SHaKE
Sharing Knowledge on Energy Communities

Co-funded by the European Union

Module 3
Production de chaleur

Partie du programme éducatif SHaKE sur les systèmes de chauffage et de refroidissement urbains

Livret de cours

Ressource pédagogique réutilisable pour l'enseignement supérieur et la formation professionnelle

Version : 1.1
Date : juin 2026
https://www.shakeproject-dhc.eu/

Projet

Partage de la chaleur et des connaissances sur les communautés énergétiques (SHaKE)Erasmus+ KA220-HED Partenariats de coopération dans l'enseignement supérieurProjet n° : 2023-1-HU01-KA220-HED-000160219

Institutions en développement

Universitat Jaume I de Castellón, Espagne
Université de Technologie et d'Économie de Budapest, Hongrie

Auteurs et contributeurs

Ghad Alarnaout-Alarnaout, Dr Adrián Mota-Babiloni (Universitat Jaume I de Castellón), Balázs Bokor (Université de technologie et économie de Budapest)

Rédacteurs en chef

Eva Szalma

Mention relative au financement de l'UE et clause de non-responsabilité

Financé par l'Union européenne. Les opinions exprimées sont cependant celles de l'auteur ou des auteurs et ne reflètent pas nécessairement celles de l'Union européenne ou de la Fondation Tempus Public. Ni l'Union européenne ni l'autorité octroyante ne peuvent en être tenues responsables.

Coordinateur

Université de technologie et d'économie de Budapest, Hongrie

Institutions partenaires

Université Jaume I de Castellón, Espagne
Mines Paris – PSL, France

Remerciement

Cette publication a été développée dans le cadre du projet SHaKE. Le consortium tient à remercier tous les enseignants, chercheurs, professionnels et parties prenantes qui ont contribué au développement, à la révision et à l'amélioration des supports pédagogiques.

Licence

Sauf indication contraire, ce matériel est sous licence Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0). Les utilisateurs peuvent partager et adapter le contenu, à condition qu'un crédit approprié soit accordé au projet SHaKE et aux auteurs, qu'un lien vers la licence soit fourni, et que tout changement soit indiqué.
Citation suggérée :
Universitat Jaume I de Castellón and Budapest University of Technology and Economics. Module 3 : Production de chaleur. Projet SHaKE, 2026.
https://www.shakeproject-dhc.eu/

Guide pour utiliser le module 3

Ce module fait partie du programme éducatif SHaKE développé pour soutenir l'enseignement des réseaux de chaleur et de froid (RCF) dans l'enseignement supérieur et la formation professionnelle.
Le module 3 se concentre sur les technologies de production de chaleur pour les réseaux de chauffage urbain. Il combine des sources de chaleur renouvelables et à faible émission de carbone, l'utilisation de la chaleur fatale, les technologies de pompes à chaleur, la production combinée de chaleur et d'électricité, ainsi que l'évaluation économique et environnementale des systèmes de production de chaleur.
Le guide est principalement destiné à être une ressource pédagogique réutilisable pour les enseignants, enseignants et formateurs. Il peut être utilisé pour soutenir des conférences, des activités d'apprentissage hybride, des discussions en classe, des travaux pratiques, des études de cas et des formations professionnelles continues. Les diapositives de présentation qui accompagnent, la banque de questions, les quiz d'auto-évaluation, les exercices pratiques et les supports d'étude de cas sont conçus pour aider les enseignants à adapter le contenu à leur propre contexte pédagogique.
Les étudiants et professionnels peuvent également utiliser le module pour des études indépendantes, surtout s'ils possèdent déjà des connaissances de base en thermodynamique, transfert de chaleur, systèmes énergétiques, chauffage urbain et ingénierie des services du bâtiment.

Principaux sujets abordés dans le module

- Approvisionnement en énergie primaire et stratégies municipales de production de chaleur
- Combustion de biomasse, récupération d'énergie à partir des déchets et production de biogaz
- Chauffage solaire urbain et stockage d'énergie thermique
- Chauffage urbain géothermique et utilisation en cascade de l'eau thermale
- Technologies de classification, de capture et d'utilisation des sources de chaleur fatale
- Échangeurs de chaleur et technologies actives de récupération de la chaleur fatale
- Principes et technologies thermodynamiques des pompes à chaleur
- Applications de pompes à chaleur pour la modernisation de la chaleur fatale et le chauffage urbain
- Cogénération et intégration dans les réseaux de chauffage urbain
- Évaluation économique et environnementale des systèmes de production de chaleur
- Instruments politiques, tendances du marché et considérations futures pour la production de chaleur à faible émission de carbone

Résultats d'apprentissage du module 3

Le module est conçu pour soutenir le développement des compétences et aptitudes suivantes. À l'issue de ce module, les apprenants devraient être en mesure de :

- identifier et classifier les technologies de production de chaleur utilisées dans les réseaux de chauffage urbain ;
- expliquer le rôle des sources de chaleur renouvelables et à faible émission de carbone dans la décarbonisation de l'approvisionnement en chaleur ;
- comparer les options de production de chaleur thermique pour la combustion de biomasse, la gazéification, le biogaz, le solaire thermique et la géothermie ;
- identifier, classifier et quantifier les sources de chaleur fatale en fonction de l'origine et du profil thermique ;
- expliquer les principes thermodynamiques régissant le fonctionnement de la pompe à chaleur ;
- évaluer les technologies de pompes à chaleur pour la production de chaleur et la mise à niveau de la chaleur fatale ;
- décrire les principes de fonctionnement et l'intégration du chauffage urbain des cogénérations ;
- comparer les configurations technologiques en fonction de l'efficacité, du coût et de l'impact environnemental ;
- analyser des études de cas réels afin d'évaluer la faisabilité et les avantages de l'intégration de la chaleur renouvelable, de la récupération de chaleur fatale, des pompes à chaleur et des cogénérations dans les systèmes de chauffage urbain.

Charge de travail estimée

Ce module représente environ 8,4 heures d'apprentissage, incluant assimilation théorique, application pratique, analyse de cas, recherche indépendante et évaluation.
Les enseignants peuvent adapter la charge de travail en fonction du niveau du cours, des matériaux sélectionnés et du format d'enseignement. Le module peut être utilisé comme unité d'enseignement complète, un ensemble de supports magistraux sélectionnés, un composant d'apprentissage hybride, un paquet d'exercices pratiques, un paquet d'étude de cas ou une ressource complémentaire pour les cours existants.

Activités et heures d'apprentissage

Type d'activité	Répartition du temps	Description
Assimilation théorique	4,0 h	Étude approfondie des supports de cours et lecture critique d'articles techniques et de documents de politique publique
Application pratique	1,0 h	Exercices techniques impliquant des calculs d'efficacité, des simulations thermodynamiques et des analyses économiques.
Analyse de cas	0,5 h	Évaluation critique des mises en œuvre réelles axées sur les énergies renouvelables et les cogénérations.
Recherche indépendante	2,5 h	Revue autonome de la littérature et évaluation de l'impact environnemental.
Évaluation	0,4 h	Évaluation continue et projet technique final ou tâche d'évaluation pour consolider les connaissances acquises.
Total des heures d'apprentissage	8,4 h	

Groupes cibles

Ce guide est principalement destiné aux enseignants, enseignants et formateurs qui souhaitent utiliser ou adapter les supports SHaKE dans leurs propres activités d'enseignement ou de formation.

- enseignants d'enseignement supérieur en ingénierie, services du bâtiment, systèmes énergétiques, chauffage et climatisation urbains, CVC et systèmes énergétiques durables ;
- formateurs impliqués dans la formation professionnelle ou continue sur les systèmes de chauffage et de climatisation urbains ;
- les enseignants développant des activités d'apprentissage hybrides, modulaires ou axées sur la pratique ;
- le personnel enseignant recherchant des ressources pédagogiques réutilisables sur les réseaux de chaleur énergétiques durables;
- étudiants, chercheurs et professionnels intéressés par la production de chaleur renouvelable, la récupération de la chaleur fatale, les pompes à chaleur et les cogénérations dans les réseaux de chauffage urbain.

Pour un usage indépendant, il est recommandé de connaître les bases préalables dans les domaines d'ingénierie concernés.

Utilisation recommandée par les éducateurs et les formateurs

Le module 3 peut être utilisé de manière flexible comme unité pédagogique complète ou comme un ensemble de ressources pédagogiques sélectionnées. Les éducateurs peuvent combiner les matériaux selon le niveau du cours, le temps d'enseignement disponible et les résultats d'apprentissage souhaités.

Besoins pédagogiques	Ressource suggérée pour le module 3
Introduction du sujet	Utilisez le résumé du module et les diapositives introductives pour présenter la portée, les concepts clés et la pertinence de la production de chaleur dans les réseaux de chauffage urbain.
Préparer les apprenants avant le cours	Assignez certaines sections du guide comme prélecture pour les activités en classe inversée ou hybride.
Conférences ou séminaires de soutien	Utilisez les diapositives de la présentation pour expliquer les sources de chaleur renouvelable, la récupération de la chaleur fatale, les pompes à chaleur, les cogénérations et l'évaluation économique ou environnementale.
Vérification de la compréhension	Utilisez des questions sélectionnées de la banque de questions pour discuter, faire de courtes vérifications en classe, faire des évaluations formatives ou des quiz.
Développement des compétences en ingénierie appliquée	Utilisez l'exercice pratique pour le travail de groupe, les devoirs, les calculs thermodynamiques, la comparaison économique ou l'apprentissage par projets.
Soutien au travail d'étude de cas	Utilisez les supports d'étude de cas pour discuter d'exemples concrets de chaleur renouvelable, de récupération de chaleur fatale, de pompes à chaleur et d'intégration de la cogénération.
Soutien à la révision indépendante	Dirigez les apprenants vers le quiz d'auto-évaluation au niveau du module après avoir étudié les matériaux pertinents.
Adaptation aux contextes pédagogiques locaux	Sélectionnez, combinez ou modifiez les sections du guide, diapositives, questions, exercices et études de cas selon le programme, le niveau des participants et le contexte professionnel.

Parcours recommandé pour les apprenants indépendants

Les étudiants et professionnels utilisant le module de manière autonome peuvent suivre la séquence ci-dessous.

Révisez la présentation introductive
Familiarisez-vous avec les concepts principaux, la terminologie et la structure du module.

Étudiez les documents du guide
Lisez les explications détaillées, les principes d'ingénierie et les exemples de cas présentés dans le guide.

Regardez la vidéo du module
Utilisez la courte vidéo d'accompagnement comme point d'orientation sur les sujets principaux du module et l'axe d'apprentissage.

Complétez le quiz d'auto-vérification
Testez votre compréhension des concepts clés et des principes techniques abordés dans le module.

Tente l'exercice pratique
Appliquez les connaissances acquises à travers des calculs, des comparaisons ou des tâches d'évaluation orientées ingénierie.

Examinez les études de cas
Analysez des exemples concrets sélectionnés et réfléchissez à leur transférabilité technique, économique et environnementale.

Supports disponibles

Les documents d'accompagnement comprennent :

- diapositives de présentation pour les sous-thèmes du module ;
- une banque de questions réutilisable et des éléments de réponses ;
- un quiz d'auto-évaluation au niveau du module ;
- un exercice d'ingénierie pratique ;
- Matériel d'étude de cas ;
- et une courte vidéo du module de soutien.

Table des matières

Projet 2

Institutions en développement 2

Auteurs et contributeurs 2

Rédacteurs en chef 2

Coordinateur 2

Institutions partenaires 2

Remerciement 2

Licence 2

Guide pour utiliser le module 3 3

1. Production de chaleur renouvelable 10

1.1 Approvisionnement en énergie primaire des municipalités 10

1.1.1 ÉVALUATION DES COMBUSTIBLES SOLIDES 11

1.1.2 Combustion de la biomasse et récupération d'énergie à partir des déchets 12

1.1.3 Potentiel de biomasse combustible en Hongrie 13

1.1.4 Bloc chauffant à copeaux de bois et paille à la centrale de Pécs 15

1.2 GAZÉIFICATION DE LA BIOMASSE 16

1.2.1 Le potentiel de la production nationale de biogaz 16

1.2.2 Le processus de production de biogaz 17

1.2.3 Processus de traitement des eaux usées et de production de biogaz 18

1.2.4 La centrale à biomasse de Güssing 19

1.2.5 Mise en décharge des déchets solides municipaux et production de gaz d'enfouissement 21

1.2.6 Production combinée de chaleur et d'électricité avec un moteur alimenté au biogaz 23

1.2.7 Comparaison entre la combustion et la gazéification de la biomasse pour la production d'énergie 24

1.3 CHAUFFAGE SOLAIRE URBAIN 24

1.3.1 Collecteur à plaques 24

1.3.2 Tube à vide « Sydney tube » 26

1.3.3 Tube à vide à tuyau de chaleur 27

1.3.4 Le défi de la production de chaleur solaire à grande échelle : les pics de performance de stockage 27

1.4 Chauffage urbain géothermique 28

1.4.1 Méthodes d'intégration dans le chauffage urbain géothermique 29

1.4.2 Méthodes de connexion avec le consommateur 31

1.4.3 Les possibilités d'utilisation de l'eau dépendent de la qualité et du rendement de l'eau ... 32

1.4.4 Mise en place d'un système de chauffage urbain géothermique 33

1.4.5 Défis lors de la mise en œuvre d'un système géothermique 33
1.4.6 Le gradient géothermique 34
1.4.7 Carte GeoDH – Potentiel géothermique et chauffage urbain en Europe 35
1.4.8 Potentiel géothermique en Hongrie 36
1.5 Utilisation des sources d'énergie renouvelable dans le chauffage urbain : Accent sur l'énergie géothermique 38
1.5.1 Aspects pratiques de l'utilisation des eaux thermales souterraines dans les systèmes de chauffage urbain 39
1.5.2 Augmentation du débit d'eau 40
1.5.3 Dégazage de l'eau thermale extraite 40
1.5.4 Utilisation des puits thermiques en Hongrie 41
2. Utilisation de la chaleur fatale et pompe à chaleur 55
2.1 Contexte thermique résiduel 55
2.2 Classification de la chaleur fatale 55
2.2.1 Technologies pour capter et utiliser la chaleur fatale 57
2.2.2 Revalorisation de la chaleur fatale 62
2.3 Sources de chaleur fatale urbaines sélectionnées pour le chauffage urbain 72
2.3.1 Chaleur fatale des centres de données 72
2.3.2 Chaleur fatale provenant des tunnels du métro 72
2.3.3 Chaleur fatale provenant des réseaux d'égouts utilisant des pompes à chaleur 73
2.3.4 Utilisation de la chaleur usagée : le consommateur devient un prosumeur 73
3. Cogénération 74
3.1 Introduction aux systèmes de cogénération 74
3.2 Le rôle des systèmes de cogénération dans la production de chaleur et leur intégration dans diverses technologies telles que le DHN 79
3.3 Défis opérationnels et techniques liés à l'intégration de la cogénération au DHN 82
4. Aspects économiques et environnementaux des réseaux de chauffage urbain de production de chaleur 85
4.1 Introduction 85
4.2 Analyse économique approfondie des systèmes de production de chaleur 86
4.3 Impact environnemental du système de production de chaleur 89
4.4 Tendances du marché et de l'industrie, prix et concurrence des cogénérations et des pompes à chaleur 93
4.5 Instruments politiques et cadres réglementaires des cogénérations et des pompes à chaleur 97
5. Conclusions 105
6. Références 106

1. Production de chaleur renouvelable

1.1 Approvisionnement en énergie primaire des municipalités

L'une des questions clés dans le développement des systèmes de chauffage urbain est de déterminer la source d'énergie primaire la plus appropriée — tant pour les besoins actuels que pour l'avenir à long terme. Le choix de l'approvisionnement énergétique primaire influence fortement non seulement l'efficacité et la performance environnementale du système énergétique local, mais aussi la sécurité énergétique et la stabilité économique de la municipalité.

En Hongrie, le vaste réseau de gaz naturel joue un rôle dominant dans l'approvisionnement en chaleur depuis plusieurs décennies. Son infrastructure bien établie et sa fiabilité en font la source d'énergie la plus pratique et la plus largement utilisée pour le chauffage résidentiel et urbain. Cependant, l'accent croissant mis sur le développement durable, les objectifs de décarbonation de l'Union européenne et la volatilité des prix des combustibles fossiles soulignent la nécessité de réduire progressivement la dépendance au gaz naturel.

Lorsqu'une municipalité accueille un site industriel avec une consommation importante d'énergie primaire, il existe un intérêt mutuel à développer une stratégie énergétique partagée. La planification énergétique coordonnée permet d'optimiser les ressources, de réduire les coûts énergétiques globaux et d'améliorer l'utilisation des potentiels énergétiques locaux. Dans de tels cas, des systèmes énergétiques intégrés — combinant procédés industriels, réseaux thermiques municipaux et sources d'énergie renouvelable ou fatale — peuvent générer des bénéfices environnementaux et économiques substantiels.

Une opportunité particulièrement précieuse réside dans l'utilisation de la chaleur fatale industrielle. De nombreuses installations industrielles libèrent des quantités considérables de chaleur fatale à basse ou moyenne température dans l'environnement. En captant et intégrant cette énergie dans les réseaux de chauffage urbain, les municipalités peuvent réduire significativement la demande d'énergie primaire et les émissions de carbone tout en améliorant l'efficacité globale du système.

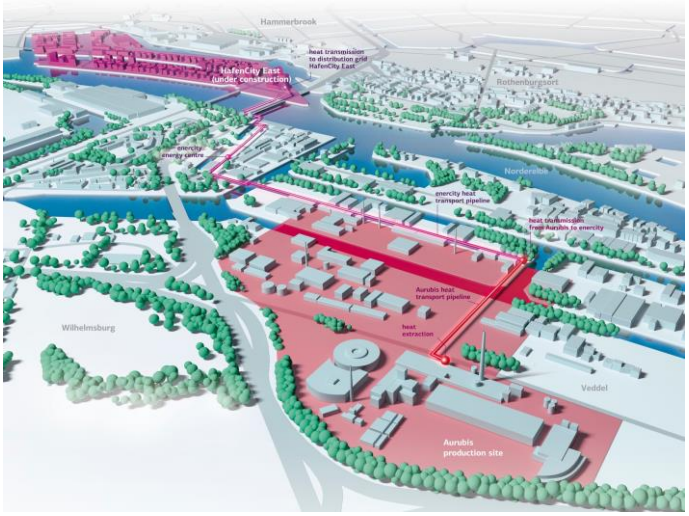


Figure 1. Système de chauffage urbain pour HafenCity Est à Hambourg [1]

En Hongrie, la part du gaz naturel dans l'approvisionnement national en énergie primaire reste nettement supérieure à la moyenne de l'Union européenne. A l'instar de l'UE, la Hongrie a connu une baisse de la consommation de gaz naturel ces dernières années. Cela reflète à la fois des améliorations en matière d'efficacité énergétique et le rôle croissant des sources d'énergie alternatives.

