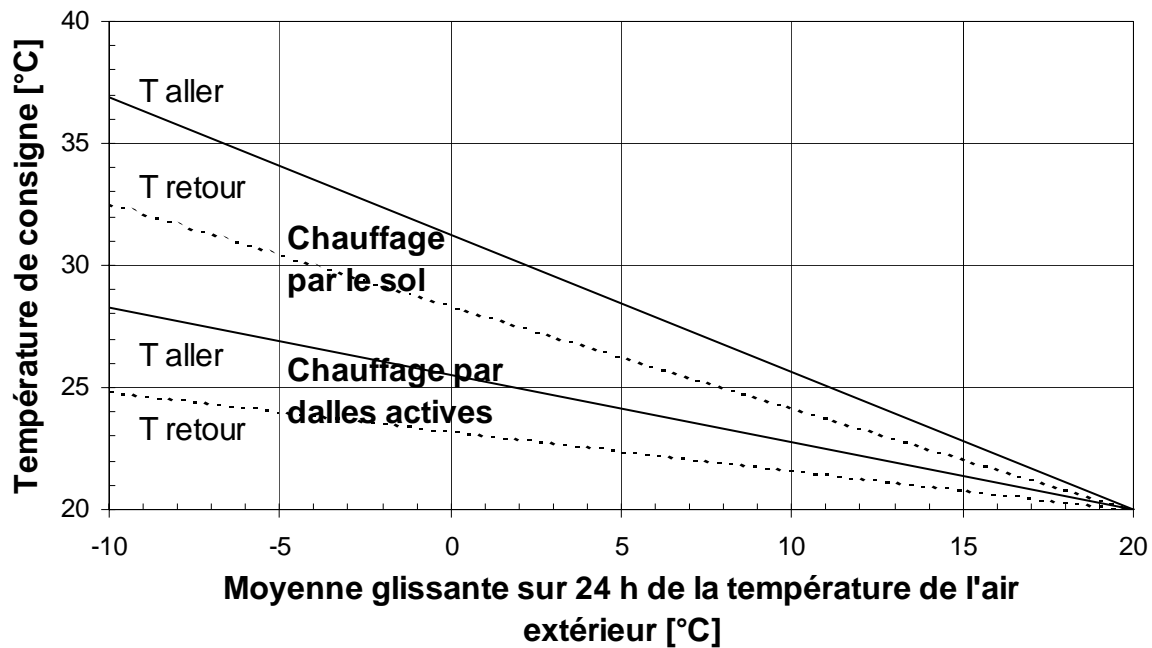


Figure 5.3 Températures de consigne aller et retour pour le chauffage par le sol et pour le chauffage par dalles actives.

Les températures de consigne du chauffage par dalles actives sont plus basses que celles du chauffage par le sol. Ceci s'explique par la surface des dalles actives plus grande que celle du chauffage par le sol, et le coefficient de transfert de chaleur entre le fluide et la pièce qui est plus élevé avec les dalles actives. Les paramètres sur lesquels sont basées les températures de consigne sont donnés dans la table 5.3, de même que les relations simplifiées pour les estimer.

Paramètre	Dalles actives	Chauffage sol
Surface totale, S	2'400 m ²	1'960 m ²
Coefficient de transfert de chaleur (fluide – pièce), U _{fp}	3.7 W/m ² K	2.0 W/m ² K
Puissance de chauffage par –6 °C extérieur, P _{chauf}	50 kW	50 kW
Ecart de température fluide – pièce par –6 °C extérieur, ΔT	5.6 K	12.8 K
Débit spécifique du fluide caloporteur (eau), m _{s-fl}	6 litre/m ² h	6 litre/m ² h
Ecart de température aller – retour par –6 °C extérieur, ΔT _{a-r}	3.0 K	3.7 K
Température aller par –6 °C extérieur, T _{fa}	27.1 °C	34.7 °C
Température retour par –6 °C extérieur, T _{fr}	24.1 °C	31.0 °C

$$\Delta T = P_{\text{chauf}} / (U_{\text{fp}} \times S)$$

$$\Delta T_{\text{a-r}} = P_{\text{chauf}} / (C_{\text{fluide}} \times m_{\text{s-fl}} \times S)$$

avec C_{fluide} : capacité calorifique du fluide (eau : 4.2 kJ/litre K)

$$T_{\text{fa}} = 20 \text{ °C} + \Delta T + 0.5 \times \Delta T_{\text{a-r}}$$

$$T_{\text{fr}} = 20 \text{ °C} + \Delta T - 0.5 \times \Delta T_{\text{a-r}}$$

Table 5.3 Paramètres et relations utilisés pour la détermination des température de consigne aller et retour du chauffage.

Il est important que le contrôle du chauffage d'appoint soit découplé du chauffage solaire, et que la température ambiante de la maison puisse varier tout en assurant un confort thermique acceptable. La tâche du chauffage d'appoint doit veiller à maintenir la température de l'immeuble dans les plus basses températures permises. En revanche, le chauffage solaire doit veiller à ne pas faire monter la température de l'immeuble au delà des plus hautes températures admissibles.

Le contrôle du chauffage d'appoint pour l'eau chaude et de la vanne des distribution V4 est évident et n'est pas décrit ici. Les paramètres de contrôle ont été ajustés, avec les autres paramètres de simulation de la partie eau chaude du système, de manière à ce que l'énergie auxiliaire annuelle pour l'eau chaude, dans les conditions données dans la section 5.3, soit réduite de 50%.

Système avec stockage diffusif dans le terrain

Le schéma de principe est à nouveau montré dans la figure 5.4, avec les points de température utilisés pour la simulation du système de contrôle. La circulation du fluide caloporteur dans le stockage diffusif n'est pas inversée en état de décharge relativement à l'état de charge. Le fluide entre dans le stock par la périphérie (bord vertical) et ressort vers le centre.

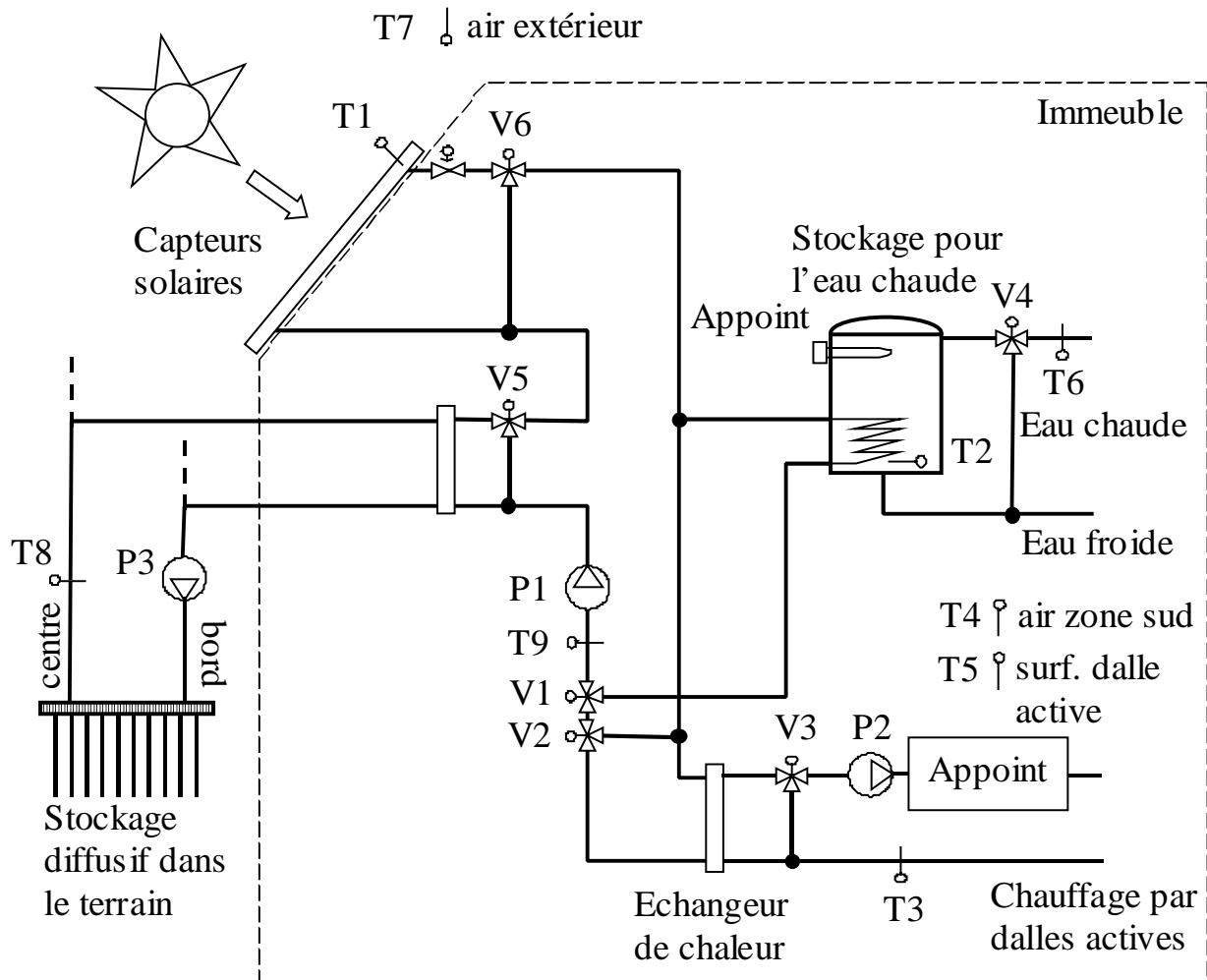


Figure 5.4 Schéma de principe simplifié de l'installation solaire active et points de mesures pour le contrôle du système (avec stockage diffusif dans le terrain).

P1 : pompe du circuit des capteurs solaires

P2 : pompe du circuit des dalles actives

P3 : pompe du circuit du stockage diffusif

V1 : vanne mélangeuse trois-voies pour charger le stockage d'eau chaude

V2 : vanne ON/OFF trois-voies pour connecter les capteurs solaires ou le stockage diffusif aux dalles actives, côté capteurs solaires

V3 : vanne ON/OFF trois-voies pour connecter les capteurs solaires ou le stockage diffusif aux dalles actives, côté dalles actives

- V4 : vanne mélangeuse trois-voies pour limiter la température de l'eau chaude à sa valeur de consigne
- V5 : vanne ON/OFF trois-voies pour connecter les capteurs solaires au stockage diffusif, ou le stockage diffusif à la demande de chaleur (eau chaude et/ou chauffage)
- V6 : vanne ON/OFF trois-voies pour connecter les capteurs solaires au stockage diffusif et/ou à la demande de chaleur (eau chaude et/ou chauffage)
- T1 : température du fluide caloporteur à la sortie des capteurs solaires
- T2 : température de l'eau en bas du stockage d'eau chaude
- T3 : température de retour du fluide caloporteur circulant dans les dalles actives
- T4 : température de l'air dans la zone sud de l'immeuble
- T5 : température de surface d'une dalle active dans une pièce représentative et chauffée en permanence (l'évolution de cette température devrait être comparable à la moyenne glissante sur 24h de la température de retour du fluide circulant dans les dalles (T3). Cette dernière pourrait être en pratique utilisée à la place)
- T6 : température de départ de l'eau chaude distribuée
- T7 : température de l'air extérieur, prise comme moyenne glissante sur 24h
- T8 : température du fluide caloporteur à la sortie du stockage diffusif
- T9 : température du fluide caloporteur dans la boucle solaire, avant le stockage diffusif

La régulation est basée sur l'évaluation des variables logiques suivantes :

- COLLON : détermine si des gains solaires peuvent être livrés pour l'eau chaude, le chauffage ou le stockage diffusif.
- DSTDECH : détermine si le stockage diffusif peut être déchargé pour satisfaire des besoins de chauffage ou d'eau chaude. Ce mode de fonctionnement est désactivé si des gains solaires peuvent être collectés.
- COLaCHAUFF : détermine si des gains solaires peuvent être délivrés dans les dalles actives.
- COLaEAUCH : détermine si des gains solaires peuvent être délivrés dans le stock d'eau chaude.
- COLaDST : détermine si des gains solaires peuvent être stockés dans le terrain.
- DSTaCHAUFF : détermine si le stockage diffusif peut être déchargé dans les dalles actives.
- DSTaEAUCH : détermine si le stockage diffusif peut être déchargé dans le stock d'eau chaude.

Les 5 dernières variables sont évaluées par des comparaisons de température avec un effet d'hystérésis individualisé, comme décrit dans la régulation du système sans stockage diffusif.