Energy Type	Units	EU 28			Hungary		
		2000	2006	2012	2000	2006	2012
Primary energy, G	PJ	72,362	76,698	70,485	1,051	1,150	986
Final energy, F	PJ	45,769	49,984	48,388	662	754	622
F/G	%	65	65	66	63	66	63
Natural gas, Fg	PJ	17,832	18,490	16,495	406	481	349
Fg/G	%	24.6	24.1	23.4	38.6	40.8	35.4
Renewables, U	PJ	4,377*	5,242	7,746	39*	52	74
U/G	%	4.9	4.2	11.0	3.7	4.2	4.2

* Data for 2003.

Figure 2. Données sur la consommation d'énergie pour l'Union européenne et la Hongrie [2]

Comme le montre la Figure 2, la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie des ménages est nettement supérieure à sa part dans l'utilisation totale de l'énergie primaire. Cela met en lumière la forte dépendance des ménages hongrois au gaz naturel pour le chauffage des espaces et la production d'eau chaude domestique — un héritage du vaste réseau résidentiel de gaz mis en place au cours des décennies précédentes.

La réduction la plus significative de la consommation de gaz naturel s'est produite dans le domaine de la production d'électricité. Le passage à la production d'énergie renouvelable, ainsi que les améliorations de l'efficacité énergétique et la modernisation des centrales électriques, ont contribué à cette tendance. Néanmoins, le gaz naturel continue de jouer un rôle d'équilibre clé dans le système énergétique, garantissant flexibilité et sécurité de l'approvisionnement lors des périodes de forte demande ou lorsque la production renouvelable fluctue.

1.1.1 ÉVALUATION DES COMBUSTIBLES SOLIDES

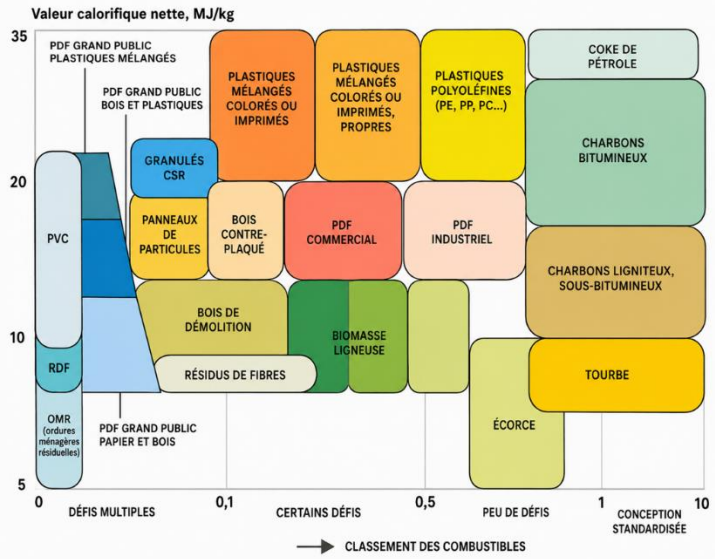


Figure 3. Classement des combustibles solides basé sur les valeurs chauffantes et les défis posés à la conception des chaudières [3]

La figure 3 illustre la relation entre la valeur calorifique et la composition de divers combustibles solides. En général, les combustibles à forte teneur en humidité présentent une valeur calorifique plus faible, car une

part significative de l'énergie libérée lors de la combustion est utilisée pour l'évaporation de l'eau plutôt que pour la production de chaleur.
Certains combustibles dérivés des déchets, tels que le PVC, les CSR (combustibles solides de récupération (RDF)) ou les OMR (déchets solides municipaux (MSW)), peuvent présenter des défis supplémentaires. Ces matériaux contiennent souvent du chlore et d'autres composés halogénéés, ce qui peut entraîner la formation de chlorure d'hydrogène (HCl) et de dioxines lors de la combustion. Même à de très faibles concentrations, ces substances sont toxiques et nécessitent un contrôle des émissions rigoureux et un nettoyage des gaz de combustion.
Un autre point important à considérer est la formation des cendres. Selon la composition chimique du combustible, la quantité et les caractéristiques des cendres résultantes peuvent varier considérablement. Certains types de cendres peuvent être très corrosifs pour les composants de la chaudière, nécessitant l'utilisation de matériaux résistants et un entretien régulier. Dans d'autres cas, cependant, les cendres sont relativement inertes et présentent un risque opérationnel ou environnemental minimal.

Dans l'ensemble, l'évaluation des combustibles solides doit prendre en compte non seulement la valeur calorifique, mais aussi la teneur en humidité, la composition chimique et les impacts environnementaux potentiels. Ces facteurs déterminent ensemble si un combustible solide particulier est techniquement et économiquement adapté à une utilisation dans les systèmes de chauffage urbain.

1.1.2 Combustion de la biomasse et récupération d'énergie à partir des déchets

Dans les systèmes de chauffage urbain, la biomasse de moindre qualité et certains types de déchets peuvent également constituer des sources d'énergie précieuses. Leur utilisation soutient l'indépendance énergétique locale, réduit la consommation de combustibles fossiles et contribue à l'économie circulaire en récupérant de l'énergie à partir de matériaux qui nécessiteraient autrement d'élimination.

La récupération énergétique à partir de la biomasse peut être réalisée par deux voies technologiques principales : la combustion et la gazéification.

La combustion est la méthode la plus courante et la plus techniquement mature. Elle est principalement appliquée à la biomasse solide et sèche — telle que les copeaux de bois, les granulés ou les résidus agricoles — pour produire directement de la chaleur. Dans les systèmes de chauffage urbain, cette chaleur peut être utilisée soit pour l'alimentation directe en chaleur, soit dans les cogénérations, où l'électricité et l'énergie thermique sont générées.

La gazéification, en revanche, convient à la biomasse humide, aux boues organiques ou à d'autres matières premières moins idéales pour la combustion directe. Dans ce procédé, le matériau est partiellement oxydé à haute température, produisant un gaz brut (souvent appelé gaz de production ou gaz de synthèse). Ce gaz peut être utilisé localement pour la production de chaleur et d'électricité, généralement en combinaison avec des moteurs à gaz ou des microturbines. Alternativement, le biogaz amélioré peut être vendu comme gaz combustible, contribuant ainsi à la décentralisation des marchés énergétiques.

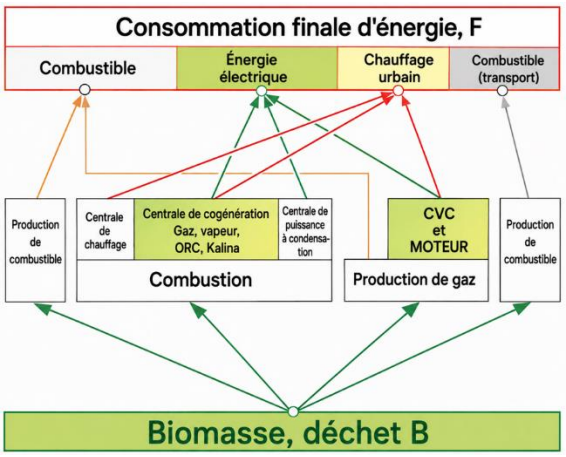


Figure 4. Organigramme de conversion de la biomasse et de l'énergie des déchets [2]

1.1.3 Potentiel de biomasse combustible en Hongrie

La biomasse combustible comprend des matériaux d'origine forestière et agricole, ainsi que certaines fractions de déchets solides municipaux (MSW) adaptées à la récupération d'énergie. En Hongrie, le potentiel d'utilisation de la biomasse est influencé par la couverture forestière relativement faible du pays et les conditions spécifiques d'utilisation des terres.
La couverture forestière de la Hongrie est d'environ 20 %, ce qui ne représente qu'environ la moitié de la moyenne de l'Union européenne. Le stock total estimé d'arbres s'élève à environ 360 millions de mètres cubes, avec une croissance annuelle d'environ 13 millions de mètres cubes.

Si environ la moitié de cette augmentation annuelle était utilisée à des fins énergétiques, cela pourrait fournir une source d'énergie principale d'environ 60 à 70 pétajoules par an (PJ/a). Cela représente un potentiel d'énergie renouvelable important, notamment pour les systèmes de chauffage régional ou municipal, où la biomasse locale peut être utilisée de manière efficace et durable.

Bien que la biomasse forestière représente la plus grande part du potentiel domestique, les résidus agricoles (tels que la paille, les tiges de maïs et autres sous-produits) et les fractions biogéniques de déchets solides municipaux peuvent également contribuer au mix d'énergies renouvelables. Leur intégration dans les systèmes de chauffage urbain renforce non seulement la sécurité énergétique, mais réduit aussi les émissions de gaz à effet de serre et soutient le développement économique rural.

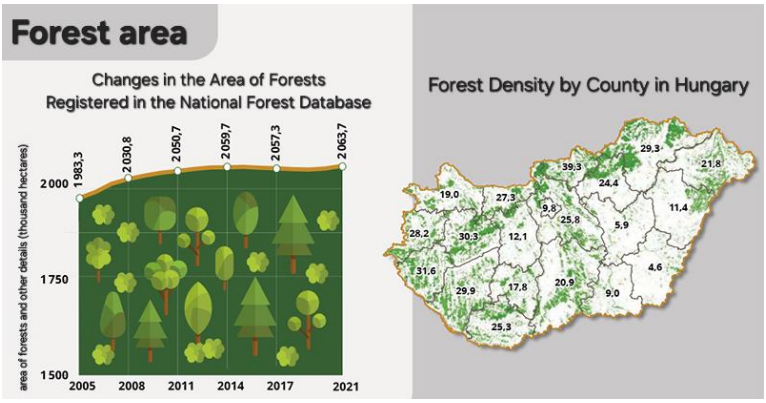


Figure 5 Densité forestière en Hongrie [4]

Dans le cadre du potentiel de biomasse hongrois, plusieurs types de combustibles d'origine végétale jouent un rôle important dans la production d'énergie renouvelable. Cela inclut le bois de chauffage, les copeaux de bois et les résidus agricoles tels que la paille de blé. Chacun présente des caractéristiques distinctes et convient à différentes échelles et technologies de production de chaleur.

Le bois de chauffage représente environ 40 % de l'exploitation forestière totale en Hongrie. En raison de son accessibilité et de sa densité énergétique modérée, il est le plus pratique pour une utilisation dans les systèmes de chauffage individuels, en particulier dans les zones rurales. Avec une teneur en humidité d'environ 15 %, la valeur calorifique du bois de chauffage varie entre 15 000 et 16 000 kJ/kg, fournissant une source de chaleur locale efficace et fiable lorsqu'il est correctement séché et stocké.

Les copeaux de bois sont généralement utilisés comme combustible dans les grandes chaudières ou les centrales centralisées, y compris les systèmes de chauffage urbain. Leur valeur calorique dépend fortement de la teneur en humidité : environ 8 000 kJ/kg à 50 % d'humidité, et jusqu'à 16 000 kJ/kg une fois séchés à 10 % d'humidité. La quantité annuelle disponible de copeaux de bois en Hongrie est estimée entre 1 et 1,4 million de tonnes, correspondant à un potentiel énergétique d'environ 10 à 18 pétajoules (PJ) par an.

La paille de blé représente une autre source importante de combustible renouvelable. Environ 1,5 million de tonnes de paille peuvent être utilisées énergétiquement chaque année. Avec une teneur en humidité d'environ 18 %, sa valeur calorique est d'environ 13 000 kJ/kg, ce qui se traduit par un potentiel énergétique d'environ 20 PJ par an.
Lorsque l'on considère tous les combustibles d'origine végétale — y compris la biomasse forestière, les résidus de transformation du bois et les sous-produits agricoles — le potentiel total d'énergie primaire renouvelable est estimé entre 70 et 90 PJ par an. Cela indique que la biomasse peut apporter une contribution significative au portefeuille hongrois d'énergies renouvelables, en particulier dans les systèmes de chauffage urbain locaux et régionaux où les distances de transport du combustible peuvent être minimisées.
Les bio-briquettes et les bio-pellets sont des formes modernes de combustibles à base de biomasse transformés qui offrent une meilleure efficacité de combustion et une plus grande commodité par rapport au bois de chauffage brut. Ils sont produits par compression sans liant de matériaux de biomasse secs tels que la sciure ou les résidus agricoles, la lignine naturelle agissant comme agent liant. La densité élevée résultante (1,0–1,3 t/m³) permet un stockage, un transport et une utilisation efficaces dans les systèmes de chauffage automatisés à petite échelle. Leur qualité uniforme et leur faible teneur en humidité permettent une combustion propre, contrôlable et efficace, offrant une alternative pratique et durable aux combustibles solides traditionnels.
Les plantations énergétiques offrent une autre source efficace et durable de biomasse pour les systèmes de chauffage. Ces plantes à croissance rapide, atteignant 2 à 3 m de hauteur, sont récoltées sur un cycle de 2 à 3 ans à l'aide de machines spécialisées qui déchiquettent également les cannes, généralement de 2 à 3 cm de diamètre. Bien que leur croissance rapide puisse aider à lier des composés nocifs, certaines espèces peuvent présenter des risques tels que la dégradation du sol ou la corrosion dans les usines de combustion. Après la coupe, les plantes repoussent à partir de leurs racines, assurant ainsi un approvisionnement continu et renouvelable en biomasse pour le chauffage urbain ou d'autres applications énergétiques.

La biomasse combustible de moindre qualité peut également être utilisée efficacement dans les centrales de chauffage urbain allant de 100 kW à plusieurs mégawatts. Une intégration réussie nécessite une planification et une coordination minutieuses au niveau municipal, incluant l'approvisionnement en biomasse, l'évaluation de la disponibilité locale et la détermination des coûts. Les matières premières courantes incluent les résidus locaux de menuiserie et la biomasse des exploitations forestières voisines.
La biomasse fraîchement coupée contient généralement environ 50 % d'humidité, ce qui réduit considérablement sa valeur calorifique. Pour garantir une combustion efficace, la teneur en humidité doit être abaissée à 15–20 %, ce qui peut être obtenu par des processus de séchage contrôlés. En pratique, cela implique souvent de sécher la biomasse entre les saisons de chauffage durant l'été, permettant une qualité optimale du combustible et un fonctionnement régulier du système de chauffage.

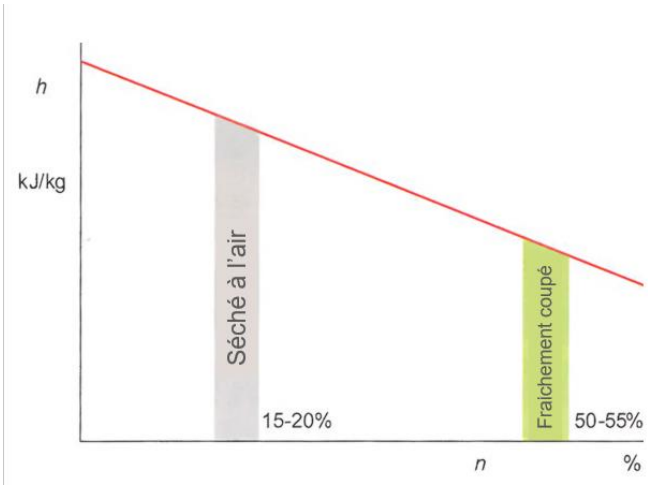


Figure 6 Énergie spécifique de la biomasse selon la teneur en humidité [2]

1.1.4 Bloc chauffant à copeaux de bois et paille à la centrale de Pécs

Un exemple remarquable d'utilisation à grande échelle de la biomasse en Hongrie est la centrale de Pécs, où une ancienne centrale au charbon a été convertie avec succès en centrale de production combinée de chaleur d'électrique à base de biomasse grâce à un processus de modernisation en deux étapes. La conversion a conservé les turbines à vapeur et les paramètres d'origine de l'ancienne centrale, assurant une intégration efficace des nouvelles technologies dans l'infrastructure existante.

Lors de la première phase, une chaudière à copeaux de bois d'une capacité de vapeur de 185 t/h a été installée. Elle produit de la vapeur pour une turbine extraction-condensatrice d'une puissance électrique de 50 MW.

Dans la seconde phase, une chaudière à paille a été ajoutée, fournissant 137 t/h de vapeur. En dehors de la saison de chauffage, cette unité fonctionne avec une turbine extraction-condensation de 35 MW, tandis que pendant la période de chauffage, elle est reliée à une turbine de chauffage en contre-pression de 27 MW pour fournir le chauffage de quartier.

Le système de chauffage urbain de Pécs dessert environ 31 000 appartements et 450 établissements publics, avec une demande annuelle de chaleur d'environ 1 600 TJ. De ce total, environ 62 % est fourni par l'unité à paille, et 32 % par l'unité à copeaux de bois. Au total, les installations de biomasse fournissent 94 % de la chaleur et de l'électricité renouvelables de la ville, tandis que la combustion du gaz naturel représente les 6 % restants de la demande en chaleur.

La centrale de Pécs est un exemple phare de la manière dont les infrastructures existantes à base de fossiles peuvent être transformées en un système d'énergie renouvelable durable, combinant les ressources locales de biomasse avec des technologies efficaces de chauffage urbain.

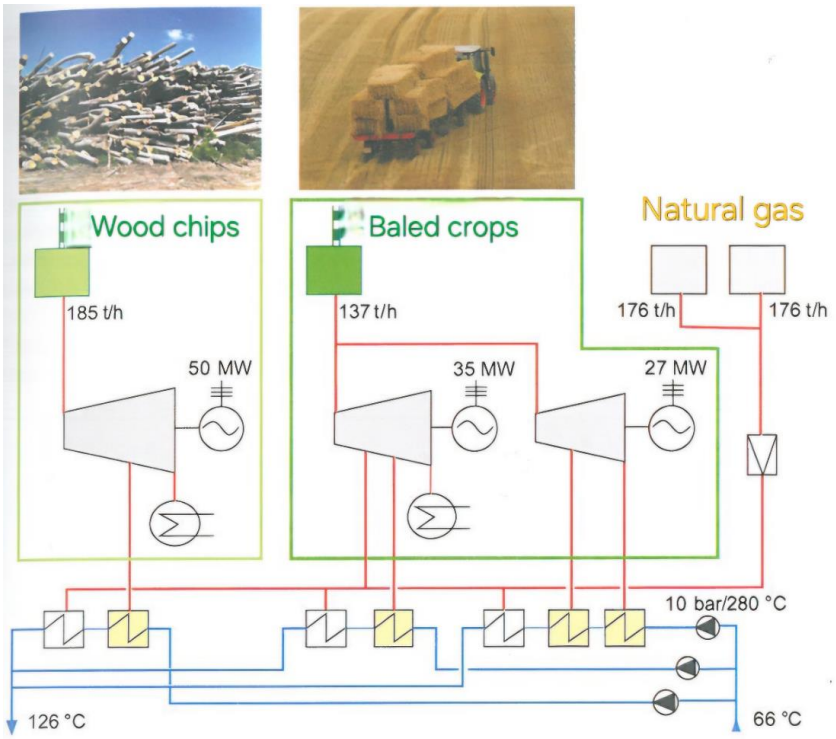


Figure 7 Système combiné de production de chaleur et d'électricité à la centrale de Pécs [2]

1.2 GAZÉIFICATION DE LA BIOMASSE

1.2.1 Le potentiel de la production nationale de biogaz

La production de biogaz offre un moyen efficace d'utiliser la biomasse molle qui ne peut pas être directement utilisée pour la combustion. En Hongrie, des quantités significatives de ces matières organiques sont disponibles chaque année. Par exemple, environ 700 000 tonnes de boues d'épuration sont produites chaque année, tandis que l'agriculture hongroise génère environ 7,5 millions de tonnes de déchets biodégradables adaptés à la gazéification ou à la digestion anaérobie. Actuellement, environ 40 usines de biogaz nationales sont en activité, traitant près de 3 millions de tonnes de matières premières organiques par an.

Matériau organique	**Quantité** (million t/an)	**Production de biogaz** (milliard m^3/an)	**Équivalent gaz naturel** (milliard m^3/an)
Déchets d'origine animale	43	1,6	1,1
Déchets municipaux	10	0,7	0,5
Cultures énergétiques (1 000 mille ha)	30	3,3	2,2
Total	**83**	**5,6**	**3,8**

Figure 8. Biogaz produit à partir de divers matériaux organiques et en quantités équivalentes au gaz naturel [2]

La production de biogaz repose sur la fermentation anaérobie de la matière organique — un processus qui se déroule dans un environnement sans oxygène. Au cours de ce processus, des micro-organismes tels que les champignons et les bactéries décomposent des composés organiques complexes (glucides, graisses et protéines) en molécules plus simples. Lors de la phase formatrice d'acides, ces produits intermédiaires sont

convertis en acides (comme l'acide acétique et lactique), en alcools, aldéhydes, hydrogène, dioxyde de carbone et autres composants gazeux.
Par d'autres réactions microbiennes, ces substances sont transformées en biogaz, qui se compose principalement de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2). Le biogaz obtenu peut être utilisé pour la production de chaleur et d'électricité, ou, après purification, il peut être amélioré en biométhane et injecté dans le réseau de gaz naturel ou utilisé comme carburant pour véhicules.

1.2.2 Le processus de production de biogaz

Le processus technologique de production de biogaz comprend plusieurs étapes clés, chacune jouant un rôle spécifique dans la conversion de la matière organique en énergie utilisable. Le processus typique (Figure 9) comprend les étapes suivantes :

1. Réception de biomasse liquide – collecte et livraison de substrats tels que le fumier, les boues d'épuration ou d'autres matières organiques liquides.
2. Réception de biomasse solide – prise de matières premières solides comme les résidus de cultures, les déchets alimentaires ou les cultures énergétiques.
3. Pré-stockage – stockage temporaire de la matière première afin d'assurer une alimentation continue et uniforme du digesteur.
4. Pré-fermenteur – la phase initiale de la digestion anaérobie, où la biomasse commence à se décomposer dans des conditions contrôlées.
5. Post-fermenteur – la chambre de fermentation secondaire, où la matière organique restante continue de se décomposer et où la majorité du biogaz est produite.
6. Stockage final – le digestat traité est stocké avant d'être utilisé comme engrais.
7. Réservoir de gaz – collecte et stockage intermédiaire du biogaz produit.
8. Purificateur de gaz – nettoyage et conditionnement du biogaz brut en éliminant les impuretés telles que le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et la vapeur d'eau.

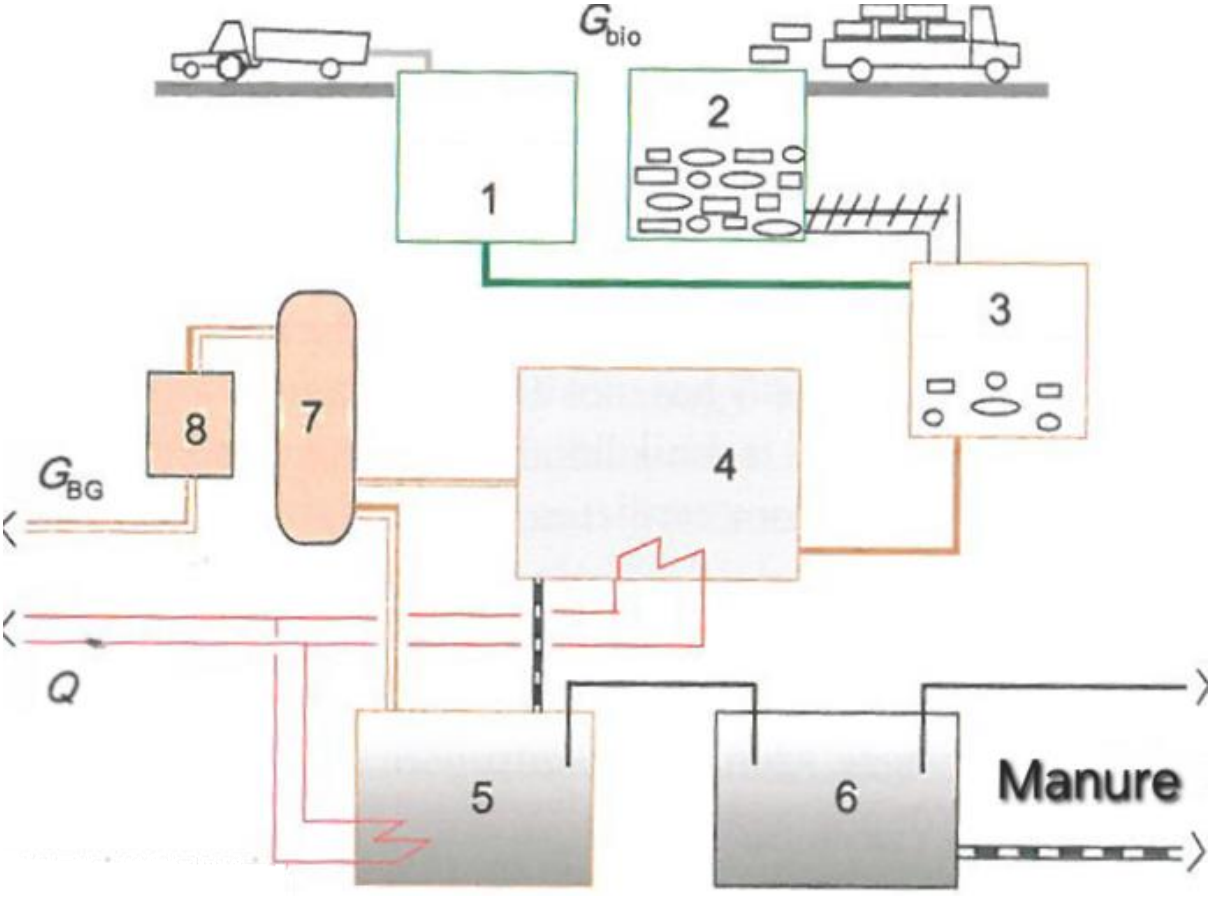


Figure 9. Le processus de production de biogaz [2]

Pendant le processus de fermentation, le nombre de micro-organismes pathogènes dans la biomasse diminue considérablement, le matériau devient moins odorant, et le digestat restant sert d'excellent engrais riche en nutriments pour un usage agricole. Ainsi, la technologie du biogaz contribue non seulement à la production d'énergie renouvelable, mais offre également une solution de gestion des déchets bénéfique pour l'environnement.

1.2.3 Processus de traitement des eaux usées et de production de biogaz

Dans le traitement des eaux usées municipales, la teneur organique des eaux usées urbaines est d'abord épaissie pour former une boue concentrée. Cette boue épaissie est ensuite dirigée vers un système de digestion anaérobie, où elle subit une gazéification biologique en l'absence d'oxygène. En conséquence, un biogaz énergétiquement précieux et un résidu solide stabilisé (digesté) sont produits.

Les eaux usées traitées et diluées peuvent être adaptées à un usage agricole après une purification, désodorisation et désinfection appropriées. Dans les cas où le traitement n'est pas totalement complet, l'effluent partiellement traité peut encore être utilisé pour irriguer les cultures énergétiques, contribuant ainsi à l'utilisation circulaire des ressources.

Le digestat solide, après séchage, peut servir soit d'engrais organique, soit de combustible, selon sa composition et sa teneur en énergie. Grâce à cette approche intégrée, les stations d'épuration des eaux usées peuvent fonctionner non seulement comme installations d'élimination des déchets, mais aussi comme productrices d'énergie renouvelable, contribuant à une gestion durable de l'énergie et des nutriments au sein des municipalités.

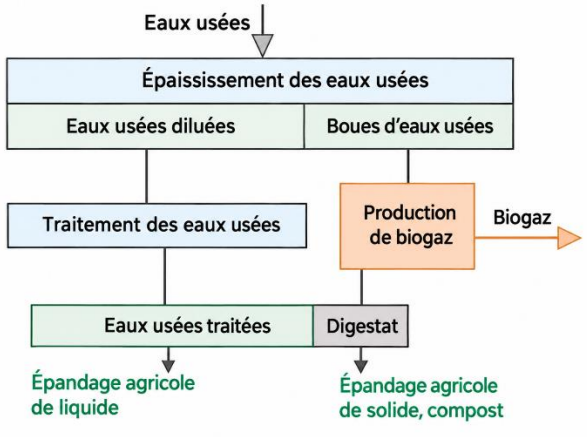


Figure 10. Processus de traitement des eaux usées et de production de biogaz [2]

1.2.4 La centrale à biomasse de Güssing

La centrale électrique à biomasse de Güssing en Autriche est un exemple notable de gazéification thermique du bois pour produire du gaz de synthèse (syngaz) destiné à la production d'énergie. L'usine utilise un système avancé de gazéification à lit fluidisé, permettant une conversion efficace de la biomasse solide en gaz combustible.





Figure 11. La centrale à biomasse de Güssing [5]

Le gazéifieur se compose de deux zones principales :

1. Zone de combustion : Dans cette section, le matériau du lit et l'air circulent, fournissant la chaleur nécessaire au processus de gazéification. La circulation assure une température uniforme et un fonctionnement stable.
2. Zone de gazéification : La matière première en bois est introduite ici. La vapeur surchauffée (~850°C) produite dans la zone de combustion fluidifie la biomasse, favorisant une décomposition thermique rapide et la formation de gaz de synthèse.

Cette configuration bi-zone permet une conversion thermique efficace du bois en un mélange de gaz combustible adapté à la production combinée de chaleur et d'électricité, tout en maintenant une grande stabilité des procédés et de faibles émissions. L'usine de Güssing sert de référence pour les technologies modernes de gazéification de la biomasse et démontre le potentiel du bois local pour la production d'énergie durable.

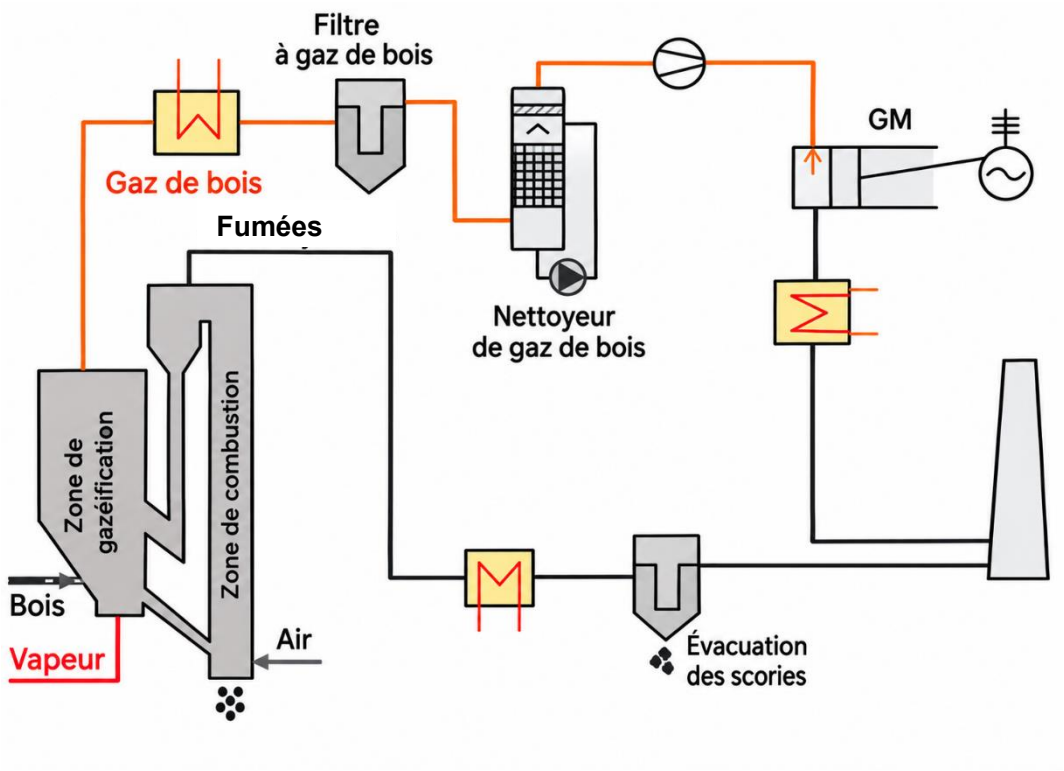


Figure 12. Le diagramme de flux de procédé de la centrale de gazéification à biomasse de Güssing [2]

1.2.5 Mise en décharge des déchets solides municipaux et production de gaz d'enfouissement

Les déchets solides municipaux (MSW) subissent d'abord une décomposition aérobie, suivi de processus anaérobies à mesure que l'oxygène s'appauvrit. Pendant la phase anaérobie, du gaz de décharge est généré, composé généralement de 40 à 60 % de méthane (CH_4) et de 40 à 60 % de dioxyde de carbone (CO_2). De plus, de faibles traces de monoxyde de carbone, d'azote, de sulfure d'hydrogène, d'acides gras volatils, de mercaptans et de vapeur d'eau sont présentes.

Le gaz de décharge peut être extrait et utilisé comme source d'énergie, avec des rendements typiques de 2 à 3 m^3 par tonne de déchets par an. La gestion opérationnelle et environnementale d'un site de décharge, y compris l'extraction de gaz, est un processus à long terme, car la fermeture et la stabilisation du site peuvent prendre 20 à 30 ans. Une capture et une utilisation appropriées du gaz de décharge fournissent non seulement une source d'énergie renouvelable, mais réduisent aussi les émissions de gaz à effet de serre et les problèmes d'odeurs liés à l'élimination des déchets.

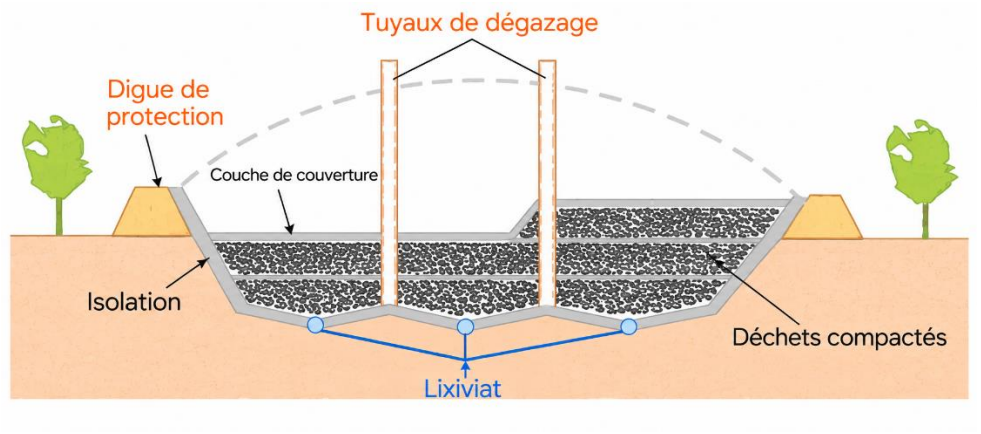


Figure 13. Mise en décharge des déchets solides municipaux, production de gaz de décharge [2]

Le tableau (Figure 14) résume les rendements typiques en biogaz obtenus à partir de différents types de substrats organiques, illustrant le potentiel énergétique relatif des résidus agricoles, des boues d'épuration et d'autres matériaux biodégradables.

Matière organique	Rendement en biogaz (m^3/t)	Matière organique	Rendement en biogaz (m^3/t)
Lisier de porc	340–550	Herbe	280–550
Fumier de bovin	90–310	Roseau	170
Fumier de volaille	310–620	Trèfle	430–490
Fumier de cheval	200–300	Déchets de pomme de terre	280–490
Fumier de mouton	90–310	Feuilles de betterave sucrière	400–500
Fumier de étable	175–280	Feuilles de tournesol	300
Paille de blé	200–300	Résidus agricoles	310–430
Tiges de maïs	380–460	Graines végétales	620
Paille de colza	200	Feuilles	210–290
Paille de riz	170–280	Algues	420–500
Lin	360	Boues d'épuration	310–740
Chanvre	360	Déchets de décharge	40–300

Figure 14. Rendement du biogaz à partir de divers matériaux organiques [2]

Le tableau (Figure 15) présente un aperçu comparatif des principales propriétés et compositions du biogaz, du gaz de décharge et du gaz naturel, en mettant en évidence les différences de teneur en méthane, de densité énergétique et d'adaptation à la production de chaleur et d'électricité.

Composant	Biogaz	Gaz de décharge (décharge de déchets)	Gaz naturel
Méthane (%)	50 – 70	45 – 55	94 – 98
Dioxyde de carbone (%)	17 – 42	30 – 35	0,0 – 3
Azote (%)	0 – 1	15 – 25	0,3 – 4
Densité (kg/m³)	1,1 – 1,15	1,15 – 1,20	0,8 – 0,9
Valeur calorifique (kJ/m³)	18 000 – 25 000	15 000 – 17 000	32 000 – 40 000

Figure 15. Comparaison du biogaz, du gaz de décharge et du gaz naturel [2]

1.2.6 Production combinée de chaleur et d'électricité avec un moteur alimenté au biogaz

Le biogaz peut être utilisé efficacement dans les systèmes de chauffage et d'électricité combinée décentralisés utilisant des moteurs à gaz. Ces moteurs sont disponibles dans une large gamme de capacités, allant de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts, ce qui les rend adaptés aux petites installations communautaires ainsi qu'aux grandes applications industrielles.

De nombreux moteurs à biogaz sont conteneurs, permettant une installation facile sur site et une intégration dans les infrastructures existantes. Ces unités comprennent généralement le moteur à gaz, le générateur électrique et les équipements de connexion nécessaires, ainsi que des échangeurs de chaleur pour capter l'énergie thermique produite pendant le fonctionnement. En produisant simultanément de l'électricité et de la chaleur utilisable, les cogénérations alimentées au biogaz maximisent la valeur énergétique des déchets organiques tout en soutenant l'indépendance énergétique locale et le développement durable.