COLaCHAUFF (gains solaires pour le chauffage)

Si $T1 > T3$ *et* $24\text{ }^{\circ}\text{C} > T5$

est *vrai* alors COLaCHAUFF = VRAI
faux alors COLaCHAUFF = FAUX

$\Delta T_{\text{on-off}}$: (14 – 2K vitrés ou 5 – 0K absorbeurs) et 0.5 – 0K

COLaEAUCH (gains solaires pour l'eau chaude)

Si $T1 > T2$

est *vrai* alors COLaEAUCH = VRAI
est *faux* alors COLaEAUCH = FAUX

Δ Ton-off : 14 – 2K vitrés ou 5 – 0K absorbeurs

COLaDST (gains solaires pour stockage diffusif)

Si $T1 > T8$ et $T9 > T8$

est *vrai* alors COLaDST = VRAI
est *faux* alors COLaDST = FAUX

Δ Ton-off : (14 – 2K vitrés ou 5 – 0K absorbeurs) et 5 – 0K

DSTaCHAUFF (décharge stockage diffusif pour le chauffage)

Si $T8 > T3$ et $22\text{ }^\circ\text{C} > T5$ et $12\text{ }^\circ\text{C} > T7$

est *vrai* alors DSTaCHAUFF = VRAI
est *faux* alors DSTaCHAUFF = FAUX

Δ Ton-off : 5 – 2K et 0.5 – 0K et 0.5 – 0K

DSTaEAUCH (décharge stockage diffusif pour l'eau chaude)

Si $T8 > T2$

est *vrai* alors DSTaEAUCH = VRAI
est *faux* alors DSTaEAUCH = FAUX

Δ Ton-off : 5 – 2K

Les variables COLLON et DSTDECH sont évaluées en fonction du résultats des variables précédentes :

COLLON (collecte de gains solaires)

Si *COLaCHAUFF* ou *COLaEAUCH* ou *COLaDST*

est *vrai* alors COLLON = VRAI
est *faux* alors COLLON = FAUX

DSTDECH (décharge du stock diffusif si pas de gains solaires)

Si $(DSTaCHAUFF \text{ ou } DSTaEAUCH) \text{ et } \underline{\text{non}}(COLLON)$

est *vrai* alors DSTDECH = VRAI
est *faux* alors DSTDECH = FAUX

Les vannes et les pompes peuvent maintenant être contrôlées sur la bases des variables logiques précédemment évaluées.

Vanne V1 (vanne mélangeuse pour connecter les capteurs ou le stockage diffusif au stockage d'eau chaude. Lorsque cette vanne est fermée, le fluide ne circule pas dans la branche qui permet de charger le stockage d'eau chaude)

Si $COLaEAUCH \text{ ou } (DSTaEAUCH \text{ et } DSTDECH)$

est *vrai* alors V1 est ON (ouverture partielle)
est *faux* alors V1 est OFF (fermeture totale)

Le débit dans la branche de l'eau chaude est fixé à la valeur de dimensionnement que l'on obtiendrait si le champ des capteurs est dimensionné pour l'eau chaude uniquement (1 m² par personne). Lorsque le champ des capteurs est plus grand, le débit est une fraction du débit total circulant dans les capteurs.

Vannes V2 et V3 (vannes ON/OFF pour connecter les capteurs ou le stockage diffusif aux dalles actives. Lorsque ces deux vannes sont fermées, le fluide ne traverse pas l'échangeur de chaleur pour le chauffage)

Si $COLaCHAUFF \text{ ou } (DSTaCHAUFF \text{ et } DSTDECH)$

est *vrai* alors V2 et V3 est ON (ouverture totale)
est *faux* alors V2 et V3 est OFF (fermeture totale)

Vannes V5 (vannes ON/OFF pour connecter les capteurs au stockage diffusif ou le stockage diffusif à la demande de chaleur. Lorsque cette vanne est fermée, le fluide ne traverse pas l'échangeur de chaleur pour le stockage diffusif)

Si $COLaDST \text{ ou } DSTDECH$

est *vrai* alors V5 est ON (ouverture totale)
est *faux* alors V5 est OFF (fermeture totale)

Vannes V6 (vannes ON/OFF pour connecter les capteurs au stockage diffusif ou à la demande de chaleur. Lorsque cette vanne est fermée, le fluide ne traverse pas les capteurs solaires)

Si *COLLON*

est *vrai* alors V6 est ON (ouverture totale)
est *faux* alors V6 est OFF (fermeture totale)

Pompe P1 (pompe de circulation du circuit des capteurs)

Si *COLLON* ou *DSTDECH*

est *vrai* alors P1 est ON (enclenchée)
est *faux* alors P1 est OFF (déclenchée)

Pompe P2 (pompe de circulation des dalles)

Si $24\text{ °C} > T5$ ou $12\text{ °C} > T7$

est *vrai* alors P2 est ON (enclenchée)
est *faux* alors P2 est OFF (déclenchée)

$\Delta\text{Ton-off}$: 0.5 – 0K et 0.5 – 0K

Pompe P3 (pompe de circulation du stockage diffusif)

Si *COLaDST* ou *DSTDECH*

est *vrai* alors P3 est ON (enclenchée)
est *faux* alors P3 est OFF (déclenchée)

Appoint (énergie d'appoint pour le chauffage)

Si $\text{non}(\text{COLaCHAUFF})$ et $\text{Tretour-consigne} > T3$ et $20.5\text{ °C} > T4$

est *vrai* alors « appoint » est ON (enclenché)
est *faux* alors « appoint » est OFF (déclenché)

$\Delta\text{Ton-off}$: 2 – 0K et 1 – 0K

Le chauffage d'appoint est donc arrêté lorsque des gains solaires peuvent être collectés pour le chauffage. La puissance nominale du chauffage d'appoint est toujours fixée à 50 kW (demande de puissance de chauffage par -6 °C extérieur sans gains de chaleur). La puissance

est modulée de manière à ce que la température « aller » du chauffage corresponde à la température de consigne (cf. figure 5.3).

Contrôle des surchauffes estivales

Le contrôle des surchauffes de la maison en été est simulé de la manière suivante :

Protection solaires extérieures

Si $T4 > 24 \text{ }^\circ\text{C}$

est *vrai* alors l'ensoleillement incident sur les fenêtres est réduit de 90%
(protections solaires descendues)
faux alors l'ensoleillement incident sur les fenêtres n'est pas réduit
(protections solaires montées)

$\Delta T_{\text{on-off}} : 1 - 0\text{K}$

Ouverture des fenêtres

Si $T4 > 24 \text{ }^\circ\text{C}$

est *vrai* alors le taux de renouvellement d'air est doublé (passe de 0.4 à 0.8 h⁻¹),
mais seulement si la température de l'air extérieur est inférieure à celle
de l'air intérieur
faux alors le taux de renouvellement d'air n'est pas augmenté

$\Delta T_{\text{on-off}} : 1 - 0\text{K}$

6. Performances thermiques de l'immeuble

Dans un premier temps, le bâtiment est chauffé de manière à maintenir une température de 20°C dans les zones nord et sud, sans avoir recours au chauffage par dalle active, qui, conformément à la régulation choisie, fait osciller la température intérieure entre deux limites. Ceci permet de caractériser les besoins thermiques du bâtiment relativement à une température intérieure constante de 20 °C pendant la période de chauffage. Durant l'été, les surchauffes du bâtiment sont limitées conformément au « contrôle des surchauffes » décrit dans le chapitre précédent (cf. section 5.5).

La signature énergétique et un diagramme H-M établis avec les grandeurs calculées par le modèle de bâtiment permettent de vérifier que les caractéristiques thermiques du bâtiment sont correctement reproduites par la simulation. La signature énergétique montrée dans la figure 6.1a est obtenue en reportant dans un graphique la puissance moyenne de chauffage en fonction de la température moyenne de l'air extérieur pour des périodes de 5 jours. La pente de la régression linéaire permet d'obtenir les pertes spécifiques totales du bâtiment, estimées à 1.90 ± 0.08 kW/K. Le diagramme permet également de montrer que la température extérieure au dessus de laquelle le chauffage peut être arrêté est de 12 °C.

Le même intervalle de temps (5 jours) est utilisé pour le diagramme H-M montré dans la figure 6.1b. La régression linéaire est effectuée pour les points dont la variable météo est inférieure à 10 W/m²K. L'ordonnée à l'origine permet d'obtenir les pertes spécifiques totales du bâtiment et la pente de la régression linéaire la surface effective de captage solaire relativement à l'ensoleillement vertical dans le plan de la façade sud. Ces valeurs sont respectivement de 1.82 ± 0.05 kW/K et 73 ± 9 m².

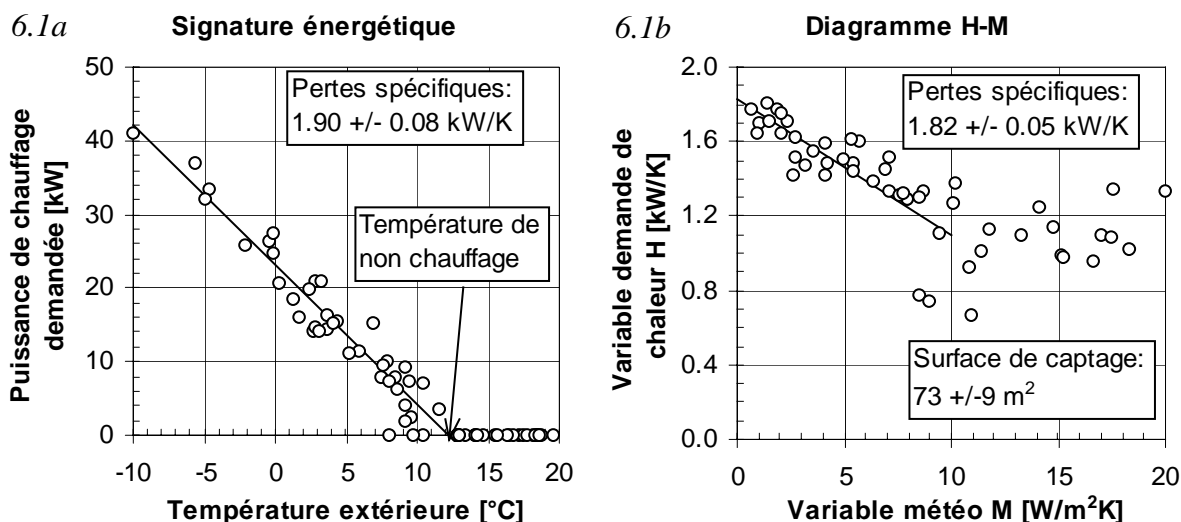


Figure 6.1 Signature énergétique (6.1a) et diagramme H-M (6.1b) simulés.

Les pertes spécifiques obtenues par simulation sont conformes aux pertes par transmission et ventilation découlant de la géométrie et des murs du bâtiment. La surface effective de captage, rapportée à la surface d'ouverture de la façade sud, donne une fraction de 0.24. Cette

valeur prend en compte les ombrages calculés et une fraction des stores baissés, qui la font chuter de 0.42 à 0.24.

Le bilan énergétique du bâtiment est montré dans la figure 6.2. La totalité des pertes thermiques (cf. figure 6.2a) est obtenue en simulant le bâtiment sans gains internes, sans gains solaires passifs et sans récupération de chaleur sur l'air vicié. La figure 6.2b montre les apports de chaleur. La récupération de chaleur sur l'air vicié permet de gagner la moitié des pertes thermiques par ventilation. L'énergie de chauffage est obtenue en simulant le bâtiment avec tous les apports de chaleur. Les gains internes et les gains solaires passifs constituent le reste, au prorata de leur utilisation.

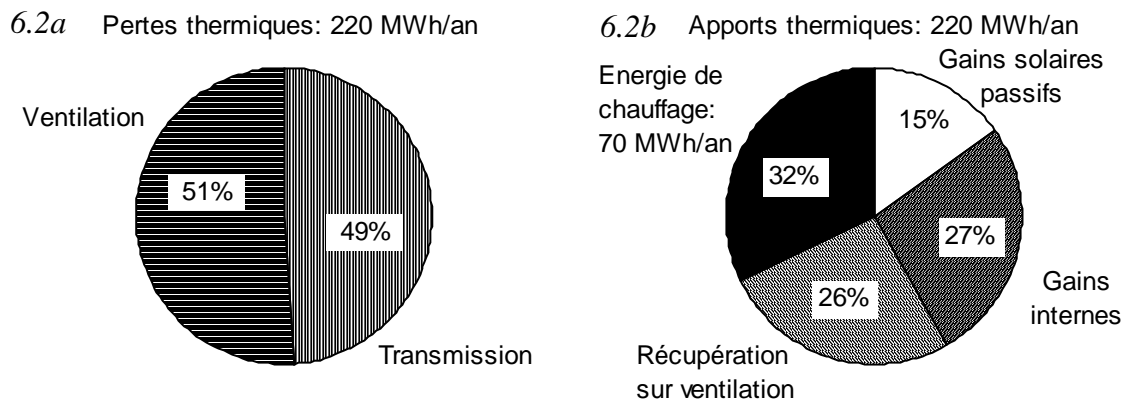


Figure 6.2 Bilan énergétique simulé du bâtiment montrant les pertes thermiques (6.2a) et les apports de chaleur (6.2b).

La demande d'énergie de chauffage correspond à 70 MWh/an, soit 90 MJ/m²an. Avec du chauffage au gaz, une efficacité annuelle de 1 sur le pouvoir calorifique inférieur peut être admise, ce qui donne un indice énergétique pour le chauffage de 90 MJ/m²an. Pour satisfaire le standard Minergie, l'indice énergétique pour l'eau chaude ne doit pas dépasser 70 MJ/m²an, ce qui implique que plus d'un tiers de l'énergie utilisée pour la préparation de l'eau chaude doit être d'origine renouvelable.

7. Potentiel de chauffage solaire actif sans stockage diffusif

Dans ce chapitre les performances du système solaire actif sont évaluées pour 1 bâtiment et pour le chauffage uniquement. L'objectif visé est d'évaluer le potentiel de chauffage solaire actif du bâtiment chauffé par les dalles actives et de le comparer avec un chauffage par le sol. Deux types de capteurs solaires sont simulés : le capteur solaire vitré et l'absorbeur solaire sans vitrage (voir table 5.1 pour leurs caractéristiques physiques).

Le schéma de principe du système est très simple. Il correspond à celui de la figure 4.1 mais sans le stockage et la distribution de l'eau chaude. Le coût du système solaire actif revient à la boucle des capteurs solaires, échangeur pour le chauffage compris. Le coût annuel du système solaire est estimé à son coût marginal, dans l'hypothèse où la surface des capteurs utilisée pour le chauffage est la surface qu'il faudrait ajouter aux capteurs que l'on mettrait pour satisfaire les besoins d'eau chaude. Le coût annuel du système solaire actif pour le chauffage est estimé à respectivement 50 CHF/m²an pour les capteurs vitrés et 25 CHF/m²an pour les absorbeurs (on suppose un coût marginal de 500 CHF par mètre carré de capteur vitré installé (respectivement de 250 CHF par mètre carré d'absorbeur installé) et un facteur d'annuité de 0.1 qui tient compte des intérêts du capital emprunté, de son amortissement sur la durée de vie du système et des frais de fonctionnement et de maintenance). Si des chiffres plus précis sur le coût de l'installation solaire sont disponibles, il est alors facile de corriger les coûts calculés dans ce chapitre.

Il est évident que si la surface des capteurs solaires est plus grande, plus d'énergie sera stockée dans les dalles, et la température du bâtiment sera en moyenne plus élevée. En conséquence, les pertes du bâtiment seront également plus grandes, ce qui signifie que la demande de chaleur annuelle du bâtiment augmente avec l'augmentation de la surface des capteurs. Si la fraction solaire est calculée comme la fraction de la demande de chaleur couverte par les capteurs solaires, alors elle n'est pas un paramètre représentatif pour effectuer des comparaisons entre différents systèmes. La fraction solaire doit être évaluée sur la base de l'énergie auxiliaire distribuée dans le bâtiment relativement à une demande de chaleur de référence, évaluée sans système solaire actif. Elle est donc définie comme la réduction de l'énergie auxiliaire par rapport à la situation sans capteurs solaires. Elle est calculée avec la relation 7.1.

$$FS = (Q_{auxRef} - Q_{aux})/Q_{auxRef} \quad (7.1)$$

FS : fraction solaire ;

Q_{auxRef} : énergie auxiliaire annuelle délivrée dans le bâtiment sans système solaire actif, calculée à 72 MWh/an avec un chauffage par dalles actives (26 kWh/m²an ou 93 MJ/m²an).

Q_{aux} : énergie auxiliaire annuelle délivrée dans le bâtiment.

Dans la figure 7.1, la fraction solaire relative au chauffage est montrée en fonction de la surface des capteurs solaires. Les capteurs simulés sont des capteurs solaires plans couplés soit au chauffage par dalles actives soit au chauffage par le sol.

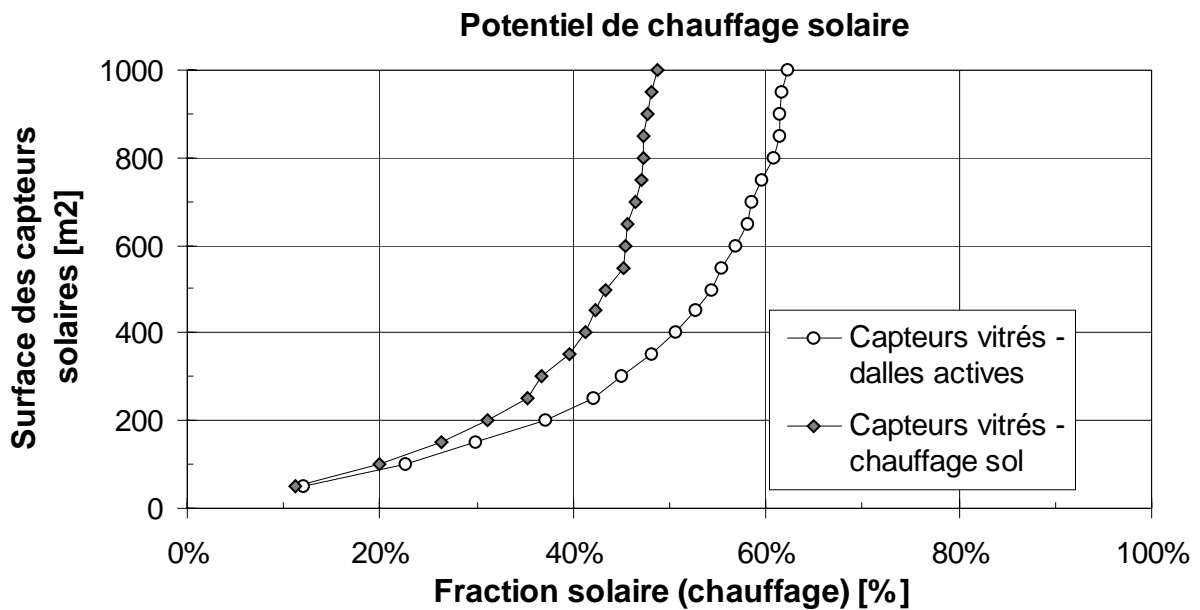


Figure 7.1 Potentiel solaire actif de chauffage offert avec du chauffage par dalles actives et par du chauffage par le sol.

La fraction solaire tend vers une asymptote qui dépend de la capacité de stockage. Comme la capacité de stockage des dalles actives est bien supérieure à celle d'un chauffage par le sol, la fraction solaire d'un chauffage par dalles actives peut dépasser 60%, alors qu'elle n'atteint pas 50% avec un chauffage sol. Toutefois, pour des raisons de coûts et de place disponible, la surface des capteurs n'excéderait pas 200 voir 400 m².

Les figures 7.2 et 7.3 permettent de comparer les performances de capteurs vitrés à celles d'absorbeurs solaires lorsqu'ils sont couplés à des dalles actives. Comme les absorbeurs solaires sont beaucoup plus sensibles aux pertes par convection que les capteurs vitrés, ils sont en pratique moins inclinés que les capteurs plans. On rappelle que les absorbeurs solaires ont été simulés avec une inclinaison de 15°, qui est moins favorable (en hiver) que celle qui a été fixée pour les capteurs vitrés (35°).

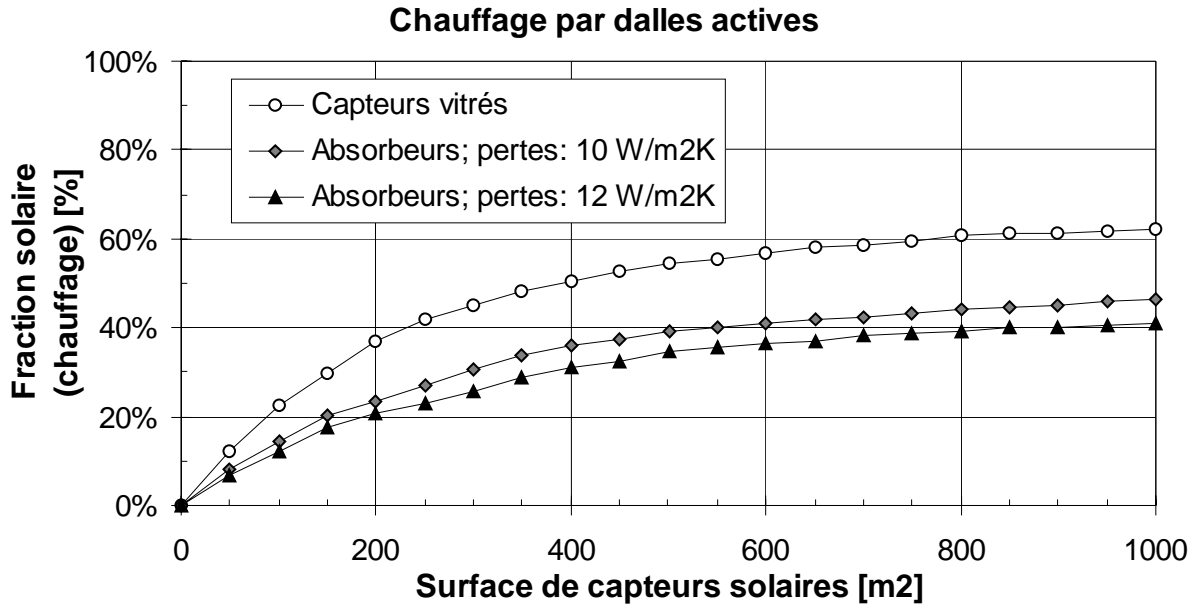


Figure 7.2 Fraction solaire en fonction de la surface et du type de capteur utilisé.

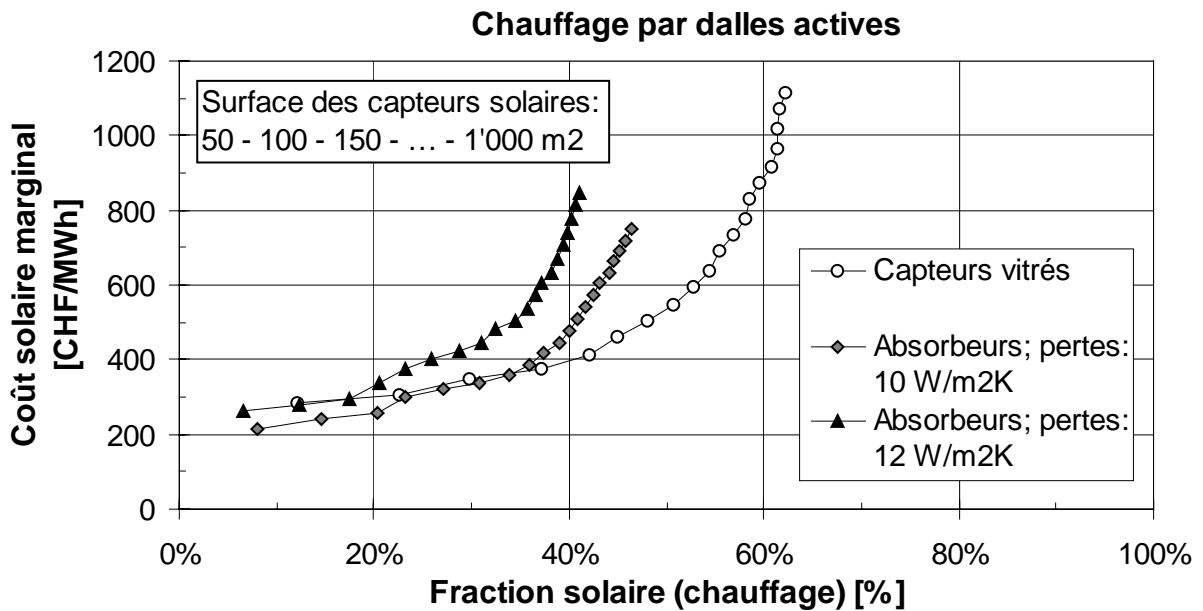


Figure 7.3 Coût solaire en fonction de la surface et du type de capteur utilisé.

Les performances des absorbeurs solaires sont sensibles au facteur de perte, supposé constant dans les simulations (la dépendance en fonction du vent n'a pas été simulée). Les performances des absorbeurs, du point de vue économique, sont comparables à celles des capteurs vitrés lorsque la fraction solaire de chauffage est inférieure à 20 - 30%. Au delà, le coût solaire augmente rapidement avec la fraction solaire. (Les valeurs du coût solaire sont toutefois à considérer avec prudence compte tenu des prix supposés.)

Une surface de 200 à 250 m² de capteurs vitrés permettent de couvrir une fraction solaire de chauffage de 40%, tandis que 200 à 250 m² d'absorbeurs non vitrés couvrent une fraction

solaire de chauffage de 20 à 30%. Rapporté à la surface de référence énergétique, ces surfaces de capteurs correspondent à 7 - 9 m² par 100 m² de plancher.

8. Système solaire actif pour le chauffage et l'eau chaude

Dans ce chapitre les performances du système solaire actif sont évaluées en tenant compte de l'eau chaude, conformément au schéma de principe montré dans la figure 4.1. Il s'agit de déterminer s'il est préférable d'avoir deux champs de capteurs séparés pour satisfaire les besoins d'énergie de chauffage et d'eau chaude, ou un seul champ commun. Par ailleurs les performances du système optimal serviront de référence lorsqu'un stockage diffusif dans le terrain sera simulé. Les calculs ne sont effectués que pour des capteurs plans vitrés., puisque des absorbeurs solaires ne permettent pas de réduire de façon significative le coût solaire.

Comme déjà mentionné précédemment, les performances du système pour la production d'eau chaude sont « calibrées » sur des performances mesurées en pratique : avec des capteurs solaires vitrés, une fraction solaire de 50% est obtenue lorsque le système est dimensionné à 1 mètre carré de capteur par personne.

Conformément au taux d'occupation d'un immeuble proposé par la Recommandation SIA 380/1 (1998), le système doit satisfaire les besoins d'eau chaude de 94 personnes. Ils correspondent à une demande de chaleur de 78 MWh/an (28 kWh/m²/an ou 101 MJ/m²/an). La demande de chaleur totale (chauffage et eau chaude), est alors de 150 MWh/an (54 kWh/m²/an ou 193 MJ/m²/an ; 48% chauffage et 52% eau chaude).

Le coût du système solaire actif comprend également le stockage d'eau chaude, en plus de la boucle des capteurs solaires et de l'échangeur pour le chauffage. La totalité des coûts du système solaire actif est arbitrairement prise en compte en comptant les 100 premiers mètres carrés de capteurs vitrés à 1'000 CHF/m². Les mètres carrés supplémentaires sont comptabilisés à 500 CHF/m². Le coût annuel du système solaire actif est calculé comme précédemment avec un facteur d'annuité de 0.1 (cf. chapitre 7).