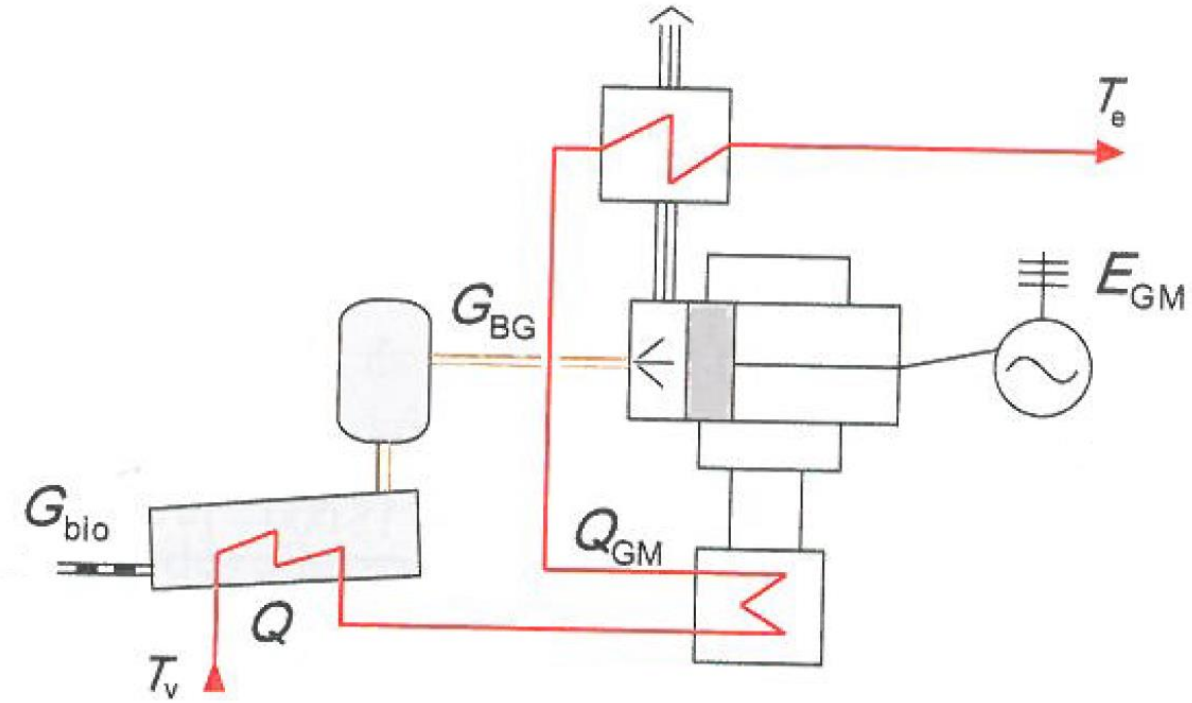


Figure 16. Production combinée de chaleur et d'électricité avec un moteur alimenté au biogaz [2]

1.2.7 Comparaison entre la combustion et la gazéification de la biomasse pour la production d'énergie

Lorsqu'on compare la combustion et la gazéification de la biomasse pour la production d'énergie, le choix dépend en grande partie de la demande de chaleur et de la distribution d'énergie souhaitée. La combustion est plus adaptée aux applications nécessitant une forte production de chaleur, car elle atteint une efficacité globale d'environ 80 %, fournissant environ 12 GJ de chaleur à partir d'une tonne de biomasse. Cependant, son rapport électricité/chaleur (E/Q) est relativement faible, à 0,25, ce qui signifie qu'elle privilégie l'énergie thermique à la production d'électricité.

En revanche, la gazéification est recommandée pour des besoins thermiques plus faibles ou lorsqu'une part plus importante de l'électricité est nécessaire. Bien que la production totale de chaleur soit plus faible (environ 6,8 GJ), la gazéification offre un meilleur rapport électricité/chaleur de 0,79, ce qui la rend plus efficace pour les systèmes de cogénération. De plus, la gazéification produit du biogaz (environ 400 m³ par tonne de biomasse) et peut utiliser des sous-produits tels que le fumier, ce qui en renforce la polyvalence.

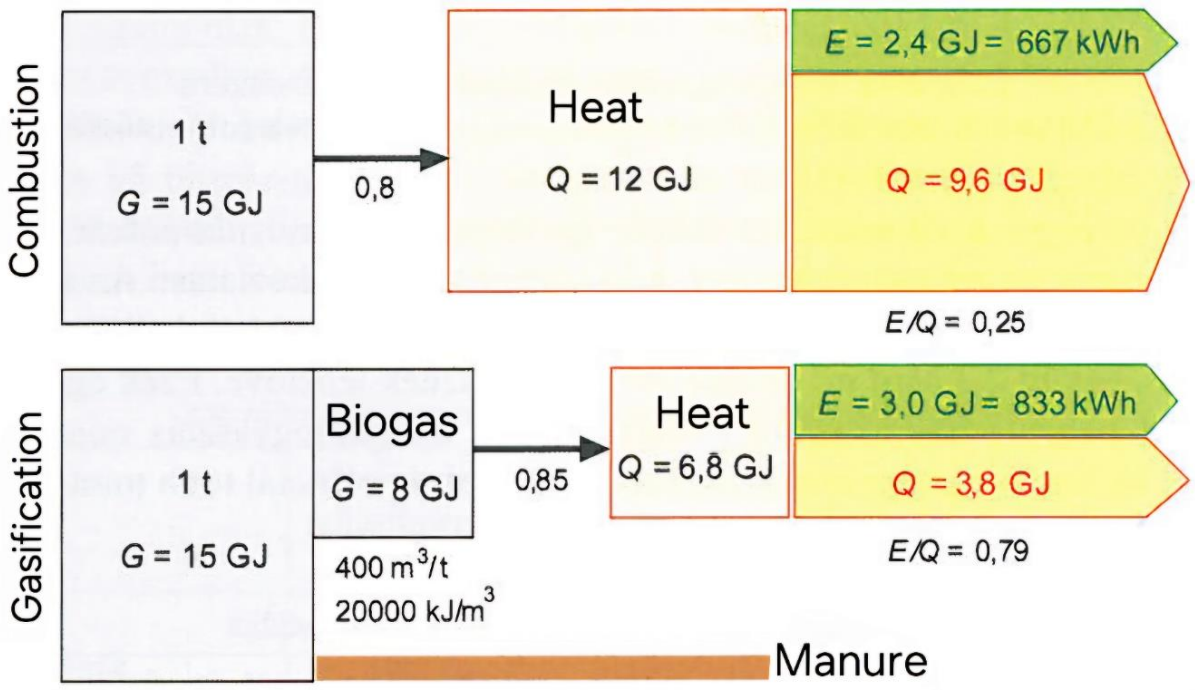


Figure 17. Comparaison de la combustion de biomasse et de la gazéification pour la production d'énergie [2]

1.3 CHAUFFAGE SOLAIRE URBAIN

1.3.1 Collecteur à plaques

Les collecteurs à plaques sont l'une des technologies les plus couramment utilisées dans les systèmes solaires thermiques pour le chauffage urbain. Ils se composent d'une boîte isolée avec un couvercle transparent et d'une plaque absorbante qui capte le rayonnement solaire et transfère la chaleur à un fluide de travail. Ces collecteurs sont généralement installés dans de grandes installations pour atteindre la puissance thermique requise pour les réseaux de chauffage urbain.

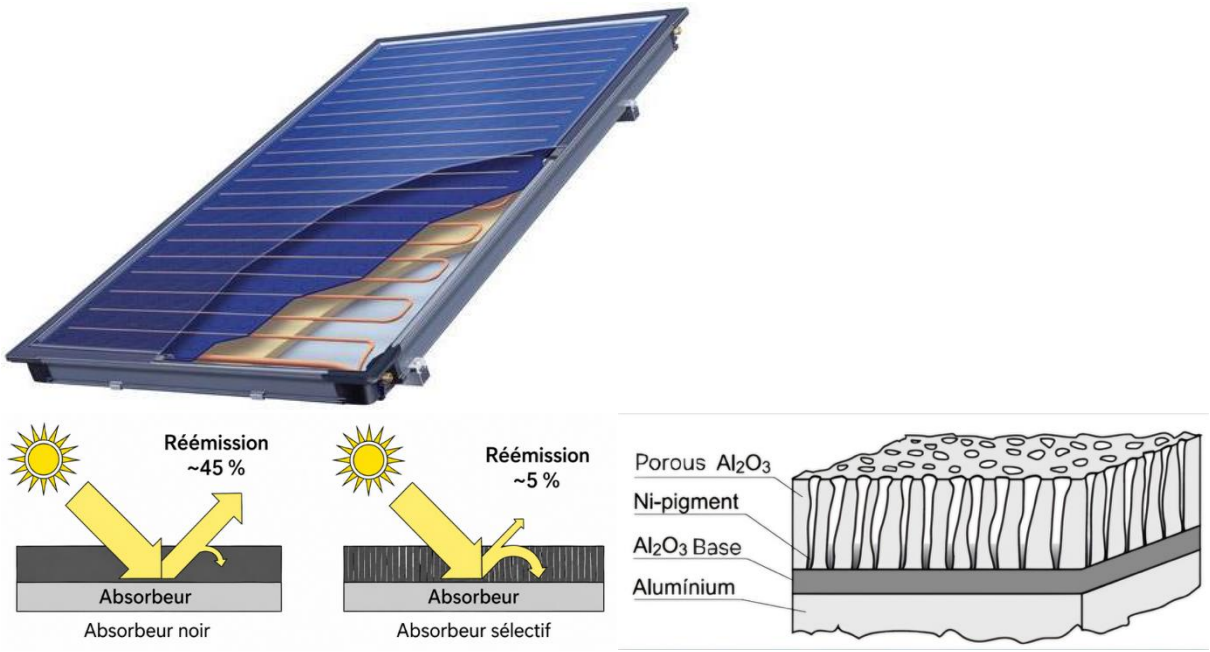


Figure 18. Collecteur et absorbeur à plaques[6]

1.3.1.1 Configurations de connexion : série vs. parallèle

Lorsque plusieurs collecteurs sont combinés, ils peuvent être connectés en parallèle ou en série, chaque configuration ayant des caractéristiques hydrauliques et thermiques distinctes :

Connexion parallèle

Dans une configuration parallèle, le flux de fluide est réparti entre les collecteurs. Cela entraîne : une chute de pression plus faible à travers le système, ce qui réduit les besoins énergétiques de pompage. Un débit par collecteur plus faible, ce qui peut légèrement affecter l'efficacité du transfert de chaleur. La connexion parallèle est souvent préférée lorsque la minimisation des pertes de pression est critique.

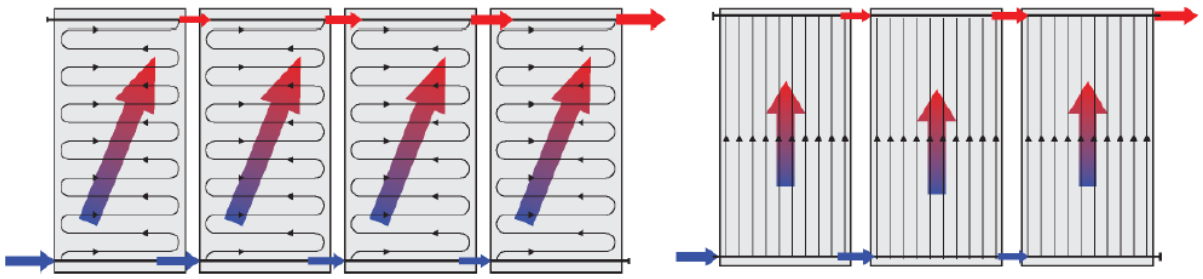


Figure 19. Connexion parallèle des collecteurs solaires [6]

Connexion de la série

Dans une configuration en série, le fluide passe par chaque collecteur de manière séquentielle. Cela conduit à : Une chute de pression plus élevée, nécessitant plus de puissance de pompage. Un débit plus élevé dans l'ensemble du circuit, ce qui peut améliorer le transfert de chaleur mais augmente la résistance hydraulique. La connexion en série est généralement utilisée lorsque des températures de sortie plus élevées sont souhaitées.

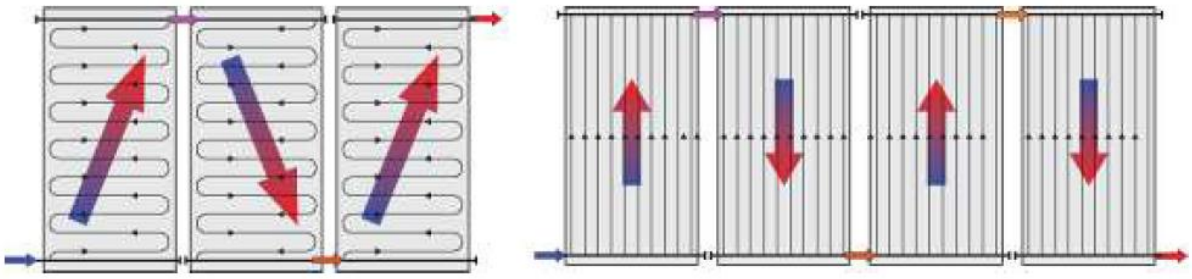


Figure 20. Connexion en série des collecteurs solaires [6]

Une régulation correcte est essentielle pour maintenir des performances optimales. Les vannes d'équilibrage de débit et les régulateurs de pression différentielle sont couramment utilisés pour assurer une répartition uniforme et éviter la surchauffe dans chaque collecteur.
Les collecteurs ne sont pas toujours équivalents en termes de performance. Des variations d'orientation, d'ombrage et de tolérances de fabrication peuvent entraîner des différences de puissance thermique. Par conséquent, la conception du système doit prendre en compte ces facteurs afin d'obtenir une efficacité uniforme.

1.3.2 Tube à vide « Sydney tube »

Les tubes de Sydney sont un type de collecteur à tubes à vide largement utilisé dans les applications solaires thermiques. Ils sont dotés d'un tube en verre double paroi de type thermos, où l'espace entre les parois est évacué pour minimiser les pertes de chaleur par conduction et convection. Cette conception assure une grande efficacité thermique même dans les climats plus froids.
La surface absorbante est collée à la face intérieure de la paroi vitrée intérieure, permettant une exposition directe au rayonnement solaire. Une feuille conductrice de chaleur est nécessaire pour transférer efficacement la chaleur absorbée au fluide de travail.

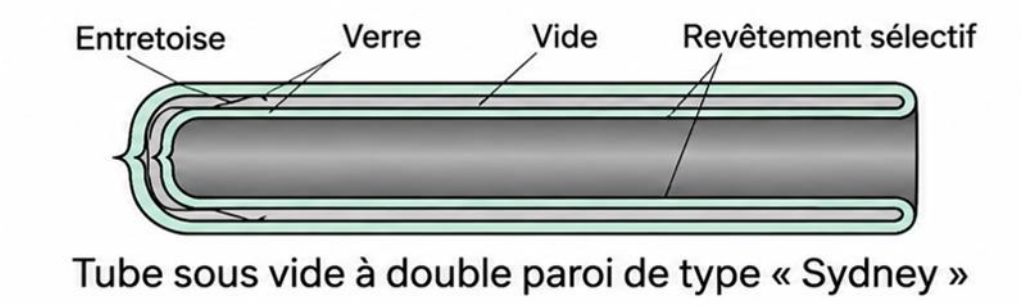


Figure 21 Structure d'un tube à vide de type Sydney à double paroi [6]

Un miroir à concentrateur parabolique composé (CPC) peut être installé derrière les tubes pour maximiser l'utilisation du rayonnement solaire en réfléchissant la lumière solaire supplémentaire sur l'absorbeur.
Les collecteurs à tubes à vide sont particulièrement avantageux dans les systèmes nécessitant des températures de fonctionnement plus élevées ou où les conditions ambiantes entraînent des pertes de chaleur significatives dans les collecteurs plans.



Figure 22 Collecteur à tubes à vide de type Sydney à double paroi [7]

1.3.3 Tube à vide à tuyau de chaleur

Les tubes à vide à tuyaux de chaleur représentent une conception avancée pour les systèmes solaires thermiques, combinant une haute efficacité avec un transfert de chaleur fiable. Chaque tube contient un absorbeur à plaque à l'intérieur de l'enveloppe de vide, qui capte le rayonnement solaire et transfère la chaleur à un tuyau thermique scellé.

Caractéristiques clés :

- Des absorbeurs à plaques sont installés à l'intérieur des tubes à vide pour maximiser l'absorption de l'énergie solaire.
- L'absorbeur a un angle d'inclinaison légèrement ajustable, permettant d'optimiser l'incidence solaire à l'intérieur du tube.
- La conception du tuyau thermique nécessite une installation en angle afin d'assurer un changement de phase et un transport de chaleur appropriés de l'évaporateur à la section condenseur.
- Une attention particulière doit être accordée à la dilatation thermique aux jonctions verre-métal afin d'éviter les contraintes mécaniques et de maintenir l'intégrité du vide.

Les collecteurs de conduits thermiques sont idéaux pour les applications nécessitant des températures de sortie élevées et un transfert de chaleur efficace sur de longues distances, comme les systèmes solaires de chauffage urbain à grande échelle.

1.3.4 Le défi de la production de chaleur solaire à grande échelle : les pics de performance de stockage

L'un des défis les plus critiques dans la production de chaleur solaire à grande échelle est la gestion des pics de performance. Les systèmes solaires thermiques dépendent intrinsèquement des conditions météorologiques, ce qui signifie que des périodes de rayonnement solaire élevé peuvent entraîner des surplus de chaleur importants. Si cet excès d'énergie n'est pas correctement géré, cela peut entraîner des problèmes opérationnels tels que la surchauffe, une pression accrue dans le réseau et une réduction de l'efficacité du système.

La solution la plus courante est le stockage d'énergie thermique, qui permet de stocker la chaleur excédentaire pendant les pics de production et de la libérer lorsque la demande est plus élevée ou que l'apport solaire est faible. Les systèmes de stockage à grande échelle, tels que les réservoirs d'eau chaude stratifiés ou le stockage thermique en fosse (PTES), sont essentiels pour équilibrer l'offre et la demande dans

les réseaux de chauffage urbain. Cependant, ces systèmes nécessitent un investissement important, de l'espace et une intégration soignée dans la conception hydraulique globale.
En plus du stockage, les stratégies de contrôle intelligentes et les algorithmes prédictifs jouent un rôle clé dans l'optimisation des performances du système. En prévoyant la disponibilité solaire et la demande de chaleur, les opérateurs peuvent ajuster les débits, la charge de stockage et les sources de chaleur auxiliaires pour maintenir stabilité et efficacité.
La gestion des pics de performance n'est donc pas seulement un défi technique, mais aussi économique et opérationnel. Des solutions efficaces garantissent que le chauffage solaire de district reste fiable, rentable et durable.