Dans la figure 8.1 les fractions solaires de chauffage et d'eau chaude sont montrées en fonction de la surface des capteurs vitrés. La fraction solaire de chauffage obtenue précédemment, lorsque les capteurs ne sont utilisés que pour le chauffage, est également montrée pour comparaison.

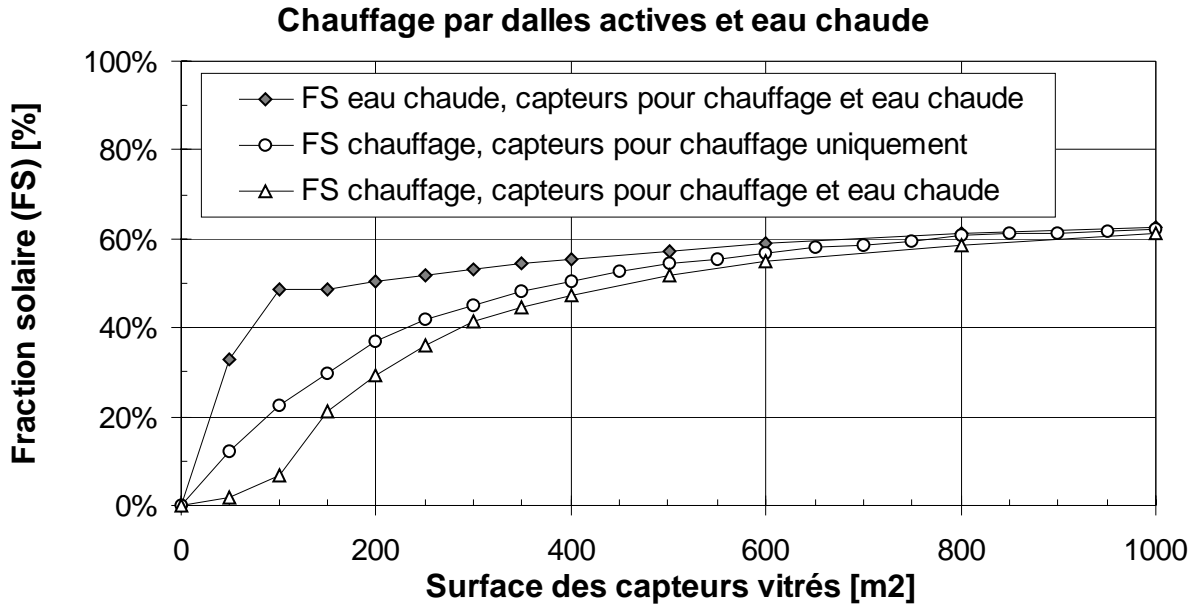


Figure 8.1 Fraction solaire de chauffage et d'eau chaude en fonction de la surface des capteurs vitrés.

La fraction solaire pour l'eau chaude montre un plateau à 100 m². En effet, à partir de cette surface, le sous-système pour l'eau chaude (stockage, échangeur de chaleur, débit, etc.) n'est plus dimensionné en fonction de la surface des capteurs. Les paramètres sont fixés comme si cette dernière était maintenue à 1 mètre carré par personne (soit 94 m²). On peut remarquer que pour 100 m² de capteurs, la fraction solaire pour l'eau chaude (49%) est à peine plus basse que celle que l'on obtiendrait sans coupler les capteurs aux dalles actives (50%). Cette diminution est largement compensée par les gains solaires délivrés pour le chauffage, sachant que les demandes d'énergie annuelle de chauffage et d'eau chaude sont à peu près les mêmes. La fraction solaire de chauffage, lorsque l'eau chaude est aussi chauffée par les capteurs, tend vers la fraction de chauffage sans eau chaude quand la surface des capteurs augmente. Avec une surface de 200 m², soit 100 m² supplémentaires pour le chauffage, la fraction solaire de chauffage est d'environ 30%. Avec 100 m² de capteurs utilisés exclusivement pour le chauffage, la fraction solaire est plus basse (un peu plus de 20%). D'autre part la fraction solaire pour l'eau chaude augmente également avec une surface des capteurs plus grande. Il apparaît clairement qu'il est plus avantageux d'avoir un champ de capteurs commun pour satisfaire les besoins d'eau chaude et de chauffage que deux champs de capteurs séparés. La figure 8.2 montre l'influence sur le coût solaire entre un champ de capteur utilisé pour le chauffage uniquement et un champ de capteurs utilisé pour le chauffage et l'eau chaude. Elle permet de confirmer l'affirmation précédente malgré la supposition d'un coût favorable pour un système solaire utilisé pour le chauffage uniquement.

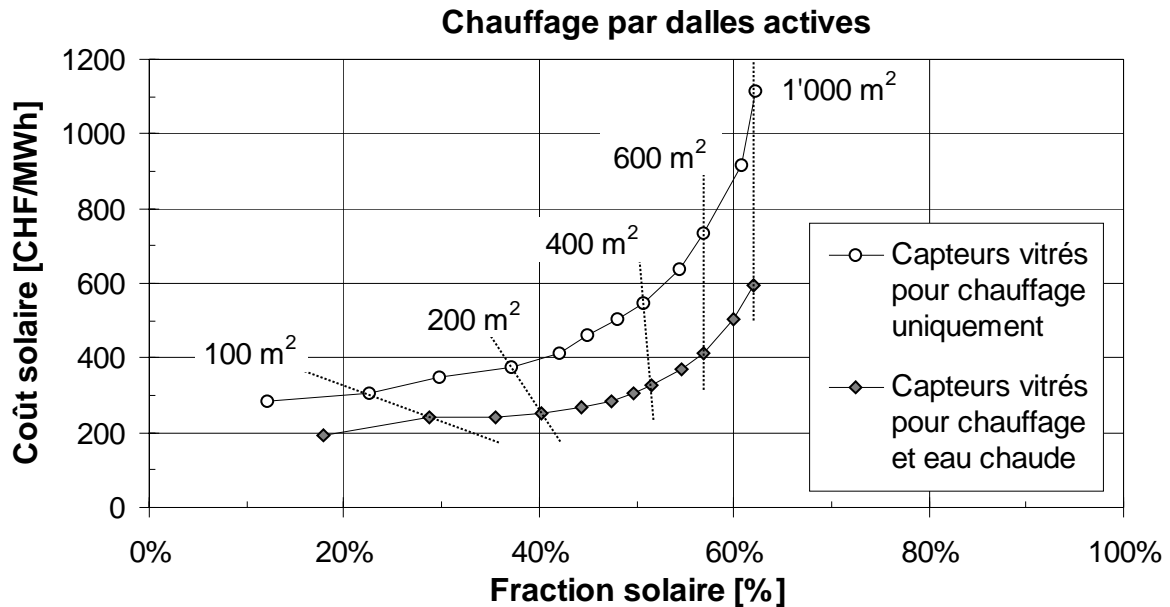


Figure 8.2 Différence entre le coût solaire d'un champ de capteurs pour le chauffage uniquement et le coût solaire d'un champ de capteurs pour le chauffage et l'eau chaude. Les surfaces indiquées sont les surfaces des capteurs solaires.

C'est la courbe du bas du graphique de la figure 8.2 qui servira de référence aux performances d'un système avec stockage diffusif. Avec 200 m² de capteurs vitrés, la fraction solaire (eau chaude et chauffage) est de 40% sans que le coût solaire ne soit sensiblement augmenté. Avec les coûts supposés, un système solaire utilisé que pour satisfaire les besoins d'eau chaude, dimensionné à 1 mètre carré par personne, a un coût solaire de 0.24 CHF/kWh.

9. Système solaire actif avec stockage diffusif dans le terrain

Dans ce chapitre les performances du système solaire actif sont évaluées avec un stockage diffusif dans le terrain. Le stockage est optimisé pour couvrir une part des besoins de chauffage et d'eau chaude pour 1 immeuble et pour 10 immeubles regroupés. Le système simulé correspond au schéma de principe montré dans la figure 4.2. La comparaison avec un système sans stockage diffusif dans le terrain permet d'établir les conditions pour lesquels un stockage diffusif devient avantageux. Les calculs sont effectués pour des capteurs plans vitrés.

Le coût du système solaire actif comprend également celui du stockage diffusif. Ce dernier est calculé suivant les recommandations de Nordel (1994), tel que appliqué par Pahud (1996). Les paramètres utilisés sont issus d'une étude faites pour des conditions typiquement Suisse (Juzi et al., 1999 ; Pahud, 1999). Le détail des coûts est donné dans l'appendice 1. Le coût annuel du système solaire actif est calculé comme précédemment avec un facteur d'annuité de 0.1 (cf. chapitre 7).

9.1 Procédure d'optimisation

La surface des capteurs est utilisée comme un paramètre d'échelle pour la variations des paramètres de dimensionnement. Ces derniers sont variés indépendamment les uns des autres dans un intervalle qui permette de trouver un dimensionnement optimal. Les paramètres de dimensionnement sont la surface des capteurs mise en œuvre, le volume du stockage diffusif et la longueur totale des forages (appelés aussi sondes géothermiques) du stockage. Ce dernier paramètre revient à fixer l'espacement moyen entre les forages. La forme du stockage est déterminée par son extension verticale et son diamètre, dont le rapport a été fixé à 2. Les paramètres sont variés avec les valeurs suivantes :

- surface des capteurs solaires 200 – 400 – 600 m² par immeuble ;
- volume du stockage diffusif 2 – 4 – 6 – 8 – 10 – 12 m³/m² de surface des capteurs ;
- longueur totale des forages 0.5 – 1.0 – 1.5 – 2.0 – 2.5 m/m² de surface des capteurs.

Pour chaque valeur de paramètre les performances du système sont simulées sur une dizaine d'années. La réduction d'énergie auxiliaire est connue année après année, et prend en compte l'effet initial et transitoire du stockage diffusif, à savoir un stockage froid et le réchauffement progressif du terrain sur son bord au cours des premières années de fonctionnement. La réduction moyenne annuelle d'énergie auxiliaire est ensuite calculée sur la durée de vie du système, fixée à 25 ans. (On suppose que la 10^e année de fonctionnement est représentative des 15 suivantes). Le coût solaire est ensuite déterminé comme le ratio de l'énergie moyenne annuelle économisée par le système solaire actif par le coût annuel du système solaire.

Chaque simulation permet de calculer le coût solaire pour une fraction solaire déterminée. Un nuage de points est obtenu lorsque les coûts solaires de chaque simulation sont reportés dans un graphique en fonction de la fraction solaire. Aux points les plus bas correspondent des systèmes dont les paramètres variés ont des valeurs optimales pour satisfaire une fraction solaire donnée. La courbe qui donne le coût solaire minimum pour n'importe quelle fraction solaire est appelée « chemin d'expansion ». Elle peut être dessinée comme la courbe qui joint les points les plus bas. La valeur optimale d'un paramètre est obtenue quand la distance au chemin d'expansion est minimale. Cela suppose que la pente du chemin d'expansion doit être à priori connue. Elle peut être déterminée lorsque la sensibilité à la surface des capteurs solaires, utilisée comme un paramètre d'échelle, est reportée dans un graphique où le coût solaire est reporté en fonction de la fraction solaire. Les coûts solaires des systèmes qui ont des paramètres identiques, à l'exception de la surface des capteurs et des paramètres qui en dépendent, sont reliés entre eux. Les lignes les plus basses donnent la pente du chemin d'expansion en fonction de la fraction solaire.

9.2 Stockage diffusif pour 1 immeuble

On rappelle que la demande annuelle de chaleur est calculée sans système solaire actif (voir chapitre 7). Pour 1 immeuble la demande de chaleur annuelle est de 150 MWh/an (54 kWh/m²an ou 193 MJ/m²an, dont 48% est distribué pour le chauffage et 52% pour l'eau chaude).

Dans la figure 9.1 la sensibilité à la surface des capteurs est montrée dans un graphique « coût solaire – fraction solaire ». La courbe de référence du système sans stockage diffusif est également montrée.

Stockage diffusif pour 1 immeuble

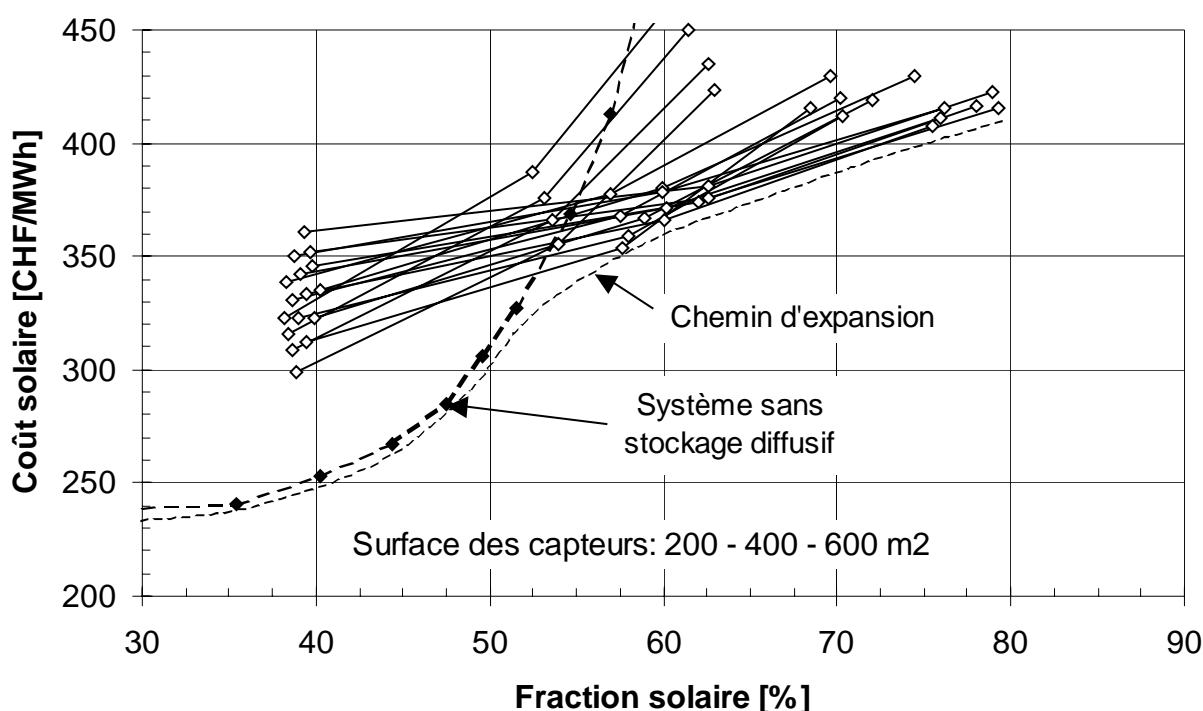


Figure 9.1 Sensibilité des performances du système à la surface des capteurs solaires montrée dans un graphique « coût solaire – fraction solaire ».

Les lignes pleines du graphique 9.1 joignent les systèmes dont la surface des capteurs est augmentée de 200 m^2 à 600 m^2 . Il apparaît clairement qu'un système avec stockage diffusif devient plus avantageux pour une fraction solaire supérieure à environ 60%. Pour cette fraction solaire, il faut environ 400 m^2 de capteurs solaires, qui est la surface maximum que l'on pourrait disposer sur le toit de l'immeuble.

Les sensibilités des performances du système au volume du stockage et à la longueur des forages sont montrées dans la figures 9.2. Elles permettent de déterminer le dimensionnement optimal du stockage en fonction de la fraction solaire, et donc de confirmer que pour une fraction solaire de 40%, le stockage optimum a un volume et une longueur des forages « nuls ». En d'autres termes, un système sans stockage diffusif est plus avantageux pour une fraction solaire de 40%. Pour que cette dernière passe de 40 à 60%, le coût solaire augmente de façon significative malgré l'usage d'un stockage diffusif. Ceci s'explique par le volume du stockage qui est très petit. Un petit volume pénalise les performances thermiques par des pertes thermiques importantes, et, d'autre part, induit un coût spécifique de stockage (prix par mètre cube) beaucoup plus élevé (voir graphique A1.1 de l'appendice 1).

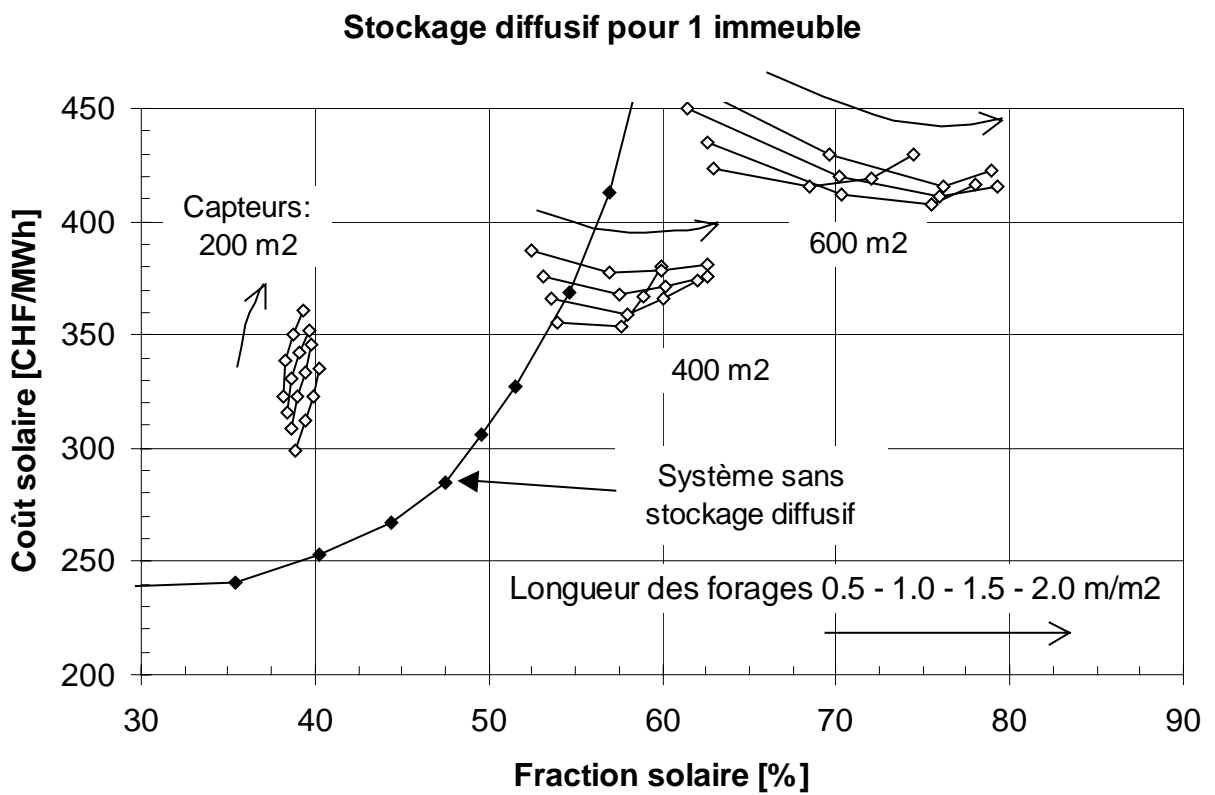
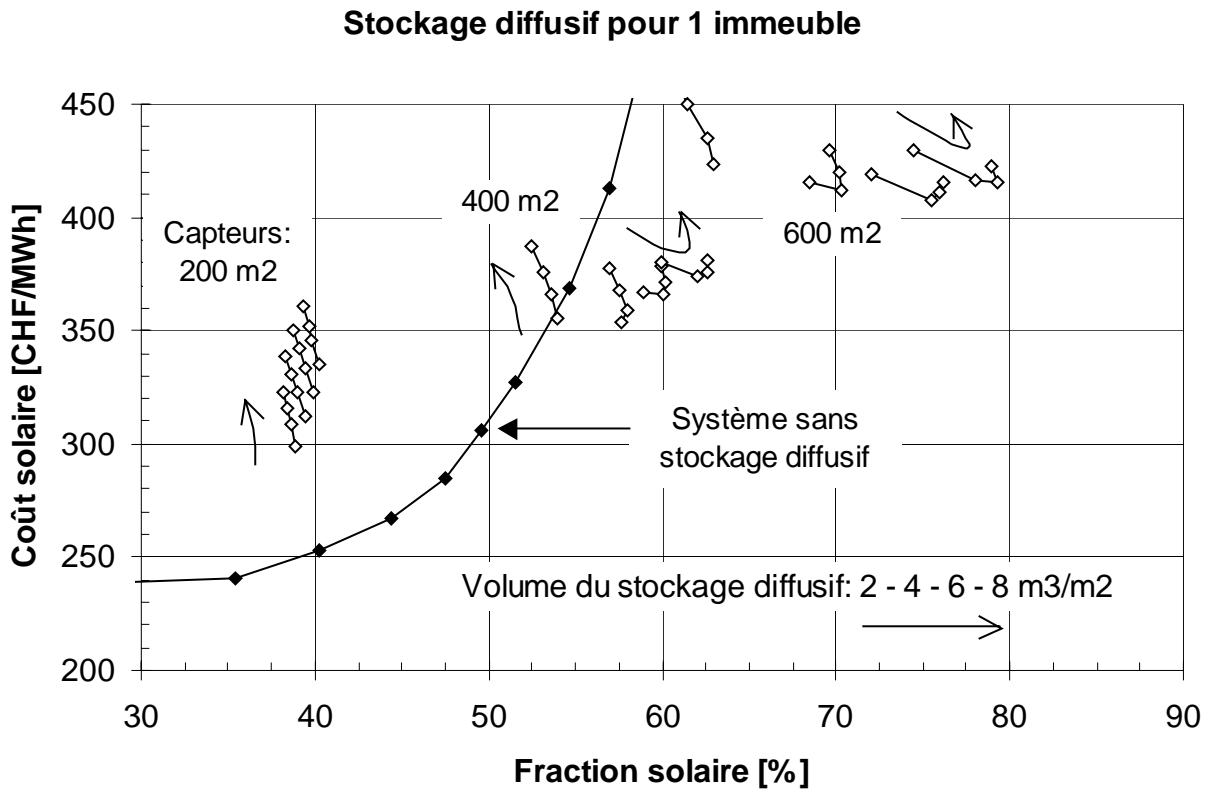


Figure 9.2 Sensibilité des performances du système au volume du stockage (graphe du haut) et à la longueur des forages (graphe du bas). Les flèches indiquent le sens de la variation du coût solaire avec l'augmentation du paramètre considéré.

Pour obtenir une fraction solaire de 60%, un système est dimensionné de façon optimale avec 400 m² de capteurs solaires (2.7 m² par MWh de demande de chaleur annuelle ou encore 14 m² par 100 m² de surface de plancher à chauffer). Le stockage diffusif est dimensionné avec un volume de 4 m³/m² de surface de capteur et une longueur totale des forages de 1.5 m/m² de surface de capteur. L'investissement total du système solaire actif (sans la distribution de chaleur) est calculé à 330'000 CHF, dont 80'000 pour le stockage diffusif. Rapporté à la surface de référence énergétique, ces chiffres deviennent respectivement 120 et 30 CHF/m². Le coût spécifique du stockage diffusif est de 50 CHF/m³.

Le stockage diffusif a un volume de 1'600 m³. L'échangeur de chaleur souterrain est formé par 30 forages de 20 m de profondeur, arrangés de façon quadratique avec un espacement de 1.6 m. L'espacement ne varie pas sensiblement avec la fraction solaire. Il est toujours de 1.6 – 1.7 mètre pour une fraction solaire de 80%. L'espacement obtenu est plutôt réduit. Dans l'étude de Pahud (1999), qui utilise les mêmes propriétés thermiques de terrain, l'espacement optimal était obtenu entre 2.3 et 2.5 m. Cette différence s'explique par le concept du système, qui, dans l'étude présente, n'utilise pas de stockage tampon à eau entre les capteurs et le stockage diffusif. En conséquence, l'échangeur souterrain doit être surdimensionné pour pouvoir absorber les puissances de pointes des capteurs solaires. En revanche, l'importance des pertes du stockage privilégie un volume plus compact, et donc un espacement plus petit entre les forages. L'optimum économique ne tient pas compte des surchauffes dans les capteurs. En été, la puissance thermique collectée n'est parfois pas intégralement transférée dans le stockage diffusif.

Pour le système optimal qui couvre une fraction solaire de 60%, l'énergie solaire délivrée annuellement provient pour 73% directement des capteurs solaires ; le reste (27%) vient du stockage diffusif. L'efficacité annuelle moyenne des capteurs au cours des 10 premières années de fonctionnement est de 34%, et l'efficacité moyenne du stockage diffusif, définie par le rapport de l'énergie annuelle extraite par l'énergie annuel injectée, est de 31%. Les fractions solaires d'eau chaude et de chauffage sont de respectivement 58% et 62%.

9.3 *Stockage diffusif pour 10 immeubles*

Pour 10 immeubles, la demande de chaleur annuelle est de 1'500 MWh/an (avec une surface de plancher de 10 x 2'800 m², elle correspond à 54 kWh/m²an ou 193 MJ/m²an, dont 48% est distribué pour le chauffage et 52% pour l'eau chaude). On rappelle que les capteurs solaires sont décentralisés, placés sur le toit de chacun des immeubles. Seul le stockage diffusif est centralisé, ce qui nécessite un réseau de distribution de chaleur à deux conduits entre les immeubles et le stockage. Le coût du réseau de distribution est très variable et dépend de nombreux paramètres. Afin de calculer la situation la plus optimiste, il n'est pas pris en compte dans les calculs de coût. Les résultats peuvent être rectifiés en fonction de sa relative importance, si des données plus précises sont disponibles. A noter qu'en fonction de l'étendue du réseau de distribution, le volume d'eau contenu dans les tuyaux pourra jouer le rôle de stockage tampon entre les capteurs et le stockage diffusif, et exercer un effet bénéfique sur les performances globales du système.

Dans la figure 9.3 la sensibilité à la surface des capteurs est montrée dans un graphique « coût solaire – fraction solaire ». La courbe de référence du système sans stockage diffusif est également montrée.