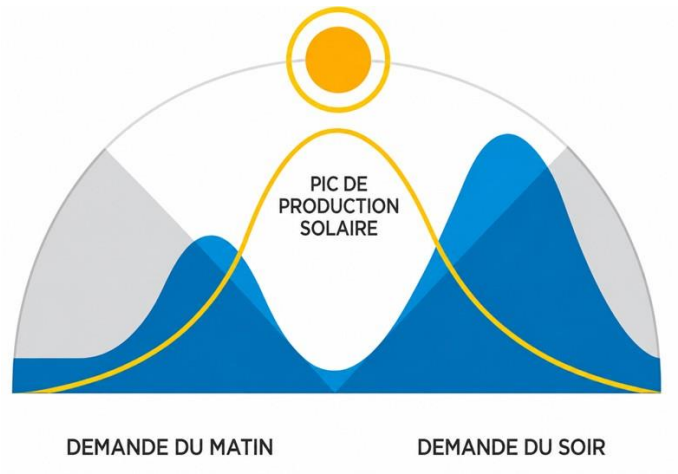


Figure 23. Différences entre consommation et production au fil du temps [8]

1.4 Chauffage urbain géothermique

L'énergie géothermique offre une source de chaleur fiable et durable pour les systèmes de chauffage urbain. Son application dépend principalement de la température de l'eau thermale, qui détermine la technologie et la méthode d'intégration :
Eau thermique haute température (>80 °C) : Cette catégorie permet un apport direct de chaleur aux réseaux de chauffage urbain sans augmentation supplémentaire de température. C'est l'option la plus efficace, car l'eau peut être circulée directement aux consommateurs après échange de chaleur.
Eau thermique à température moyenne (40–80 °C) : À ces températures, une utilisation partiellement directe est possible, mais souvent des pompes à chaleur sont nécessaires pour augmenter la température afin de respecter les normes du réseau. Cette approche combine l'énergie géothermique avec des technologies auxiliaires pour des performances optimales.
Eau thermale basse température (<30 °C) : L'utilisation directe n'est pas envisageable à ce niveau. Au contraire, les systèmes de pompes à chaleur sont essentiels pour améliorer la chaleur à une température utilisable. Bien que cela nécessite de l'électricité supplémentaire, le système global reste très durable grâce à la nature renouvelable de la source.
La flexibilité de l'utilisation de l'énergie géothermique en fait une pierre angulaire des stratégies énergétiques urbaines, permettant aux villes de réduire la dépendance aux combustibles fossiles et les émissions de gaz à effet de serre.

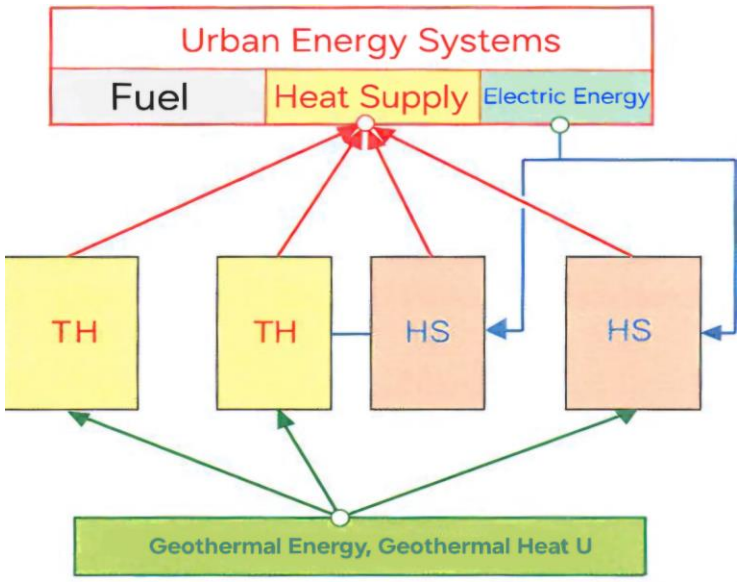


Figure 24 Utilisation de l'énergie géothermique dans les systèmes énergétiques urbains [2]

1.4.1 Méthodes d'intégration dans le chauffage urbain géothermique

Les systèmes d'énergie géothermique peuvent être conçus pour une utilisation polyvalente, garantissant que l'eau thermique soit utilisée de la manière la plus efficace possible. L'une des stratégies les plus efficaces est l'utilisation en cascade, où la même eau sert à plusieurs applications successives. Par exemple, l'eau à haute température peut d'abord fournir le chauffage urbain, puis être utilisée pour des procédés industriels ou des installations de bien-être avant la réinjection. Cette approche maximise la récupération d'énergie et la viabilité économique.

Ce schéma illustre comment l'eau géothermique peut être utilisée dans un système en cascade, où la même eau remplit plusieurs usages en séquence. L'eau à haute température fournit d'abord des applications nécessitant des niveaux de chaleur plus élevés, comme le chauffage urbain, puis passe à des usages à température plus basse comme les services balnéologiques (spa) ou le chauffage horticole/en serre.

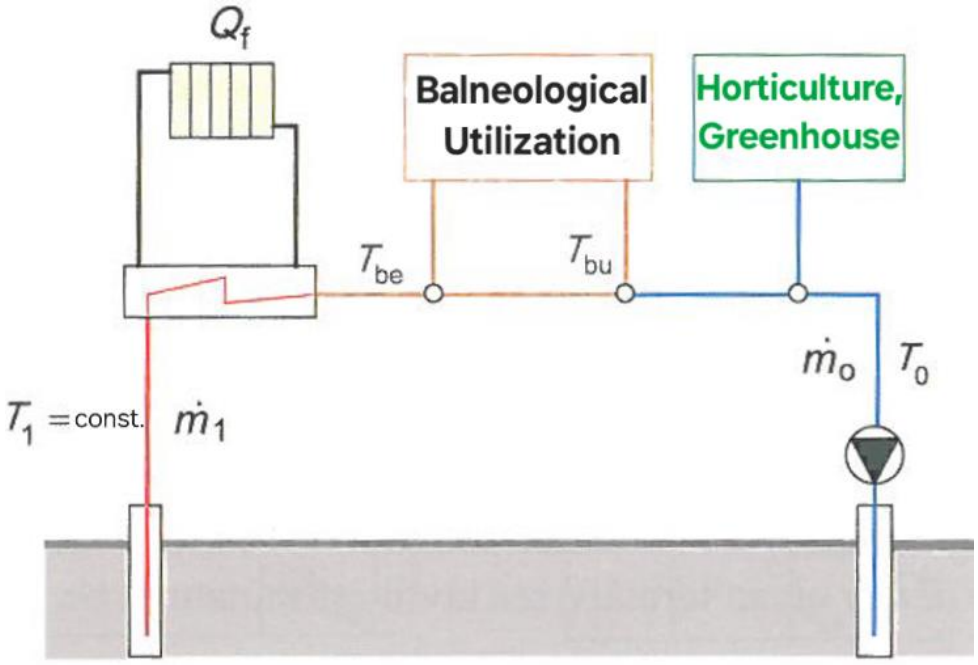


Figure 25. Utilisation multifonctions en cascade de l'eau thermale [2]

Les systèmes de chauffage urbain géothermique utilisent de l'eau thermique extraite de réservoirs souterrains profonds pour fournir de la chaleur aux consommateurs urbains. Le processus commence par des puits de production fournissant de l'eau à haute température, qui est ensuite distribuée dans un réseau conçu pour servir plusieurs applications de chauffage. Pour garantir stabilité et efficacité, le système intègre une unité de stockage de chaleur qui sert de tampon entre la production et la consommation. Ce stockage équilibre les fluctuations de la demande et maintient une température d'approvisionnement constante.

Depuis le stockage, la chaleur est transférée à divers circuits de consommation. Les systèmes de radiateurs conventionnels reçoivent l'eau à des températures plus élevées, adaptées au chauffage des espaces dans les bâtiments résidentiels et commerciaux. Pour les applications nécessitant des températures plus basses, comme le chauffage mural et au sol, le système ajuste l'alimentation afin d'optimiser le confort et l'efficacité énergétique. Ces configurations permettent à l'énergie géothermique de s'intégrer parfaitement aux infrastructures de chauffage existantes.

Le schéma met également en évidence des paramètres opérationnels clés. La température d'alimentation (T1) représente « la chaleur » délivrée par la source géothermique, tandis que la température de retour (T0) indique la température de l'eau après la délivrance de chaleur. La température de sortie (T0) reflète le point où l'eau sort du circuit de consommation. Les débits de chaleur quantifient l'énergie fournie aux différents groupes de consommateurs, et le débit de masse assure une circulation adéquate dans tout le système.

En combinant stockage de chaleur, contrôle de la température et distribution efficace, le chauffage urbain à l'eau thermique offre une solution durable aux besoins énergétiques urbains. Il réduit la dépendance aux combustibles fossiles, diminue les émissions de gaz à effet de serre et soutient la transition vers les énergies renouvelables dans les zones densément peuplées.

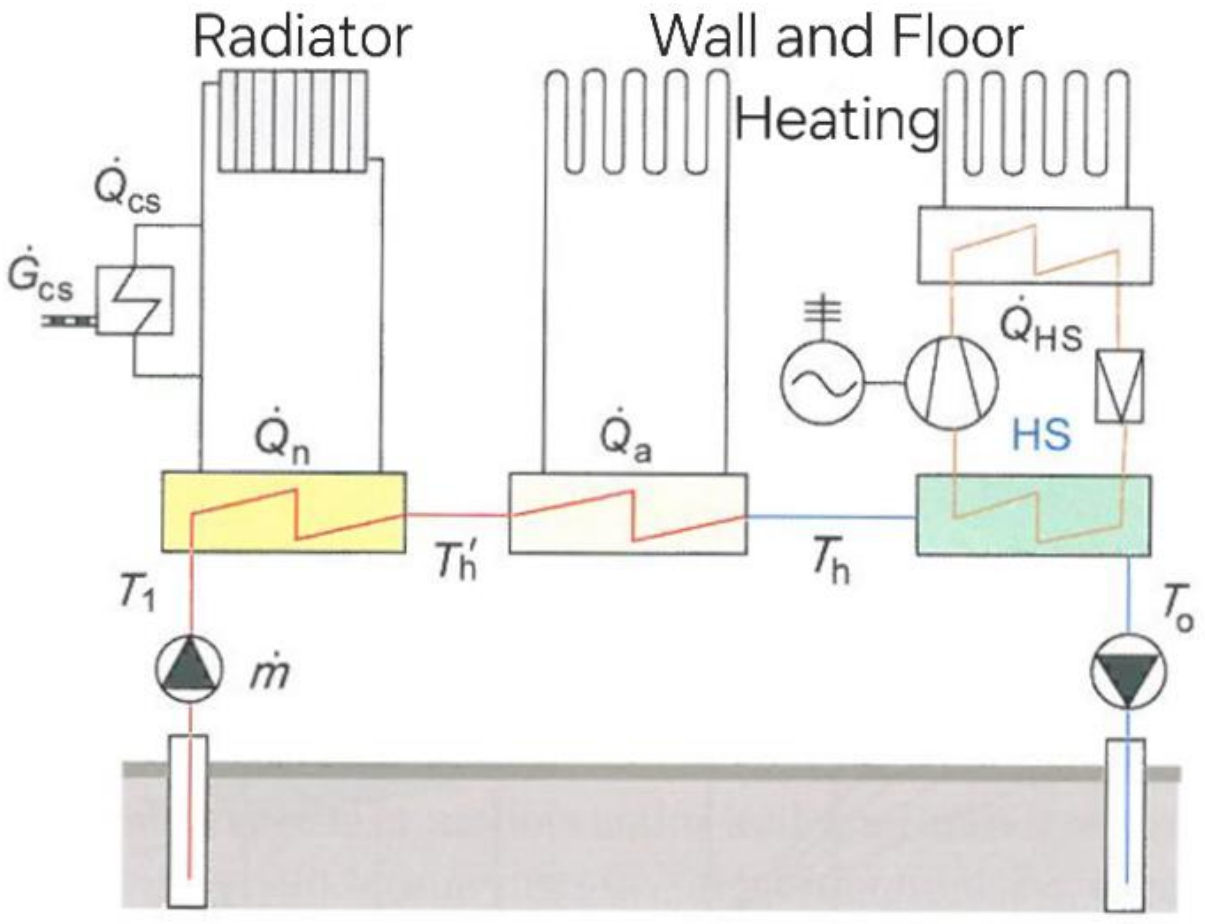


Figure 26. Chauffage urbain des eaux thermales [2]

Le système Geinberg en Autriche illustre ce principe. L'eau thermale est d'abord utilisée pour le chauffage des pièces, puis pour l'eau chaude domestique, et enfin pour les services de spa et de bien-être. En abaissant progressivement les exigences de température à chaque étape, le système atteint une efficacité optimale en ressources.

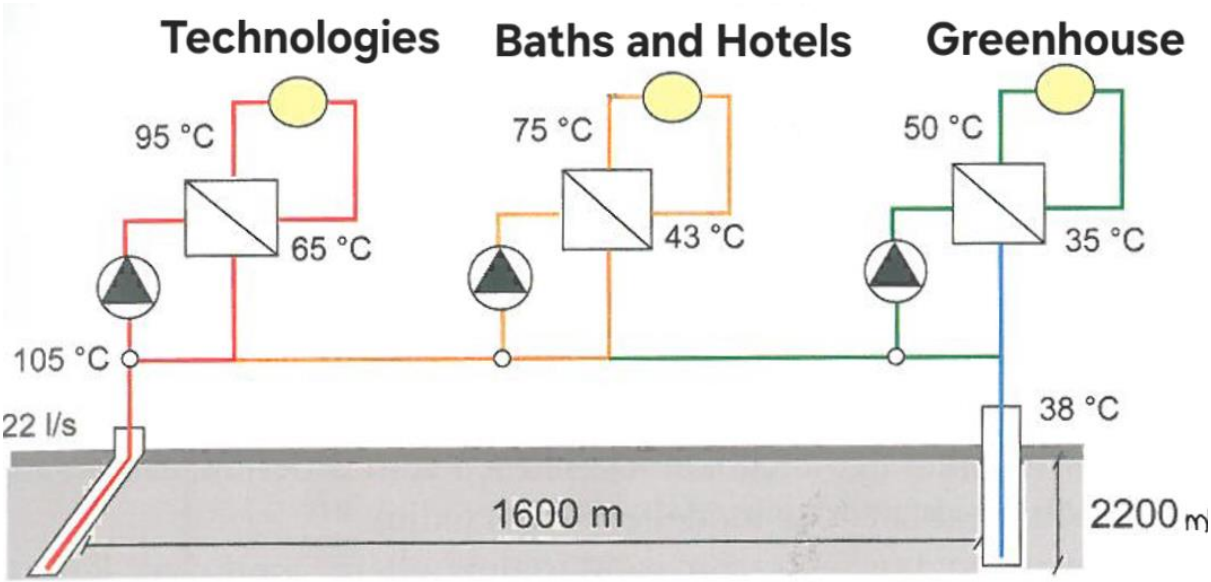


Figure 27. Connexion en cascade de l'utilisation de l'eau thermale à Geinberg [2]

1.4.2 Méthodes de connexion avec le consommateur

Les consommateurs peuvent être connectés aux réseaux de chauffage urbain géothermique de trois manières :

- Connexion directe : L'eau géothermique s'écoule directement vers le système de chauffage du consommateur. C'est simple mais ne convient que lorsque la qualité de l'eau est élevée et la teneur en minéraux faible.
- Connexion indirecte : Les échangeurs de chaleur séparent l'eau géothermique du circuit de chauffage du bâtiment, évitant la corrosion et le détartrage. C'est la méthode la plus courante.
- Systèmes mixtes : combinent des connexions directes et indirectes, souvent utilisées dans de grands réseaux aux besoins consommateurs variés.

Ces configurations permettent une flexibilité dans la conception des systèmes, garantissant la sécurité, la fiabilité et une distribution efficace de la chaleur.

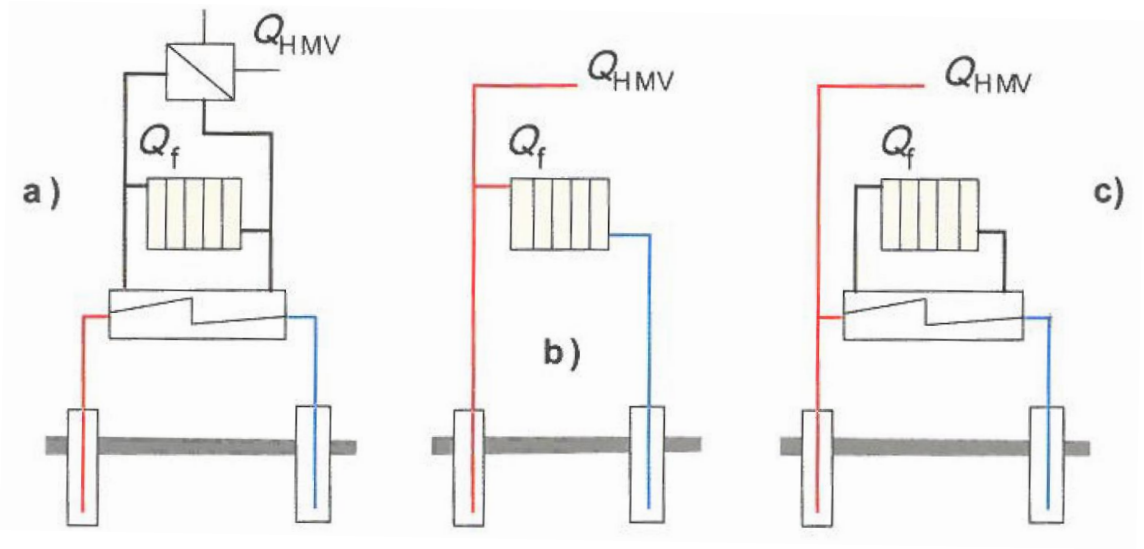


Figure 28. Connecter les consommateurs indirectement (a), directement (b), et de manière mixte (c) au chauffage urbain géothermique [2]

1.4.3 Les possibilités d'utilisation de l'eau dépendent de la qualité et du rendement de l'eau

L'utilisation de l'eau géothermique dépend en grande partie de sa qualité, de sa température et de son rendement, qui déterminent les applications les plus adaptées. L'eau à forte teneur en minéraux peut servir à des usages au-delà du chauffage, tels que des usages médicinaux et de bien-être, à condition que ses propriétés thérapeutiques soient scientifiquement vérifiées. Ces applications reposent sur les bienfaits prouvés des sels minéraux dissous et des gaz, faisant de l'eau géothermique une ressource importante pour le tourisme de santé et les installations thermales.

Lorsque l'eau géothermique présente une enthalpie élevée — c'est-à-dire une température et une teneur énergétique élevées — elle peut être utilisée pour la production d'électricité. Ce processus implique généralement des puits de production qui amènent de l'eau chaude ou de la vapeur à la surface, où elle entraîne les turbines dans les centrales géothermiques. De tels systèmes sont courants dans les régions tectoniquement actives avec de nombreux réservoirs géothermiques.

Pour les eaux géothermiques à faible enthalpie, où les températures sont modérées, l'application la plus pratique est le chauffage urbain. Ces systèmes utilisent l'énergie thermique directement ou en combinaison avec des pompes à chaleur pour alimenter le chauffage des espaces et l'eau chaude domestique. Même l'eau à températures relativement basses peut être améliorée grâce à la technologie de pompe à chaleur, ce qui la rend adaptée aux réseaux de chauffage urbain.

En associant les caractéristiques de l'eau aux technologies appropriées, l'énergie géothermique peut être exploitée efficacement à de multiples fins — de la production d'électricité au chauffage et au bien-être — maximisant ainsi ses bénéfices économiques et environnementaux.

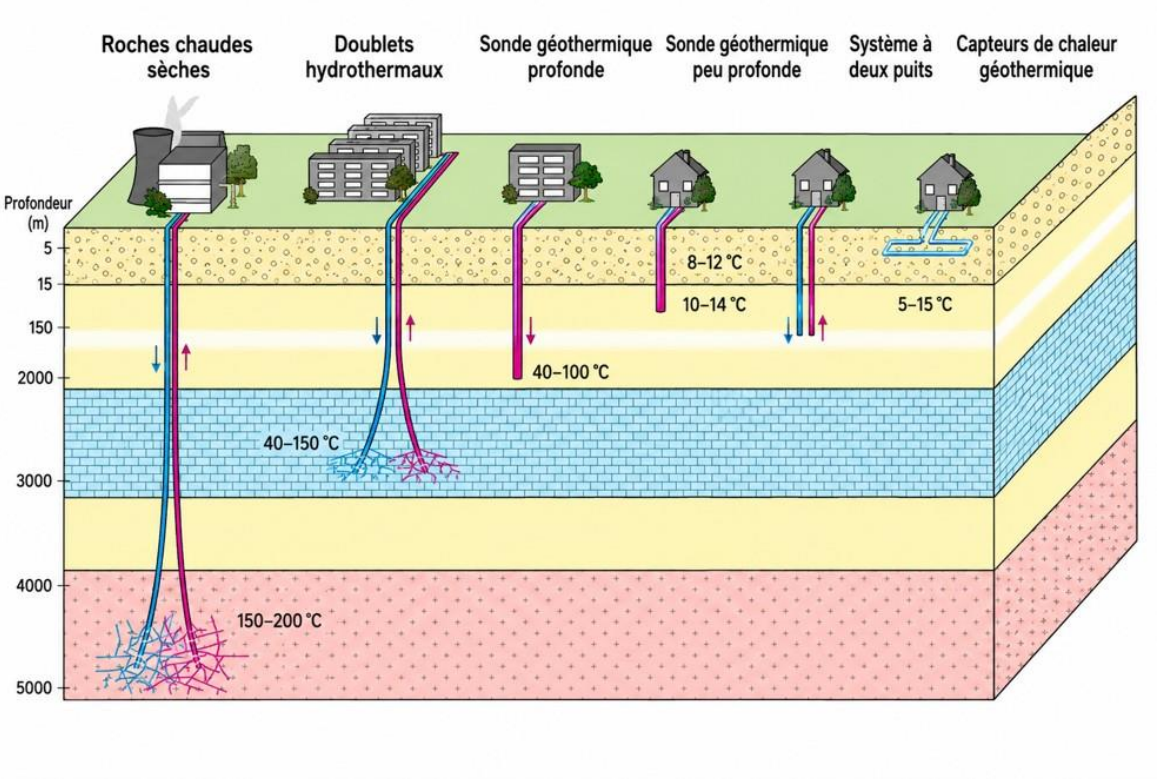


Figure 29. Différentes méthodes d'utilisation de l'énergie géothermique selon la profondeur de forage et la température [9]

1.4.4 Mise en place d'un système de chauffage urbain géothermique

Avec la biomasse, l'énergie géothermique est l'une des sources renouvelables les plus accessibles pour le chauffage urbain. Sa capacité à fournir un approvisionnement en chaleur stable et continue en fait un environnement très attractif pour les systèmes énergétiques urbains. Cependant, la mise en place d'un tel système comporte des défis importants et nécessite une planification minutieuse.

Le frein le plus critique est le coût élevé de l'investissement, principalement dû au forage de puits profonds et à la construction des infrastructures nécessaires. Au-delà des considérations financières, il existe un risque d'échec partiel ou total du projet, souvent dû à des incertitudes géologiques. Une estimation précise du rendement et de la température de l'eau est essentielle ; si ces paramètres sont mal calculés, le système peut ne pas offrir les performances attendues.

Les projets géothermiques sont généralement situés dans des zones à activité tectonique, où le gradient géothermique est favorable. Bien que cela augmente le potentiel de ressources à haute température, cela introduit également des risques tels que des séismes et, dans certaines régions, une activité volcanique. Ces facteurs exigent une évaluation rigoureuse du site et un suivi continu pour garantir la sécurité et la fiabilité.

Malgré ces défis, une mise en œuvre réussie offre des avantages à long terme : réduction des émissions de gaz à effet de serre, des prix de l'énergie stables et une source de chaleur renouvelable qui soutient un développement urbain durable.

1.4.5 Défis lors de la mise en œuvre d'un système géothermique

La mise en place d'un système de chauffage urbain géothermique comporte non seulement des défis techniques et financiers, mais aussi des risques environnementaux et géologiques importants. Une préoccupation majeure est la composition chimique des eaux souterraines géothermiques, qui peuvent contenir des substances toxiques telles que l'arsenic. Si ces contaminants ne sont pas correctement gérés, peuvent migrer et polluer les ressources souterraines en eau potable, posant de graves risques pour la santé. Pour éviter cela, les pratiques de réinjection doivent être soigneusement conçues et surveillées afin de garantir que l'eau extraite retourne au réservoir sans affecter les nappes phréatiques environnantes.

Un autre problème critique est la sismicité induite, ou séismes provoqués par l'homme, qui peuvent se produire lorsque de grands volumes d'eau sont injectés dans des formations géologiques profondes. Parmi les exemples notables figurent Bâle (Suisse), où un projet géothermique a provoqué une activité sismique

mesurable, et Staufen (Allemagne), où la réinjection a entraîné un soulèvement du sol et des dommages structurels aux bâtiments. Ces cas soulignent l'importance d'évaluations géologiques approfondies et d'un suivi continu pendant le fonctionnement.
De plus, la présence de minéraux tels que l'anhydrite — un composé de sulfate de calcium sans eau — peut compliquer les processus de forage et de réinjection. Lorsque l'anhydrite entre en contact avec l'eau, elle peut se transformer en gypse, provoquant une expansion volumique et potentiellement une déformation du sol. Ce phénomène a contribué à l'incident de Staufen, où le sol a augmenté de plusieurs millimètres par an.
Relever ces défis nécessite une combinaison de solutions d'ingénierie avancées, de mesures environnementales strictes et de stratégies de gestion des risques. Bien que l'énergie géothermique offre des avantages substantiels pour un chauffage durable, sa mise en œuvre doit privilégier la sécurité et la protection de l'environnement afin d'assurer la viabilité à long terme.

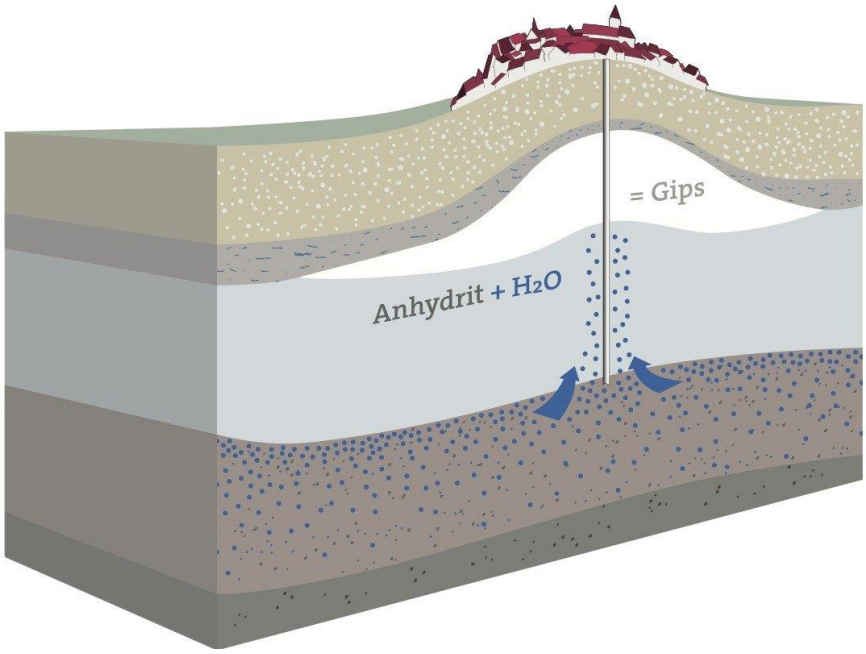


Figure 30. Difficultés causées par l'anhydrite dans les systèmes géothermiques [10]

1.4.6 Le gradient géothermique

Le gradient géothermique décrit comment la température terrestre augmente avec la profondeur sous la surface. Cette hausse de température est d'environ 30 °C par kilomètre dans la couche supérieure de la Terre, appelée lithosphère. Le gradient n'est pas uniforme ; il varie selon les conditions géologiques. Les zones à croûte solide plus fine ou à activité tectonique présentent des gradients plus élevés, ce qui les rend particulièrement adaptées à l'extraction d'énergie géothermique.
Pour le chauffage urbain, des températures de l'eau comprises entre 40 °C et 90 °C sont généralement suffisantes. Atteindre 90 °C, qui est considéré comme la limite inférieure pour la production d'électricité géothermique, nécessite généralement un forage à une profondeur moyenne de 3 kilomètres. Les puits géothermiques les plus profonds atteignent actuellement des profondeurs d'environ 5 kilomètres, atteignant des températures encore plus élevées pour la production d'électricité.
Comprendre le gradient géothermique est essentiel pour planifier des projets géothermiques. Il détermine la profondeur de forage, influence les coûts d'investissement et aide à identifier les régions ayant le plus grand potentiel pour la production de chaleur et d'électricité renouvelables.

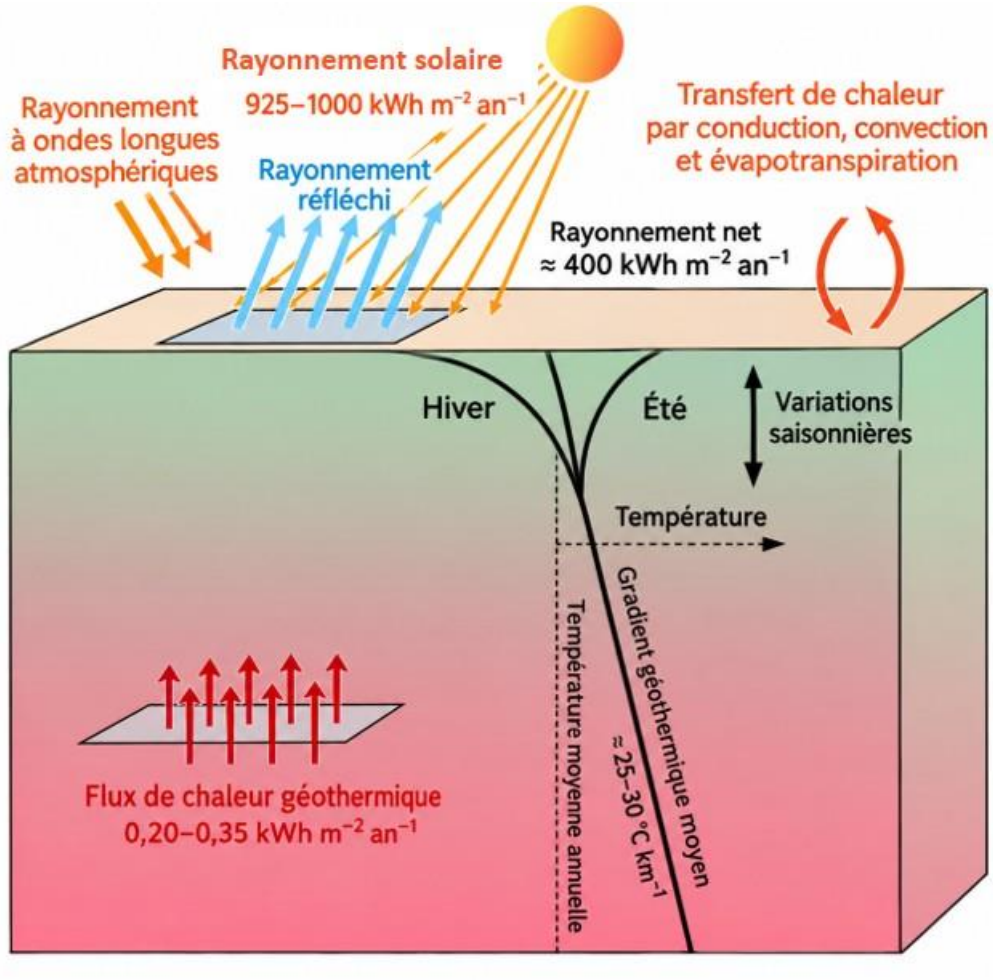


Figure 31. Schéma en blocs montrant le gradient géothermique et l'ampleur du flux de chaleur géothermique et de l'insolation avec des valeurs moyennes pour le Danemark ainsi que la zone saisonnière de fluctuation de température [11]

1.4.7 Carte GeoDH – Potentiel géothermique et chauffage urbain en Europe

La carte GeoDH est un outil interactif qui fournit des informations essentielles pour la planification et la mise en œuvre de systèmes de chauffage urbain géothermiques à travers l'Europe. Elle combine trois ensembles de données clés :

1.4.7.1 Estimation des sources de chaleur géothermique

La carte identifie les régions présentant un potentiel géothermique important, sur la base d'enquêtes géologiques et de gradients de température. Cela aide les promoteurs à localiser les zones où le forage peut fournir suffisamment de chaleur pour le chauffage urbain.

1.4.7.2 Systèmes de chauffage urbain géothermique existants

Les systèmes opérationnels sont marqués sur la carte, offrant des informations sur les projets réussis et les meilleures pratiques. Ces exemples servent de repères pour les nouveaux développements.

1.4.7.3 Carte de la demande de chaleur

En superposant le potentiel géothermique à la demande de chaleur urbaine, la carte met en lumière les zones où l'énergie géothermique peut être intégrée le plus efficacement dans les réseaux de chauffage urbain.

La carte GeoDH couvre 14 pays européens activement impliqués dans des projets de chauffage urbain géothermique :

Italie, Allemagne, France, Pays-Bas, Irlande, Royaume-Uni, Slovaquie, Slovénie, République tchèque, Roumanie, Bulgarie, Pologne, Danemark et Hongrie.

Cet outil soutient la prise de décision stratégique en alignant les ressources énergétiques renouvelables sur les besoins des consommateurs, promouvant ainsi des solutions de chauffage durables à travers l'Europe.



Figure 32 Carte de la demande thermique de l'Europe [12]

1.4.8 Potentiel géothermique en Hongrie

La Hongrie fait partie des pays européens disposant de ressources géothermiques importantes, ce qui en fait un acteur clé dans la production de chaleur renouvelable. Selon les données de l'Office central hongrois de la statistique (HCSO), en 2000, environ 1 100 puits d'eau thermale étaient en activité. Parmi ceux-ci,

- 286 puits avaient une température de sortie de 30 à 40 °C,
- 179 puits fournissaient entre 41 et 60 °C, et
- 121 puits délivraient entre 61 et 90 °C.

En supposant une différence de température finale de refroidissement de 15 K, la chaleur extraite annuelle était estimée à 30,4 PJ, équivalente à la valeur chauffante de 740 000 tonnes de pétrole brut.
En 2015, le nombre de puits avait augmenté à 1 622, et la quantité d'eau thermale extraite atteignait 24,608 millions de m³ par an, correspondant à 2 509 TJ d'énergie thermique. Les estimations actuelles pour 2023 suggèrent que la Hongrie compte entre 1 750 et 1 800 puits, ce qui reflète une croissance continue de l'utilisation géothermique.
Pour soutenir la planification et le développement, la Hongrie exploite le Système géothermique National (OGRE), une plateforme en ligne qui fournit des cartes détaillées et des données sur les ressources géothermiques, les puits existants et les sites potentiels pour de nouveaux projets (OGRE Map). Ce système est un outil essentiel pour intégrer l'énergie géothermique dans les réseaux de chauffage urbain et étendre l'approvisionnement en chaleur renouvelable à travers le pays.

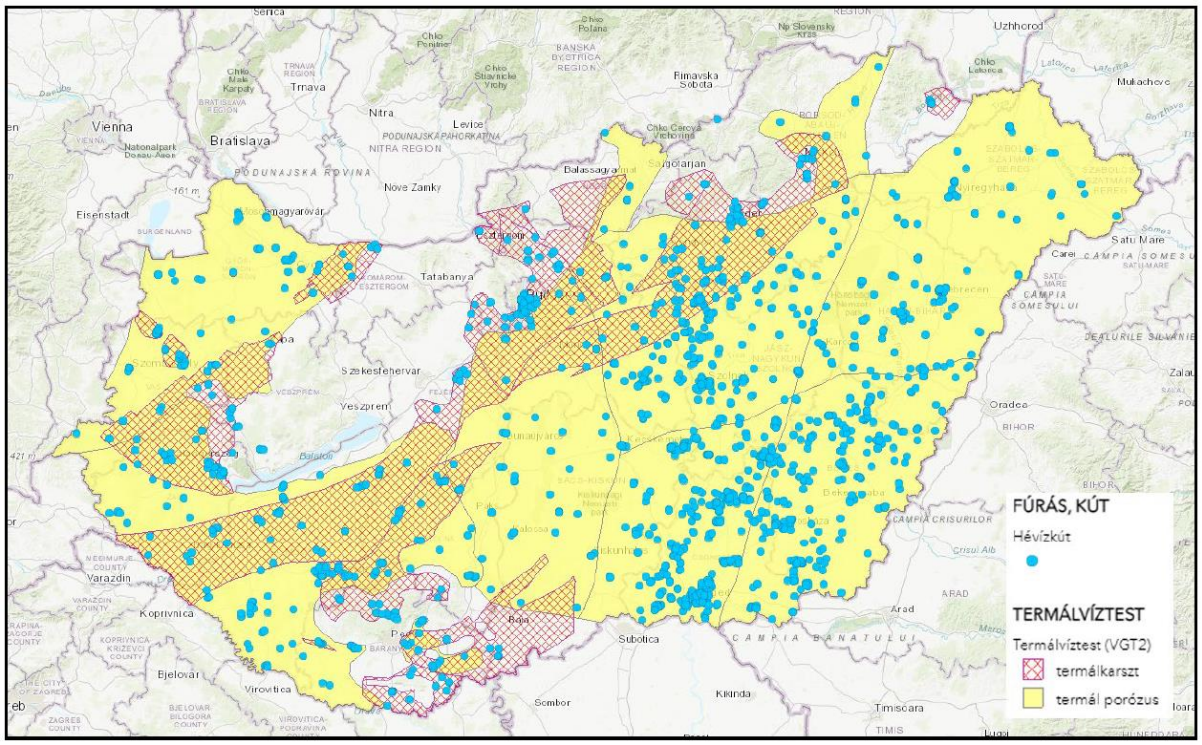


Figure 33. Masse d'eau souterraine thermale et puits actifs en Hongrie [13]

La carte suivante montre la répartition géographique des puits thermiques utilisés à des fins balnéologiques, agricoles et de chauffage urbain. Elle met en lumière le développement historique des réseaux de chauffage urbain géothermique dans les villes du sud de la Hongrie telles que Hódmezővásárhely, Szeged, Makó, Szentes et Kistelek, où de tels systèmes ont commencé à émerger à la fin des années 1960.