Stockage diffusif pour 10 immeubles

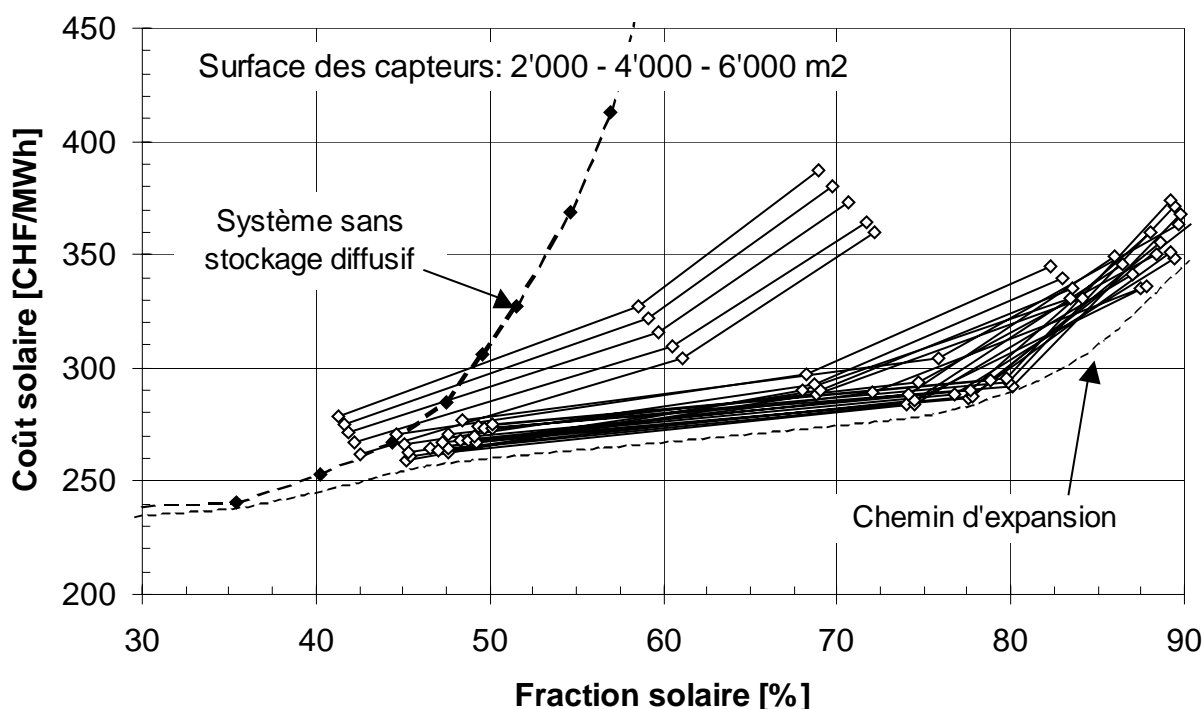
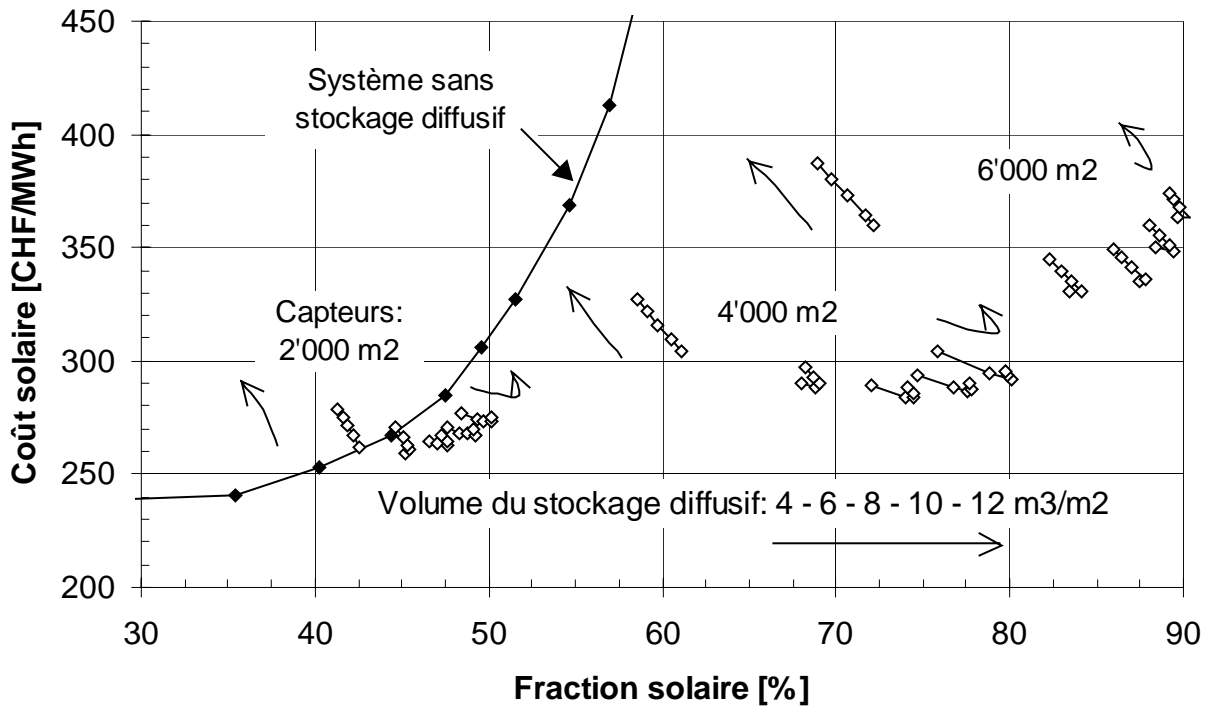


Figure 9.3 Sensibilité des performances du système à la surface des capteurs solaires montrée dans un graphique « coût solaire – fraction solaire ».

Comme précédemment, les lignes pleines du graphique 9.3 joignent les systèmes dont la surface totale des capteurs est augmentée de 2'000 m² à 6'000 m² (200 à 600 m² par immeuble). Le coût associé à un système avec stockage diffusif est plus bas avec 10 immeubles plutôt que 1 (cf. figure 9.1). Relativement à un système sans stockage diffusif, il devient plus avantageux pour une fraction solaire supérieure à environ 50%. Pour cette fraction solaire, il faut environ 200 m² de capteurs solaires par immeuble. Avec la surface maximale de capteur que l'on peut placer sur le toit des immeubles (400 m² par immeuble), la fraction solaire atteint 70 – 80% sans que le coût solaire n'augmente sensiblement. A partir d'une fraction solaire de 80%, le coût solaire augmente rapidement. Ceci s'explique par la fraction solaire de chauffage qui ne peut plus augmenter de façon significative. Pour une fraction solaire globale de 80%, la fraction solaire de chauffage est supérieure à 90% tandis que la fraction solaire d'eau chaude est inférieure à 70%. Une augmentation de la fraction solaire globale est alors conditionnée par l'augmentation de la fraction solaire d'eau chaude, ce qui implique de décharger le stockage diffusif avec des niveaux de température plus élevés.

Les sensibilités des performances du système au volume du stockage et à la longueur des forages sont montrées dans la figures 9.4. Elles permettent de déterminer le dimensionnement optimal du stockage en fonction de la fraction solaire. Le volume du stockage et la longueurs des forages sont variés avec des valeurs normalisées à la surface des capteurs plus grandes que précédemment. En effet, la taille du stockage le rend moins sensible à ses pertes, ce qui signifie que le stockage optimal n'aura pas besoin d'être aussi compact que pour 1 seul immeuble.

Stockage diffusif pour 10 immeubles



Stockage diffusif pour 10 immeubles

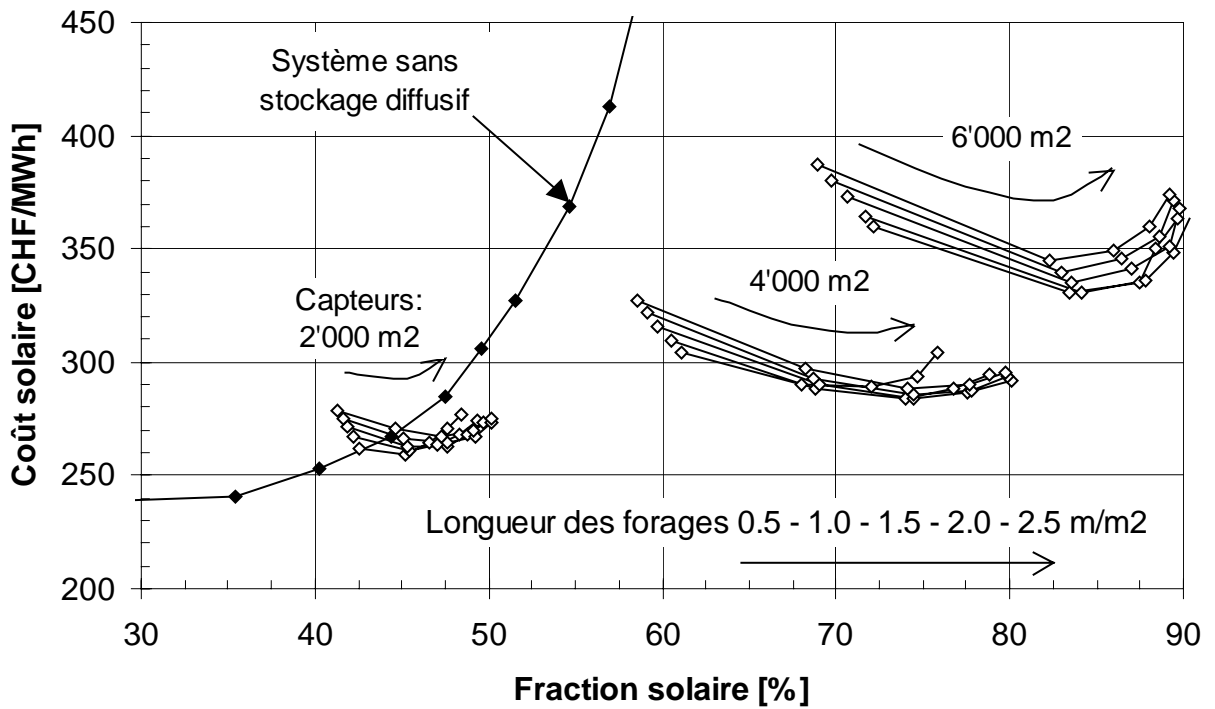


Figure 9.4 Sensibilité des performances du système au volume du stockage (graphe du haut) et à la longueur des forages (graphe du bas). Les flèches indiquent le sens de la variation du coût solaire avec l'augmentation du paramètre considéré.

Pour obtenir une fraction solaire comprise entre 50 et 80%, il faut entre 200 et 400 m² de capteurs solaires par immeuble. Le stockage diffusif est dimensionné avec un volume de 8 à 10 m³/m² de surface. L'espacement optimal des forages est légèrement plus grand qu'avec un stockage plus petit, compris entre 2.0 et 2.3 m. Il reste toutefois plus petit que celui qui est obtenu pour un système avec un stockage à eau tampon entre les capteurs et le stockage diffusif (espacement optimal compris entre 2.3 et 2.5 m dans ce cas, voir Pahud 1999).

Par interpolation, une fraction solaire d'environ 60% peut être obtenue avec 300 m² de capteurs solaires par immeuble et un stockage diffusif de 24'000 m³ (8m³/m²) comprenant 120 forages de 50 m (espacement de 2 m et ratio « extension verticale sur diamètre » du stockage de 2). Le coût spécifique du stockage diffusif est d'environ 27 CHF/m³. (cf. figure A1.1 de l'appendice 1). L'investissement total du système solaire actif (sans la distribution de chaleur) est calculé à 2'650'000 CHF pour les 10 immeubles, dont 650'000 pour le stockage diffusif. Rapporté à la surface de référence énergétique, ces chiffres deviennent respectivement 95 et 23 CHF/m².

La fraction solaire, calculée avec un système dimensionné comme ci-dessus, est en fait de 65%. Le coût solaire est de 270 CHF/MWh. L'énergie solaire délivrée annuellement provient pour 61% directement des capteurs solaires ; le reste (39%) vient du stockage diffusif. L'efficacité annuelle moyenne des capteurs au cours des 10 premières années de fonctionnement est de 37%, et l'efficacité moyenne du stockage diffusif, définie par le rapport de l'énergie annuelle extraite par l'énergie annuel injectée, est de 60%. Les fractions solaires d'eau chaude et de chauffage sont de respectivement 58% et 73%.

10. Synthèse et règles du pouce pour dimensionner un avant projet

10.1 *Caractéristiques thermiques de l'immeuble*

Un immeuble d'habitation dont l'enveloppe et la ventilation ont été conçues pour satisfaire au standard Minergie a une demande annuelle d'énergie de chauffage réduite qui équivaut à environ celle de l'eau chaude (25– 30 kWh/m²an ou 90 – 110 MJ/m²an). Construit sur 5 niveaux habités, la surface de référence énergétique (SRE) est de 2'800 m². Les murs sont isolés à l'extérieur avec 16 cm d'isolation (coefficient U de ~ 0.2 W/m²K), les ponts thermiques sont réduits au minimum, les fenêtres et les portes ont un coefficient U de perte thermique très bas (1.5 W/m²K), et une ventilation mécanique avec récupération de chaleur permet de garantir une bonne qualité de l'air intérieur tout en réduisant d'un facteur 2 les pertes thermiques par ventilation. La demande de puissance de chauffage du bâtiment, rapportée à la surface de référence énergétique, est de l'ordre de 15 W/m² pour Lausanne (température extérieure de dimensionnement de –6°C).

10.2 *Dalles actives*

Pour l'immeuble d'habitation étudié, la surface des dalles actives disponible se monte à 70 – 75% de la surface de référence énergétique d'un étage. D'autre part on équipe un niveau de dalle en plus qu'il y a d'étage (le sol du rez-de-chaussée est également « activé »). Comme l'immeuble étudié a 5 étages, la surface des dalles actives équivaut à 85 – 90% de la surface de référence énergétique. La puissance de dimensionnement de chauffage, normalisée par la surface des dalles actives, est alors de 15 – 20 W/m².