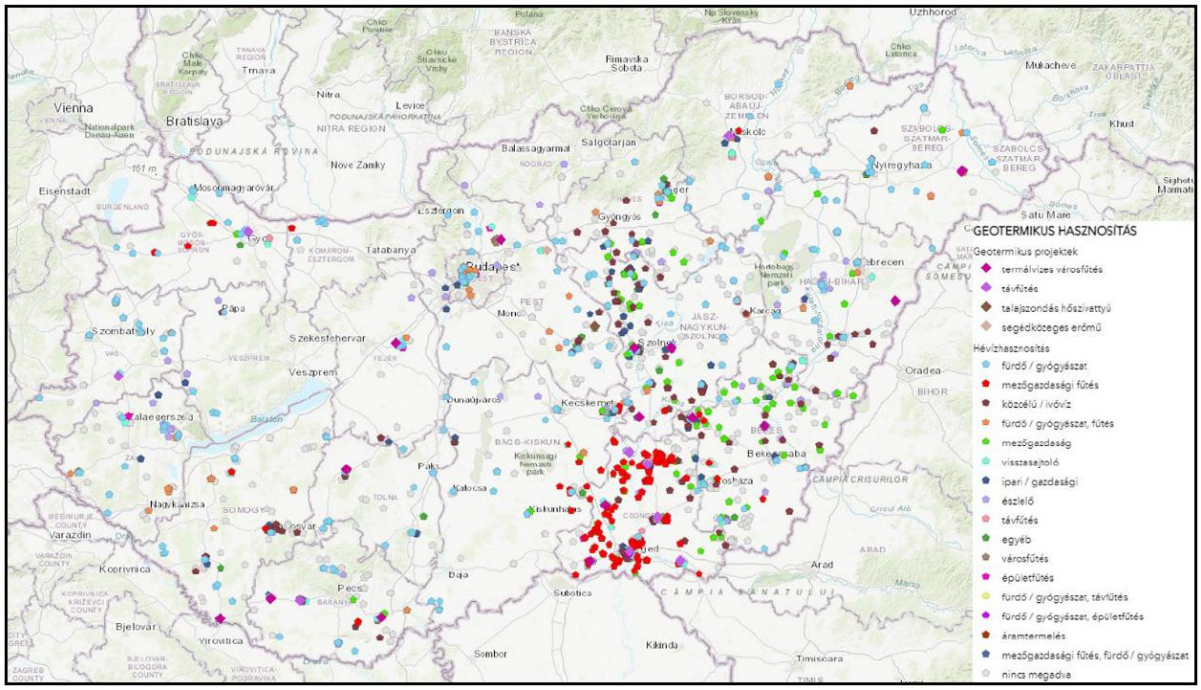


Figure 34. Types d'utilisation de l'eau thermale en Hongrie [13]

Le graphique suivant donne un aperçu de l'utilisation actuelle de l'énergie géothermique dans différents secteurs en Hongrie. La plus grande part est attribuée à la balnéothérapie, représentant 352MW t, suivie de l'agriculture et de l'industrie avec 325 MW t, et du chauffage des bâtiments avec 220 MWt. Les pompes à chaleur géothermiques représentent une plus petite part, contribuant à 42MW t.

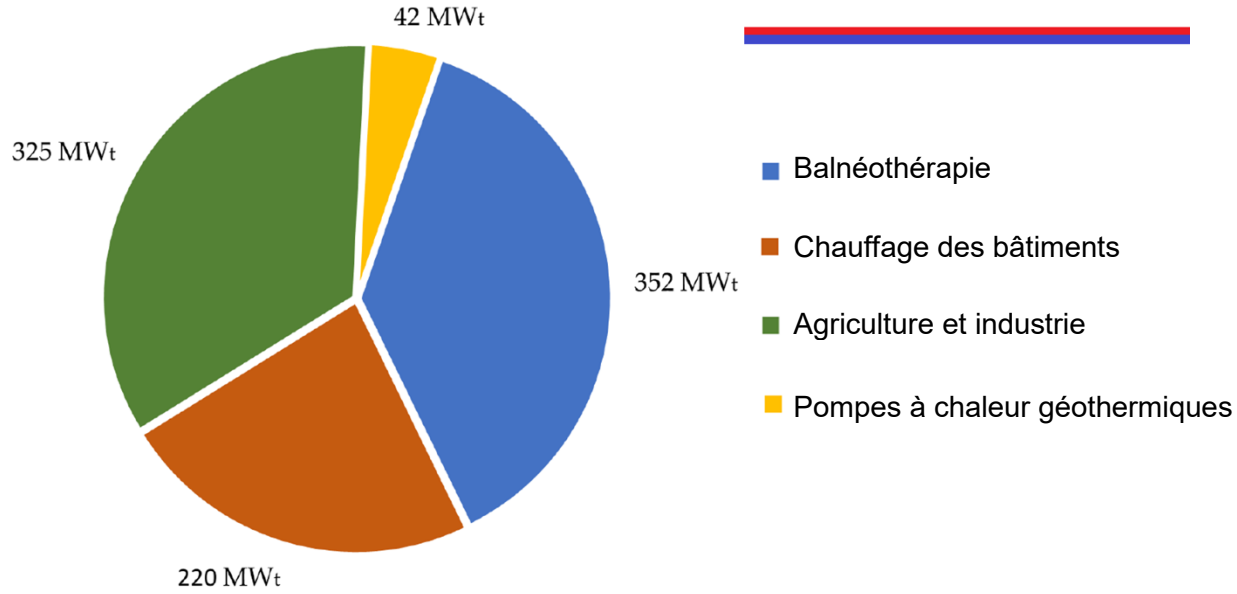


Figure 35. Énergie géothermique utilisée par différents secteurs en Hongrie [14]

1.5 Utilisation des sources d'énergie renouvelable dans le chauffage urbain : Accent sur l'énergie géothermique

L'énergie géothermique représente l'une des sources renouvelables les plus prometteuses pour les systèmes de chauffage urbain, en particulier dans les régions à potentiel géothermique important. L'énergie stockée dans la croûte externe terrestre, jusqu'à une profondeur d'environ 10 kilomètres, est immense — estimée suffisante pour répondre à la demande énergétique mondiale pendant jusqu'à six millions d'années, selon les niveaux actuels de consommation.

Cependant, malgré son abondance théorique, l'utilisation pratique de l'énergie géothermique est soumise à plusieurs limites. L'un des principaux défis est la baisse de l'intensité thermique au fil du temps. À mesure que les réservoirs géothermiques sont exploités, la température et la pression de la source peuvent diminuer, réduisant potentiellement l'efficacité et la viabilité économique des opérations à long terme.

Une autre considération est le déplacement ou le déplacement des sources géothermiques. L'activité géologique et les changements dans les conditions du sous-sol peuvent modifier l'accessibilité ou la productivité d'un champ géothermique. Cela soulève des questions importantes concernant la faisabilité économique du déplacement des infrastructures ou du développement de nouveaux puits en réponse à de tels changements.

En Europe centrale, plusieurs pays ont déjà intégré l'énergie géothermique dans leurs réseaux de chauffage urbain. Le schéma suivant illustre le nombre de systèmes de chauffage urbain situés à proximité de champs géothermiques importants.

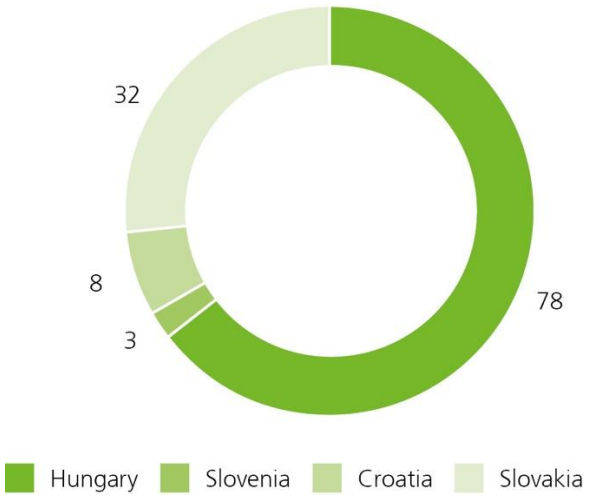


Figure 36. Nombre de systèmes de chauffage urbain près de champs géothermiques importants [15]

1.5.1 Aspects pratiques de l'utilisation des eaux thermales souterraines dans les systèmes de chauffage urbain

Dans les systèmes de chauffage urbain géothermiques, la chaleur est extraite des couches souterraines profondes et transportée à la surface via des fluides géothermiques. Ces fluides sont généralement composés de : eau, sels dissous, gaz, solides en suspension.
En raison de cette composition complexe, une évaluation et des tests minutieux sont nécessaires avant qu'un puits géothermique puisse être intégré à un réseau de chauffage.
Pour évaluer les caractéristiques de production d'un puits géothermique, un processus de pompage test est réalisé. Cela implique un pompage de nettoyage à 40 %, 60 % et 80 % du rendement en eau attendu, chaque phase durant au moins 72 heures. Pendant cette période, des paramètres clés sont mesurés, notamment le niveau d'eau au repos et la hauteur de la colonne d'eau. Sur la base de ces mesures, le mode de fonctionnement du puits peut être déterminé :

- Mode positif : Le puits fonctionne de manière indépendante, permettant au fluide géothermique de s'écouler librement vers la surface sans assistance mécanique.
- Mode négatif : Le puits nécessite une extraction artificielle, généralement à l'aide de pompes, car les niveaux d'eau statiques et opérationnels n'atteignent pas naturellement la surface.

Avec le temps, la plupart des puits passent en mode opérationnel négatif en raison de la baisse de la pression et des changements de réservoir, rendant la production artificielle essentielle pour un usage à long terme. Il existe deux méthodes principales utilisées pour extraire artificiellement l'eau thermique :

1.5.1.1 Production à pompe

Les systèmes à pompe sont aujourd'hui la méthode la plus couramment utilisée en raison de leur efficacité et de leur contrôlabilité. Ces systèmes impliquent généralement :

- Des pompes centrifuges à plusieurs étages ou pompes submersibles sont installées directement dans le puits.
- Pompes équipées de rotors radiaux ou semi-axiaux, intégrées à un moteur électrique.
- Des systèmes de contrôle de vitesse qui régulent les performances de la pompe pour maintenir les débits et niveaux de pression souhaités.

Les opérations géothermiques modernes reposent sur un contrôle automatisé et précis de l'extraction de l'eau, garantissant des performances économes en énergie et rentables. Les pompes submersibles sont particulièrement appréciées pour leur fiabilité et leur adaptabilité à diverses conditions opérationnelles.

1.5.1.2 Production basée sur compresseur

Dans les systèmes à base de compresseurs :

- Des tuyaux d'introduction d'air sont installés dans le puits.

- De l'air comprimé est injecté dans la colonne d'eau, réduisant sa densité.
- Cette différence de pression permet au fluide géothermique de remonter à la surface.

Bien que cette méthode puisse être efficace, elle présente des limites notables :

- L'eau thermique extraite contient des niveaux plus élevés d'oxygène dissous, ce qui peut affecter les composants du système et la chimie de l'eau.
- Il est inadapté aux puits à forte teneur en sédiments, comme les eaux transportant du sable, en raison du risque de bouchon et d'abrasion.

1.5.2 Augmentation du débit d'eau

Dans les systèmes de chauffage urbain géothermique, maintenir ou augmenter le débit d'eau est essentiel pour répondre à la demande croissante d'énergie thermique. Plusieurs interventions techniques sont disponibles pour améliorer le rendement des puits géothermiques :

1. Acidification : Le traitement acide est utilisé pour dissoudre les dépôts minéraux et améliorer la perméabilité de la formation rocheuse entourant le puits. Le procédé dure généralement au moins 8 heures et peut augmenter significativement le débit d'eau en éliminant les blocages et en améliorant les chemins d'écoulement.
2. Stimulation explosive : Cette méthode consiste à utiliser des explosifs insolubles à grande profondeur dans le puits. Les ondes de choc fracturent la roche environnante, créant de nouveaux canaux d'écoulement. Bien qu'efficace, cette technique nécessite une planification minutieuse et des mesures de sécurité en raison de sa nature invasive.
3. Fracturation en couches : Des fluides à haute pression sont injectés dans le puits pour éliminer la contamination du sable et ouvrir les couches bloquées. Cette stimulation hydraulique améliore la connectivité entre le puits et le réservoir géothermique, augmentant les débits.
4. Pour évaluer l'efficacité de ces interventions et la performance globale du système géothermique, des essais hydrodynamiques sont réalisés. Cela implique : la mesure de la pression, l'évaluation du débit volumique, la surveillance des variations de température. Ces essais fournissent une compréhension complète du système d'approvisionnement en eau et aident à optimiser les paramètres opérationnels pour une efficacité à long terme.

1.5.3 Dégazage de l'eau thermale extraite

L'eau géothermique extraite contient souvent des composants gazeux séparables, qui doivent être gérés pour assurer un fonctionnement sûr et efficace des systèmes de chauffage urbain. Les gaz les plus courants trouvés dans l'eau thermale incluent : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), l'azote (N_2)

1.5.3.1 Gestion d'une faible teneur en méthane

Dans les cas où la concentration en méthane est faible, le gaz séparé peut être :

- Libéré dans l'atmosphère, conformément aux réglementations environnementales,
- Comprimés et stockés dans des réservoirs dédiés pour une utilisation ultérieure potentielle,
- Réinjectée dans l'eau thermale refroidie avant qu'elle ne soit renvoyée au réservoir.

Ces méthodes contribuent à minimiser l'impact environnemental et à maintenir l'équilibre du système.

1.5.3.2 Utilisation d'une forte teneur en méthane

Lorsque la teneur en méthane est élevée, le gaz séparé peut être utilisé comme source d'énergie. Dans de tels cas, le méthane est typiquement :

- Collectés et alimentés dans les moteurs à essence,
- Utilisé pour la production d'électricité sur site ou pour les applications de chauffage et d'électricité combinées.

Cette approche améliore l'efficacité énergétique globale du système géothermique et contribue à l'utilisation des énergies renouvelables sous plusieurs formes.

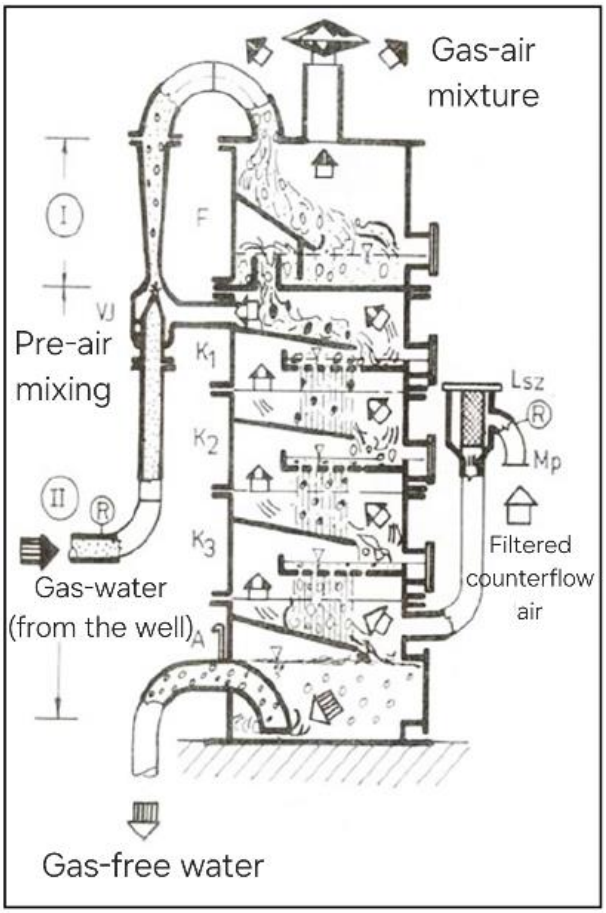


Figure 37. Le procédé de dégazage de l'eau thermale extraite [16]

1.5.4 Utilisation des puits thermiques en Hongrie

La Hongrie a une longue tradition d'utilisation de l'énergie géothermique, notamment dans le domaine du chauffage urbain et des infrastructures publiques. L'une des premières utilisations documentées remonte à Budapest après la Première Guerre mondiale, où la maison des palmiers du Jardin botanique était chauffée à l'énergie hydrothermale.

Des développements ultérieurs ont vu l'émergence de bâtiments résidentiels chauffés géothermiquement à Pest, notamment à proximité du zoo et du jardin botanique de Budapest. Ces premières applications ont jeté les bases de l'investissement continu de la Hongrie dans les technologies géothermiques, faisant d'elle l'un des pays leaders d'Europe centrale en termes d'utilisation des puits thermiques.



Figure 38. Maison de palmiers de Budapest avec chauffage géothermique [17]

1.5.4.1 Le système de chauffage urbain géothermique à Veresegyház

Veresegyház est un exemple notable d'intégration réussie de l'énergie géothermique dans les infrastructures municipales. Le développement du système de chauffage urbain géothermique a débuté en 1987, avec le forage du premier puits de production.

En 1992, le système s'est élargi pour inclure un bain thermal, suivi de la connexion de plusieurs bâtiments publics, tels que l'école locale, le centre communautaire, puis l'école primaire Mézesvölgy et la piscine municipale.

Une étape majeure a été la construction d'un puits de réinjection, qui a permis une exploitation durable. Entre 2007 et 2010, d'autres institutions publiques ont été raccordées, et à l'automne 2011, le système a été considérablement étendu avec :

- Nouveaux puits de production,
- Près de 1 500 mètres de pipeline,
- Connexion d'environ 45 grands consommateurs.

Une caractéristique unique du système est son impact sur le confort urbain en hiver. Bien que les tuyaux avant soient isolés, les tuyaux de retour ne sont pas isolés et posés à 1,5 mètre sous terre. Cette conception permet à la chaleur fatale de l'eau thermale utilisée de faire fondre la neige et la glace sur les trottoirs, assurant la sécurité et l'accessibilité des zones piétonnes.