L'espacement des tubes dans les dalles est dans la pratique de 20 cm, et confère un coefficient de transfert de chaleur entre le fluide et l'air intérieur de l'ordre de 4 W/m²K, qui est environ deux fois plus grand que celui du chauffage sol. Avec un débit de fluide dans les dalles de 6-8 litre/m²h, les température de départ et de retour peuvent être déterminées (voir graphe 5.3 et table 5.3 de la section 5.5, p. 17 et 18 pour la détermination des températures aller et retour du chauffage par dalles actives et du chauffage sol). Le contrôle de la puissance de chauffage d'appoint se fait sur la température de retour.

10.3 *Potentiel de chauffage solaire actif*

Les dalles actives offrent un potentiel de chauffage solaire actif est plus grand qu'avec un chauffage par le sol. Pour une surface de capteurs solaires vitrés comprise entre 200 et 400 m² (place disponible sur le toit d'un immeuble), la fraction solaire de chauffage varie entre 35 et 50% avec des dalles actives. Avec un chauffage par le sol, elle varie entre 30 et 40%. Rapportée par la surface de référence énergétique (SRE), la surface des capteurs vitrés est comprise entre 7 et 14 m² pour 100 m² de SRE.

Du point de vue économique, l'utilisation d'absorbeurs solaires plutôt que de capteurs vitrés revient à peu près au même si la fraction solaire de chauffage ne dépasse pas 20 à 30%. Pour des fractions solaires plus grandes le coût solaire augmente rapidement et devient très sensible au facteur de perte des absorbeurs (cf. graphe 7.3, p. 29). Une fraction solaire de 20 à 30 % est couverte par une surface d'absorbeur de 200 –250 m² (7 – 9 m² par 100 m² de SRE). La même surface de capteurs vitrés permet d'atteindre une fraction solaire de chauffage de 40%.

10.4 *Système solaire actif pour l'eau chaude et le chauffage*

Un champ de capteurs vitrés pour l'eau chaude uniquement, dimensionné à 1 m² par personne, permet de couvrir environ 50% des besoins annuels d'eau chaude. Le volume de stockage de l'eau chaude est réduit à 30 litre/personne. La surface résultante des capteurs est d'environ 100 m² pour 1 immeuble. Avec un coût du système solaire actif fixé à 1'000 CHF/m², le coût solaire est calculé à 0.24 CHF/kWh. Le même système dimensionné à 0.5 m² par personne permet de satisfaire un peu plus de 30% des besoins annuels d'eau chaude.

Comme un champ d'absorbeurs solaires pour le chauffage ne permet pas de réduire de façon significative le coût solaire relativement à des capteurs vitrés, il n'est pas judicieux de concevoir deux champs de capteurs pour satisfaire séparément les besoins de chauffage et d'eau chaude (capteurs vitrés pour l'eau chaude et absorbeurs solaires pour le chauffage).

Un seul champ de capteurs vitrés est la solution la plus avantageuse. Avec une surface des capteurs vitrés de 200 m² pour 1 immeuble (7 m² par 100 m² de SRE), les 100 premiers mètres carrés sont comptabilisés au prix du système solaire actif pour l'eau chaude, fixé à 1'000 CHF/m². Les mètres carrés supplémentaires sont comptabilisés au prix marginal de 500 CHF/m². La fraction solaire globale est d'environ 40%, à savoir 50% pour la fraction solaire d'eau chaude et 30% pour la fraction solaire de chauffage. Le coût solaire est plus ou moins le même que pour celui de l'eau chaude uniquement, calculé à 0.24 CHF/kWh.

10.5 *Système solaire actif avec stockage diffusif dans le terrain*

La solution retenue est un système solaire actif sans stockage tampon à eau entre les capteurs et le stockage diffusif, afin de ne pas avoir l'encombrement de ce stockage supplémentaire. Les capteurs solaires, placés sur le toit des immeubles, sont décentralisés, de même que l'énergie d'appoint pour l'eau chaude et le chauffage. Seul le stockage diffusif est centralisé, ce qui limite la mise en œuvre d'un réseau de distribution de chaleur à 2 conduits (voir figure 4.2, p. 6). Les calculs ont été faits pour un terrain dont les propriétés thermiques sont les suivantes :

Conductibilité thermique du terrain :	2.2 W/mK.
Capacité thermique volumique du terrain :	2.3 MJ/m ³ K (voir aussi table 5.2, p. 13).

Avec 1 seul immeuble, la demande d'énergie annuelle de chauffage et d'eau chaude est de 150 MWh. Rapporté à la surface de référence énergétique, elle correspond à environ 50 kWh/m²an ou 190 MJ/m²an. Toutefois cette demande d'énergie annuelle est très petite pour la mise en œuvre d'un stockage diffusif dans le terrain. Il en résulte un petit volume dont les pertes spécifiques (pertes rapportées au volume du stockage) sont très élevées, et un coût spécifique du stockage également élevé (en CHF par mètre cube). Avec 1 seul immeuble, un stockage diffusif ne peut être envisagé que si la fraction solaire est supérieure à 60%. C'est également la fraction solaire maximum possible puisqu'elle requiert 400 m² de capteurs vitrés (14 m² par 100 m² de SRE), qui est la surface maximum de capteurs solaires que l'on peut mettre sur les toits (voir figure 9.1, p. 34). Pour cette solution, le stockage diffusif a un volume plutôt réduit avec 4 m³ par mètre carré de collecteur, soit 1'600 m³. L'espacement optimal des forages du stockage (ou des sondes géothermique) est obtenu à 1.6 – 1.7 m. Le coût spécifique du stockage est de 50 CHF/m². Le coût solaire pour une fraction solaire de

60% est de 0.37 CHF/kWh. Son augmentation est significative relativement à une fraction solaire de 40% (0.25 CHF/kWh).

Avec 10 immeubles, une fraction solaire de 80% peut être atteinte avec 400 m² de capteurs vitrés par immeuble. Un système avec stockage diffusif dans le terrain peut être envisagé pour une fraction solaire comprise entre 50 et 80% (voir figure 9.3, p. 37). La surface des capteurs varie entre 200 et 400 m² par immeuble. Un stockage diffusif dans le terrain est dimensionné de manière optimale avec un volume de 8 à 10 m³ par mètre carré de surface de capteur et un espacement des forages de 2 m. Cet espacement est plus faible que celui qui est obtenu avec un stockage tampon entre les capteurs et le stockage diffusif, qui est, dans ce dernier cas, compris entre 2.3 et 2.5 m (Pahud 1999). La sensibilité du coût solaire avec la fraction solaire est relativement faible (de 0.26 à 0.29 CHF/kWh), et n'est pas sensiblement plus élevée que celle d'un système sans stockage diffusif dimensionné pour couvrir une fraction solaire de 40% (0.25 CHF/kWh).

Un système dimensionné avec 300 m² de capteurs par immeuble (11 m² par 100 m² de SRE) couvre une fraction solaire de 65% avec un coût solaire de 0.27 CHF/kWh. Le volume du stockage diffusif fait 24'000 m³, et contient 120 forages de 50 m espacés de 2m. Son coût spécifique est de 27 CHF/m³.

Les performances des systèmes solaires actifs simulés sont énumérées dans les tables 10.1 à 10.5. Les valeurs des coûts solaires sont à considérer avec circonspection compte tenu des coûts attribués aux différentes parties du système solaire actif. On rappelle qu'un immeuble a une surface de référence énergétique (SRE) de 2'800 m² et une demande d'énergie de chauffage et d'eau chaude d'environ 50 kWh/m²an (190 MJ/m²an).

Type de système	Demande de chaleur (EC + CH) MWh/an	Fraction solaire FS	Investissement système solaire kCHF	Investissement par mètre carré de SRE CHF/m ²	Coût solaire CS CHF/kWh
EC 26% CH : chauffage 1 immeuble	150	0.26	100	36	0.24
EC + CH 40% 1 immeuble	150	0.40	150	54	0.25
EC + CH 60% 1 immeuble	150	0.60	330	118	0.37
EC + CH 65% 10 immeubles	1'500	0.65	2'650	95	0.27
EC + CH 80% 10 immeubles	1'500	0.80	3'540	126	0.29

Le pourcentage donné pour chaque type de système est la fraction solaire atteinte par le système

Table 10.1 Fractions solaires et coûts solaires des systèmes solaires actifs simulés.

Type de système EC : eau chaude CH : chauffage	Capteurs solaire			Stockage diffusif dans le terrain		
	Surface m ²	Coût CHF/m ²	Part du coût total	Volume m ³	Coût CHF/m ³	Part du coût total
EC 26% 1 immeuble	100	1'000	100%	-	-	-
EC + CH 40% 1 immeuble	200	750	100%	-	-	-
EC + CH 60% 1 immeuble	400	625	76%	1'600	50	24%
EC + CH 65% 10 immeubles	3'000	667	76%	24'000	27	24%
EC + CH 80% 10 immeubles	4'000	625	71%	40'000	26	29%

Le pourcentage donné pour chaque type de système est la fraction solaire atteinte par le système

Table 10.2 Tailles et coûts des champs de capteurs solaires et du stockage diffusif pour les différents systèmes solaires actifs.

Type de système EC : eau chaude CH : chauffage	Capteurs solaires				
	Surface m ²	Surface par MWh annuel d'EC et de CH m ² /(MWh/an)	Surface par 100 m ² de SRE m ² /100m ²	Surface par Personne m ² /personne	Efficacité annuelle %
EC 26% 1 immeuble	100	0.7	3.6	1	37%
EC + CH 40% 1 immeuble	200	1.3	7.1	2	32%
EC + CH 60% 1 immeuble	400	2.7	14.3	4	34%
EC + CH 65% 10 immeubles	3'000	2.0	10.7	3	37%
EC + CH 80% 10 immeubles	4'000	2.7	14.3	4	36%

Le pourcentage donné pour chaque type de système est la fraction solaire atteinte par le système

Table 10.3 Valeur de dimensionnement du champ des capteurs solaires.

Type de système EC : eau chaude CH : chauffage	Stockage diffusif dans le terrain					
	Volume m ³	Volume par m ² de capteurs m ³ /m ²	Nombre de forages	Longueur d'un forage m	Espace- ment entre forages m	Efficacité annuelle %
EC 26% 1 immeuble	-	-	-	-	-	-
EC + CH 40% 1 immeuble	-	-	-	-	-	-
EC + CH 60% 1 immeuble	1'600	4	30	20	1.6	31%
EC + CH 65% 10 immeubles	24'000	8	120	50	2	60%
EC + CH 80% 10 immeubles	40'000	10	170	59	2	58%

Le pourcentage donné pour chaque type de système est la fraction solaire atteinte par le système
Table 10.4 Valeur de dimensionnement du stockage diffusif.

Type de système EC : eau chaude CH : chauffage	Fraction solaire globale %	Fraction solaire capteurs %	Fraction solaire stock diffusif %	Fraction solaire d'EC %	Fraction solaire de CH %		
EC 26% 1 immeuble	26%	=	26%	+	-	50%	-
EC + CH 40% 1 immeuble	40%	=	40%	+	-	50%	29%
EC + CH 60% 1 immeuble	60%	=	44%	+	16%	58%	62%
EC + CH 65% 10 immeubles	65%	=	40%	+	25%	58%	73%
EC + CH 80% 10 immeubles	80%	=	42%	+	38%	65%	96%

Le pourcentage donné pour chaque type de système est la fraction solaire atteinte par le système
Table 10.5 Fractions solaires des différents systèmes solaires actifs.

Conclusion

Un modèle de bâtiment a été établi pour simuler le comportement thermique dynamique d'un immeuble d'habitation de 20 logements, conçu pour satisfaire au standard Minergie. Le modèle a été complété pour simuler le chauffage par dalles actives couplées à des capteurs solaires. Un stockage de chaleur diffusif dans le terrain a également été intégré dans le modèle de simulation, conformément à un concept de système qui permette son utilisation.

Le concept énergétique de l'immeuble a été évalué et quantifié de manière à pouvoir évaluer le potentiel de chauffage solaire actif d'un tel bâtiment. Les besoins annuels en énergie de chauffage sont du même ordre de grandeur que ceux pour l'eau chaude (50 kWh/m²an ou 190 MJ/m²an). Différents types de systèmes solaires actifs ont été étudiés et évalués en fonction de leur fraction solaire. La comparaison avec un chauffage par le sol montre que la fraction solaire de chauffage est significativement plus grande avec des dalles actives, et peut atteindre 50% sans recourir à un stockage de chaleur. Pour un coût d'installation égal, les performances d'absorbeurs solaires sont comparables à celles de capteurs plans vitrés si la fraction solaire de chauffage ne dépasse pas 20 à 30%. Au delà, les capteurs vitrés sont recommandés. D'autre part, il n'est pas judicieux de prévoir un champ de capteurs vitrés pour couvrir les besoins d'eau chaude et un autre champ d'absorbeurs solaires pour les besoins de chauffage. Un seul champ commun de capteurs vitrés permet d'obtenir de meilleures performances que la somme des performances des deux champs séparés. Le seul stockage utilisé dans le système est le stockage pour l'eau chaude, dont le volume a été réduit au minimum (30 litres/personne).

Pour obtenir une fraction solaire globale (eau chaude et chauffage) inférieure à 25%, un système solaire pour l'eau chaude uniquement est la solution optimale. Un système dimensionné à 1 mètre carré de capteur par personne permet d'atteindre la valeur supérieure. Pour une fraction solaire comprise entre 25 et 40%, le système solaire actif, couplé à du chauffage par dalles actives, ne nécessite pas de stockage supplémentaire ou de volume de stockage plus grand. L'investissement du système solaire actif est estimé à 40 – 50 CHF par mètre carré de surface de référence énergétique, et le coût solaire à environ 0.25 CHF/kWh. Pour atteindre une fraction solaire plus grande sans une augmentation significative du coût solaire, un stockage supplémentaire est nécessaire. Un stockage diffusif dans le terrain est une solution qui a l'avantage de ne pas utiliser de place dans la zone de l'immeuble. Un désavantage est la nécessité de réaliser un gros volume de stockage, ce qui implique la réalisation de plusieurs immeubles regroupés. Une solution étudiée avec 10 immeubles a montré que l'on peut atteindre une fraction solaire de 80% sans que le coût solaire n'augmente de façon significative. L'investissement du système solaire actif est de l'ordre de 100 CHF par mètre carré de surface de référence énergétique.

Références

- BARANYAI L. (1995) Le BATISO de Sarinaport, bâtiment administratif à faible consommation d'énergie. Lasen - EPFL Lausanne.
- DRUCK H. and PAUSCHINGER T. (1994) Multiport Storage-Model for TRNSYS. Version 1.5, November 1994. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, Germany.
- FRAEFEL R. (1998) La maison Minergie, guide de conception. Conférence romande des délégués à l'énergie.
- FROMENTIN A., SUJEVS D. (1996) Comportement thermique dynamique d'une maison solaire à stockage intégré. Rapport final, Office fédéral de l'énergie, Berne, Switzerland.
- HADORN J.-C. (1988) Guide du stockage saisonnier de chaleur, Documentation D028, Série « Planification, énergie et bâtiments », Société Suisse des ingénieurs et des architectes, Suisse.
- HELLSTRÖM G. (1989) Duct Ground Heat Storage Model, Manual for Computer Code. Department of Mathematical Physics, University of Lund, Sweden.
- ISAKSON P. (1995) Solar Collector Model for Testing and Simulation. Final Report for BFR Project N° 900280-1; Building Services Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- JUZI H., DUBACH W., FUCHS H., HARTMANN P., WANNER H., WELLAUER R. und PAHUD D. (1999) Saisonale Speicherung von Sonnenenergie im Erdboden zur Wärmeversorgung von grösseren Überbauungen. Schlussbericht, Programm Wärmespeicherung, Bundesamtes für Energie, Schweiz.
- KLEIN S. A. et al. (1998) TRNSYS. A Transient System Simulation Program. Version 14.2, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA.
- KOSCHENZ M. and DORER V. (1996) Design of Air Systems with Concrete Slab Cooling. Roomvent'96, 5th International Conference on Air Distribution in Rooms, Yokohama, Japan.
- LTS-Katalog (1998) Datenbank für thermische Kollektoren mit Illustrationen, Preisen und Leistungsdaten. SPF Solartechnik, Prüfung, Forschung, Rapperswil.
- NORDEL B. (1994) Borehole Heat Store Design Optimisation. Doctoral thesis; Division of Water Resources Engineering, Luleå University of Technology, Sweden.
- Norme SIA 416 (1993) Surfaces et volumes des bâtiments et aménagements extérieurs. Définitions. Société suisse des ingénieurs et des architectes.

- PAHUD D. (1996) Simulation of Central Solar Heating Plants Using a Duct Store: an Application for Switzerland. Department of Mathematical Physics, Lund University, Sweden.
- PAHUD D. (1999) Central Solar Plant with a Seasonal Duct Storage. Dynamic Thermal Simulations of the Overall System, intermediate report E1 to the final report E Gesamtsystemoptimierung, septembre 1999, EPFL - LASEN, Switzerland.
- PAHUD D., FROMENTIN A. and HADORN J.-C. (1996) The Duct Ground Heat Storage Model (DST) for TRNSYS Used for the Simulation of Heat Exchanger Piles. User Manual, December 1996 Version. Internal Report. LASEN - DGC- EPFL, Switzerland.
- Recommandation SIA 180/4 (1982) L'indice de dépense d'énergie. Société suisse des ingénieurs et des architectes.
- Recommandation SIA 380/1 (1988) L'énergie dans le bâtiment. Société suisse des ingénieurs et des architectes.
- SEIWALD H. and HAHNE E. (1994) Sensitivity Analysis of a Central Solar Heating System with High Temperature Duct Seasonal Storage. In Proceedings of Calorstock' 94, 22-25 August, Espoo, Finland, Kangas M. T. and Lund P. D. (Eds), Vol. 2, pp. 705 - 712, Cosmoprint Oy, Helsinki, 1994.

Appendice 1: Coût du stockage diffusif

Table des matières:

A1.1	The ground duct store.....	p. A1.1
------	----------------------------	---------

A1.1 The Ground Duct Store

The cost of the duct store includes all the costs involved in the realisation of the store, from the ground drilling to the flow circuits that will transport the heat carrier fluid to and from the store. The primary cost is the specific cost of an equipped borehole, **BORECOST**, expressed in CHF per meter borehole. This cost includes drilling, pipes, pipe installation and refilling if the space between the pipes and the borehole wall has to be filled. Based on the experience of the construction of duct stores in Sweden (Nordel, 1994), other costs should be considered so that the number of boreholes is penalised. These costs may involve a fixed initial cost per borehole, the land area used by the top of the store, top insulation, drilling in the soil layer covering the store, the connecting and collecting pipes (see below) and so on. The cost function **DUCTCOST** used in this study is defined by:

$$\begin{aligned}
 \text{DUCTCOST} = & \text{BORECOST} \cdot \text{NBORE} \cdot \text{HEIGHT} & + \\
 & \text{BORECOSTTOP} \cdot \text{NBORE} \cdot \text{DEPTHTOP} & + \\
 & \text{FIXBORE} \cdot \text{NBORE} & + \\
 & (\text{LANDCOST} + \text{INSULCOST} \cdot \text{INSULTHICK}) \cdot \text{AREALAND} & + \\
 & \text{CONNCOST} \cdot \text{NBORE} \cdot \text{BORESPACING} & + \\
 & \text{COLLCOST} \cdot 4 \cdot (\sqrt{\text{NBORE}} - 1) \cdot \text{BORESPACING} & + \\
 & \text{INITIALCOST} & (\text{A1.1})
 \end{aligned}$$

where:

BORECOST:	80	[CHF/m], specific cost of an equipped borehole;
NBORE:		[-], number of boreholes forming the ground heat exchanger;
HEIGHT:		[m], active length of one borehole, i. e., borehole length where the heat transfer with the ground takes place;
BORECOSTTOP:	100	[CHF/m], specific cost of the equipped borehole in the top soil layer (including pipe insulation); the heat transfer from the borehole to the ground is assumed to be negligible in this ground layer;
DEPTHTOP:		[m], depth of the top soil layer covering the store;
FIXBORE:	100	[CHF], fixed initial cost per borehole;
LANDCOST:	0	[CHF/m ²], cost of the ground per unit area on top of the store;
INSULTHICK:		[m], thickness of the insulation placed on top of the store;
INSULCOST:	350	[CHF/m ³], insulation cost per unit volume;
AREALAND:		[m ²], area occupied by the top of the store and the top insulation;
BORESPACING:		[m], borehole spacing corresponding to a quadratic pattern;
CONNCOST:	80	[CHF/m], connecting pipe cost per unit length of connection; these pipes conduct the heat carrier fluid between the boreholes and the collecting pipes;

COLLCOST:	80	[CHF/m], specific cost of the collecting pipes; the collecting pipes distribute and collect the heat carrier fluid to and from the connecting pipes. For a quadratic pattern, their total length amounts to about 4 times the side of the square area occupied by the top of the store, i. e. $4 \cdot (\sqrt{NBORE} - 1)$;
INITIALCOST:	4'000	[CHF], initial cost for the building of the store.

The land area AREALAND and the borehole spacing BORESPACING are calculated with the following two relations, by assuming a quadratic arrangement of the boreholes:

$$AREALAND = \left(\sqrt{\frac{DUCTVOL}{HEIGHT}} + 2 \cdot HEIGHT \cdot FRISO \right)^2 \quad (A1.2)$$

$$BORESPACING = \sqrt{\frac{DUCTVOL}{HEIGHT \cdot NBORE}} \quad (A1.3)$$

where

DUCTVOL:	[m ³], volume of the duct store, defined as NBORE times the ground volume ascribed to one borehole; the boreholes are assumed to be uniformly placed within the store volume;
FRISO:	[-], ratio related to the top insulation of the store. The top insulation may extend horizontally beyond the border of the store. The width of the insulation overlay, divided by the active length of one borehole, HEIGHT, defines the ratio FRISO; FRISO is set to zero if no insulation is used.

The mentioned specific cost for an equipped borehole, BORECOST, corresponds to a typical cost for drilling in soils such as moraine, limestone or sandstone. The price includes polyethylene double-U pipes, and a refilling of the borehole with bentonite or another more conductive material. These borehole installations are used in low temperature applications. This cost is used in this study, although high temperatures may cause a problem for the pipe material used (polyethylene). Pipes in a material that can withstand high temperatures may result in a higher cost for the borehole installation. Another consideration for pipe material is the importance of the oxygen diffusion, which may increase with higher temperatures. Oxygen diffusion has to be reduced as much as possible if the heat carrier fluid enters in contact with other components made of steel (heat exchanger, water tank, etc.).

In Fig. A1.1, the specific cost of the duct store is shown in relation to the store volume. The cost is calculated for 3 different shapes of the store, defined with the ratio HEIGHT over DIAMETER. The diameter is defined as the diameter of the disk whose area is the same as the store section. The specific cost is calculated with the above mentioned costs. A borehole spacing of 2 m is assumed. A layer of 25 cm of insulation covers the top of the store and

extends to 12% of its vertical extension (height). The top of the store is at the ground surface. The graphs show the influence of having fewer but deeper boreholes on the specific cost (the ratio HEIGHT over DIAMETER becomes greater). They also indicate the increase of the specific cost with smaller storage volumes, which is particularly important for storage volumes smaller than 10'000 - 20'000 m³.

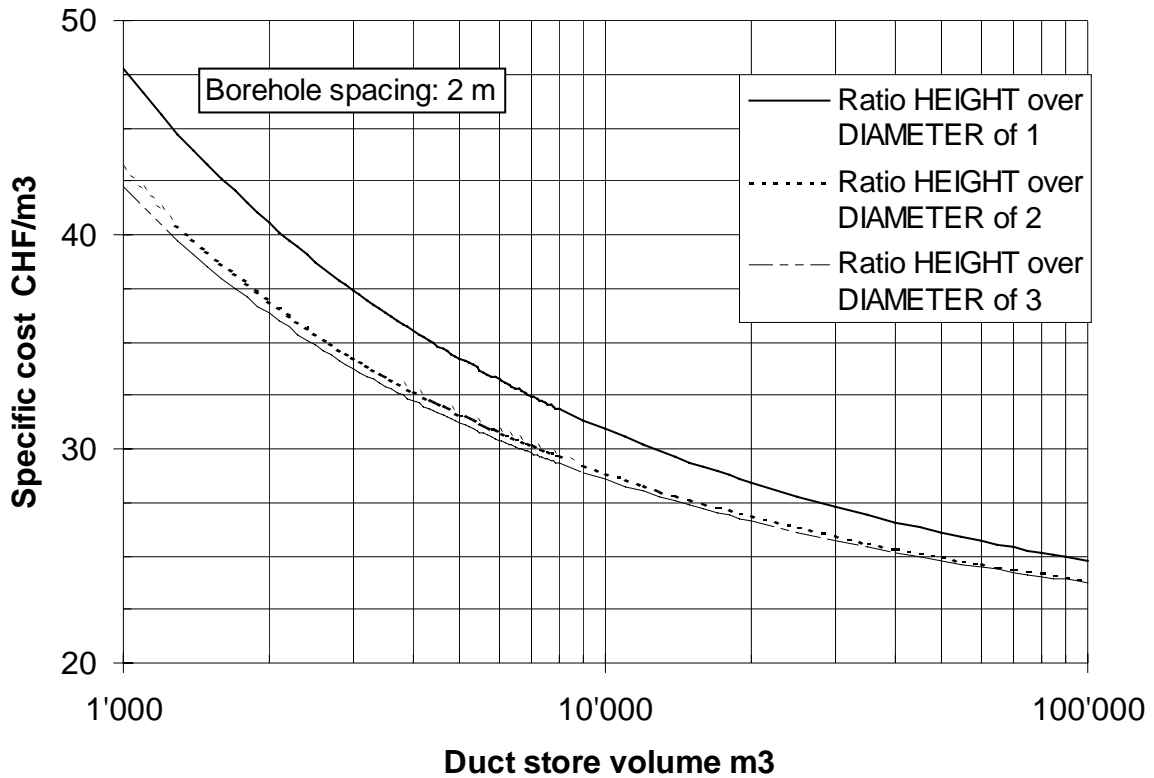


Fig. A1.1 Specific cost of a duct store shown in relation to the tank volume. The cost is calculated for 3 different shapes of the store, defined with the ratio HEIGHT over DIAMETER. The diameter is defined as the diameter of the disk whose area is the same as the store section. The borehole spacing is set to 2 m; a layer of 25 cm of insulation covers the top of the store and extends to 12% of its vertical extension; the top of the store is at the ground surface.