Figure 39. Le système de chauffage urbain géothermique avant et après rénovation à Veresegyház [18]

Aperçu du système

- Longueur totale du réseau : 14,5 kilomètres
- Consommateurs : Institutions publiques et installations industrielles
- Remplacement annuel de gaz : environ 2,2 millions de mètres cubes

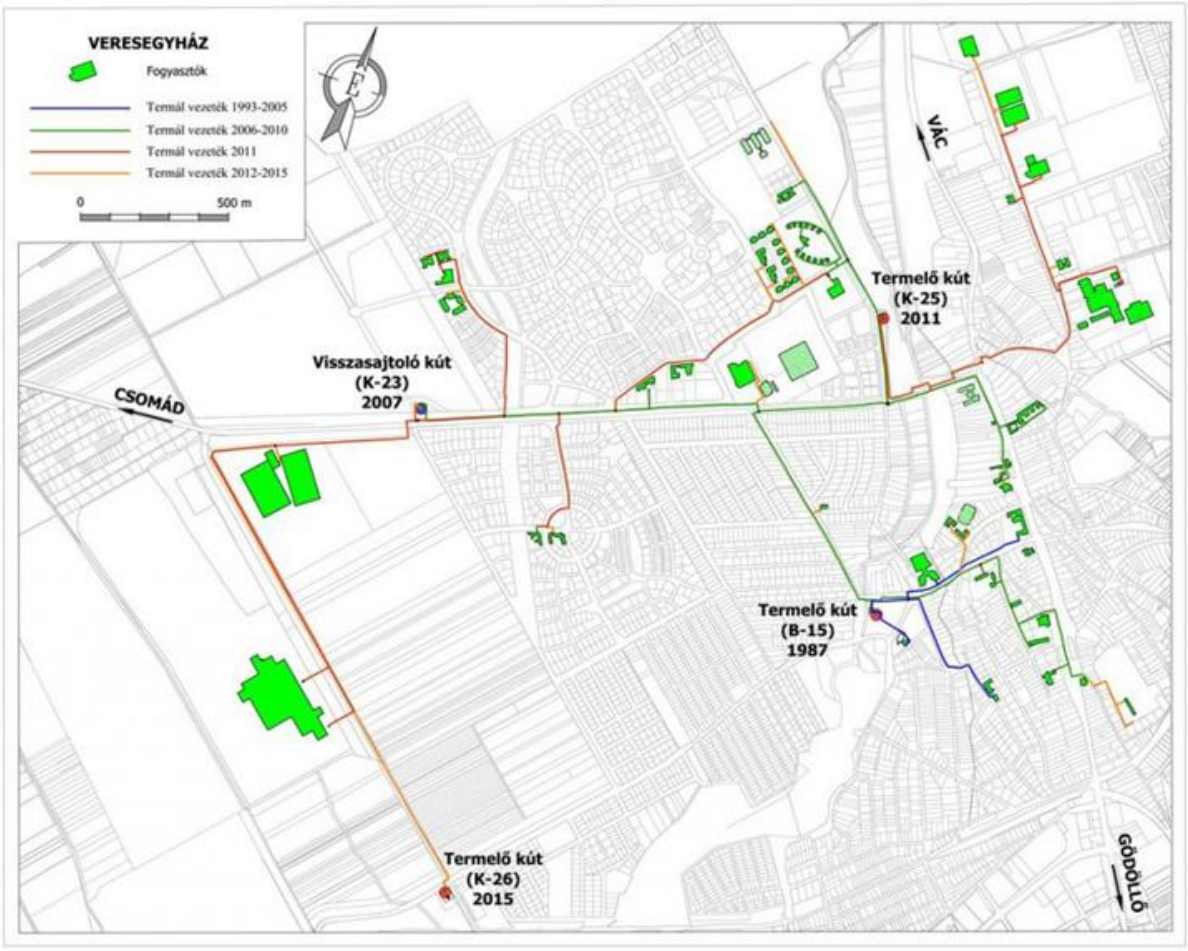


Figure 40. Étendue et développement du réseau de conduites d'eau thermale à Veresegyház jusqu'en 2016 [18]

Contexte financier

Le projet, d'un coût total d'environ 650 millions de HUF, a été rendu possible grâce à un financement de 60 % de l'Union européenne et du gouvernement hongrois. La municipalité a contribué aux 40 % restants par le cofinancement, soit un total de 385 millions de HUF en soutien.

Ce cas démontre comment l'énergie géothermique peut être utilisée efficacement non seulement pour le chauffage, mais aussi pour améliorer les conditions de vie urbaines et réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

1.5.4.2 Le système de chauffage urbain à Szeged

La ville de Szeged gère l'un des projets de chauffage urbain géothermique les plus ambitieux d'Europe. La Société de Chauffage Urbain de Szeged (SZETAV) fournit chauffage et eau chaude domestique à 27 256 appartements, principalement situés dans des immeubles résidentiels de 4 à 10 étages et 433 bâtiments publics, dont des écoles, des jardins d'enfants et des commerces.

Depuis 2018, SZETAV et ses partenaires mettent en œuvre la plus grande rénovation de chauffage urbain géothermique en Europe, passant des combustibles fossiles à l'énergie géothermique renouvelable.

Aperçu du système

- 23 circuits de chauffage
- Capacité de la chaudière : 1 à 12 MW par unité
- Capacité installée totale : 204,17 MW
- Production annuelle d'énergie : 843 700 GJ
- 239 centres de chaleur
- 215 km de réseau de pipelines

Jusqu'à récemment, le système reposait entièrement sur le gaz naturel importé, faisant de SZETAV le plus grand émetteur local de CO_2. La transition géothermique réduit considérablement cet impact environnemental.

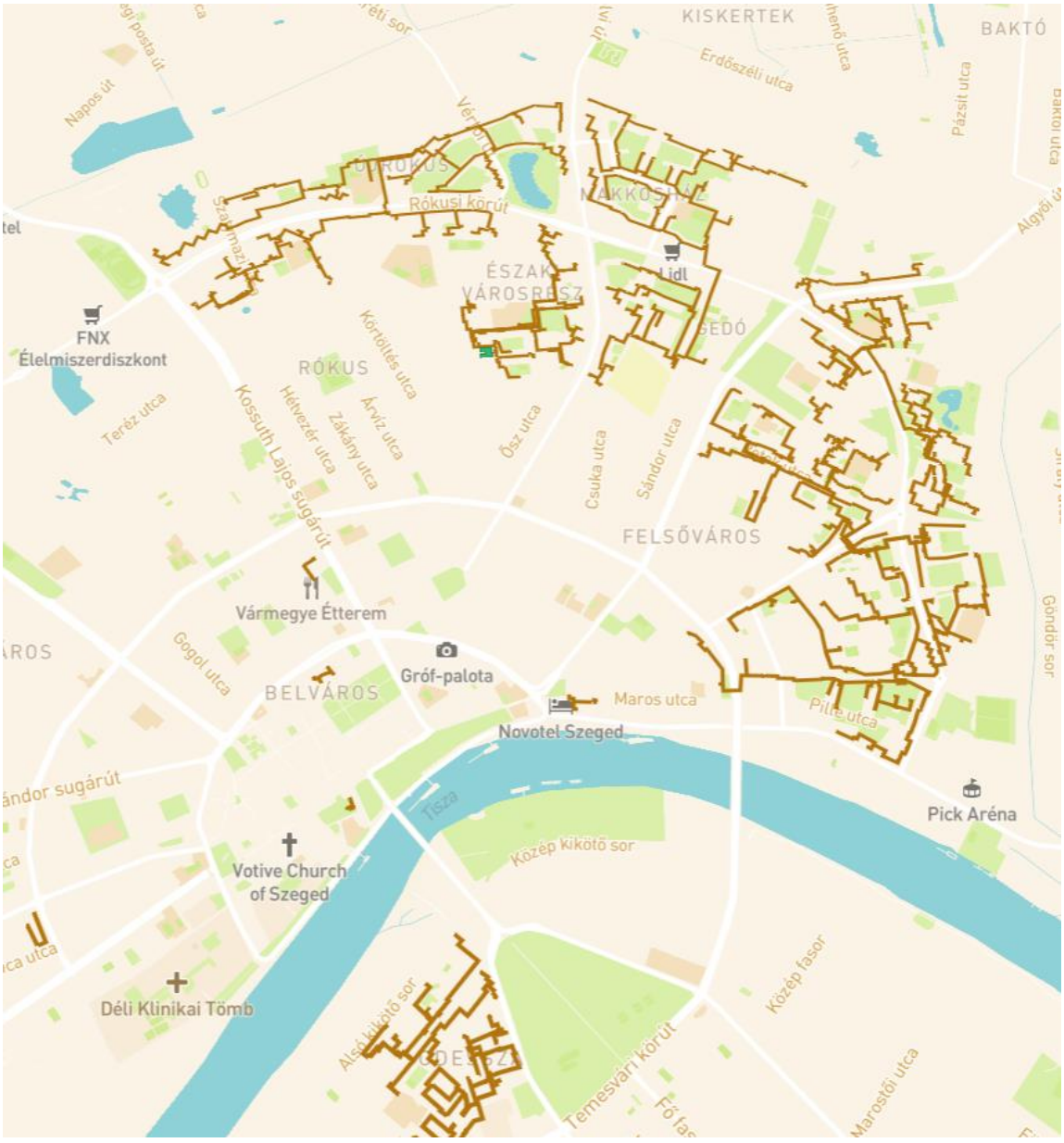


Figure 41. Système de chauffage urbain à Szeged[19]

Potentiel géothermique régional

Dans un rayon de 50 km, 9 agglomérations utilisent l'énergie géothermique pour le chauffage urbain, basées sur des sources d'enthalpie moyenne. La plupart des systèmes suivent une conception avec :

- 1 puits de production,
- 1–2 puits de réinjection,
- Certains systèmes prennent également en charge des usages balnéologiques.

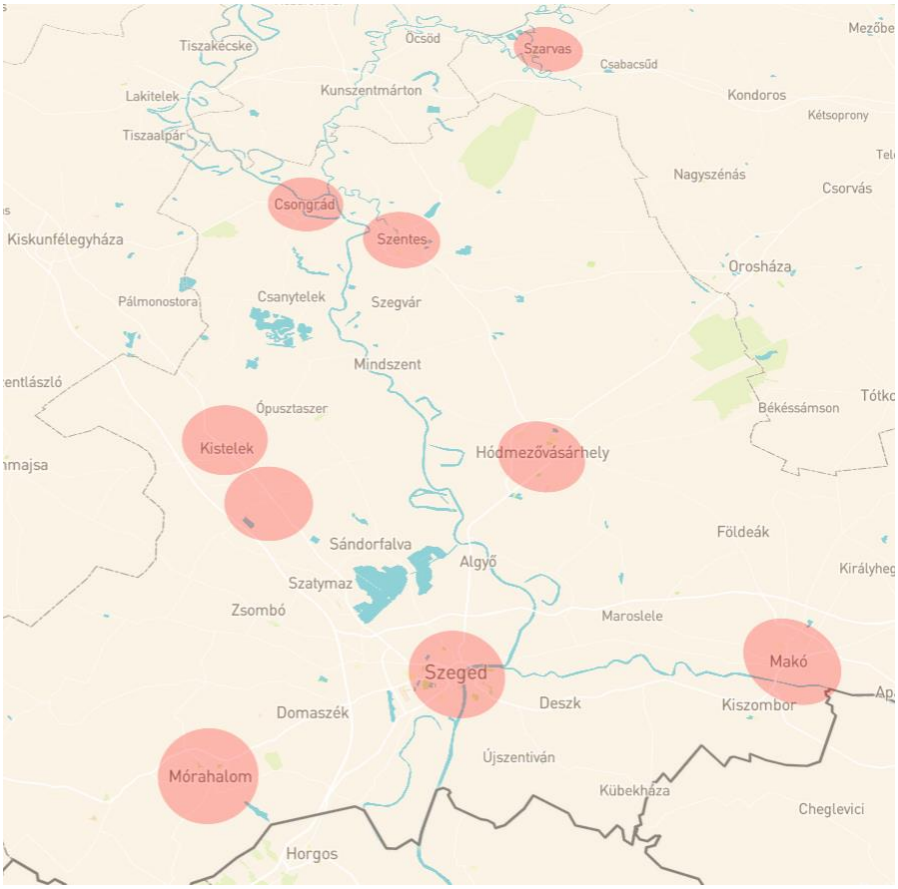


Figure 42. Systèmes géothermiques installés dans les localités du sud-est de la Hongrie [19]

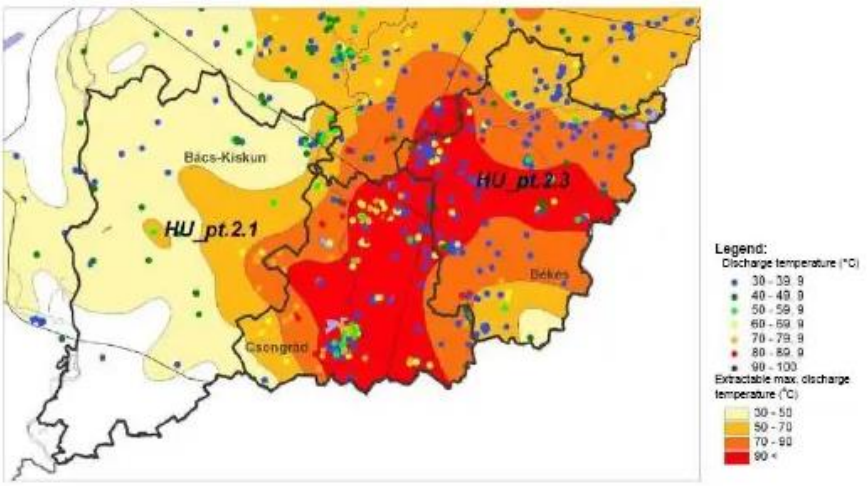


Figure 43. La température de l'eau thermale extrayable dans le sud-est de la Hongrie [19]

Développement géothermique à Szeged

Dans divers districts — Felsőváros, le lotissement d'Odessa, Tarján, Rókus et le centre-ville — des puits thermaux sont forés à des profondeurs de 1 700 à 2 000 mètres. Ces puits produisent 70 m³/h d'eau thermale à des températures de 90°C. Un total de 27 nouveaux puits sont forés, avec deux plateformes en fonctionnement continu.

Utilisation de l'énergie

Dans le système de chauffage urbain géothermique de Szeged, l'énergie thermique est extraite des puits profonds et transférée au réseau de chauffage via des échangeurs de chaleur. Il est important de noter que l'eau géothermique elle-même n'entre pas dans le système de chauffage urbain et n'est pas utilisée comme eau chaude domestique. Elle sert uniquement de source de chaleur, garantissant le maintien de la qualité de l'eau et de l'intégrité du système. Le système est conçu pour maximiser l'efficacité tout en minimisant l'impact environnemental. Avec la mise en œuvre complète du chauffage géothermique, la ville peut utiliser environ 606 958 gigajoules (GJ) d'énergie thermique par an, remplaçant près de 20 millions de mètres cubes de gaz naturel.

Impact environnemental et économique

La transition vers l'énergie géothermique à Szeged a entraîné des bénéfices environnementaux et économiques substantiels. Le système réalise une réduction annuelle de 595 887 GJ de la consommation de gaz naturel, soit une baisse de 82 % par rapport à la consommation précédente. Cela se traduit par une économie de 17 525 718 mètres cubes de gaz naturel par an, soit 68 % de la consommation antérieure de la ville. En termes d'émissions de carbone, le système géothermique contribue à une réduction d'environ 39 299 tonnes de CO_2 par an, ce qui explique une diminution de 65 % des émissions issues du chauffage urbain. Ces chiffres soulignent l'efficacité de l'énergie géothermique pour soutenir un développement urbain durable et réduire la dépendance aux combustibles fossiles importés.

1.5.4.3 Le système de chauffage urbain à Hódmezővásárhely

La ville de Hódmezővásárhely a une longue histoire d'utilisation de l'énergie géothermique. Le premier puits thermique a été foré en 1954, à l'origine à des fins balnéologiques. En 1967, le puits hospitalier B913 a été approfondi et réaffecté à des applications de chauffage, marquant le début de l'utilisation de l'énergie géothermique dans les infrastructures publiques.

Un jalon important a été atteint en 1993, lorsqu'un système de chauffage urbain géothermique a été officiellement développé. Au cours des décennies suivantes, le système s'est développé régulièrement. En 2016, un total de huit puits géothermiques étaient en service, fournissant une capacité thermique combinée de 23 957 kWh, soit environ 7 555 pétajoules (PJ) par an.

Ce système géothermique contribue à des économies d'énergie substantielles, remplaçant environ 5 millions de mètres cubes de gaz naturel par an. La transition vers les énergies géothermiques renouvelables réduit non seulement la dépendance aux combustibles fossiles, mais soutient également le développement durable et l'efficacité économique à long terme de la ville.

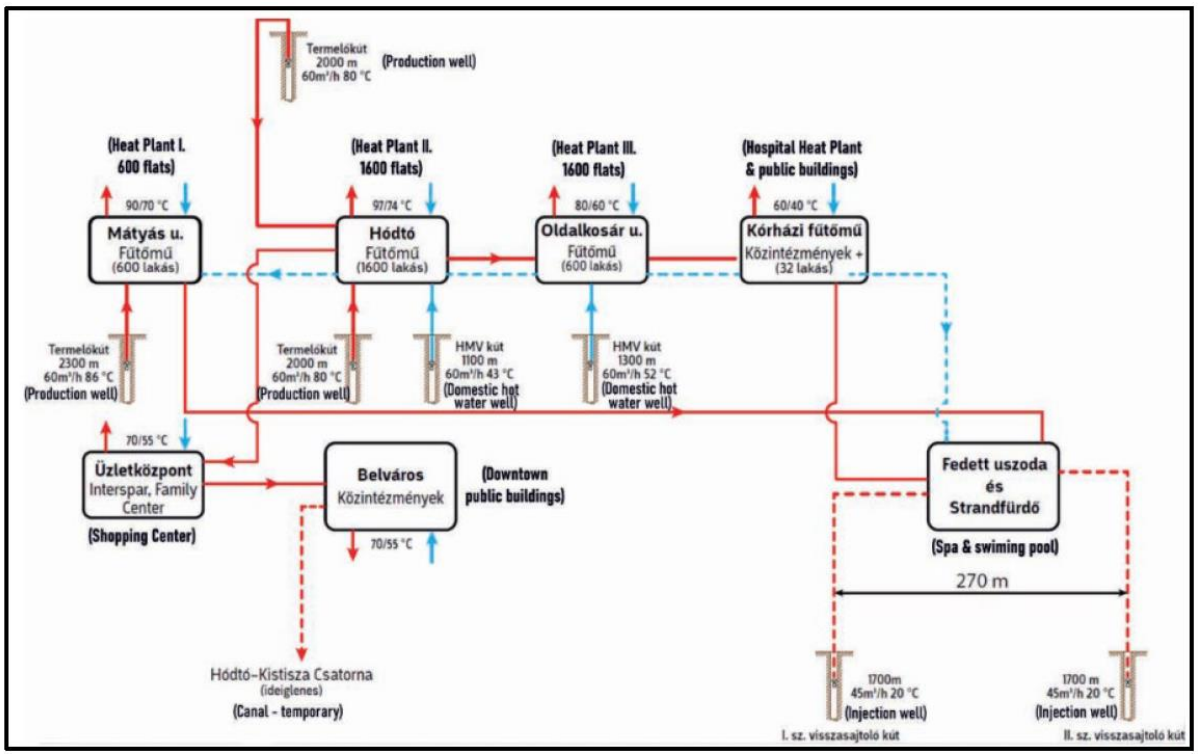


Figure 44. Le système de chauffage urbain à Hódmezővásárhely [20]

1.5.4.4 Opportunités d'utilisation de l'énergie géothermique à Budapest

Le chauffage urbain joue un rôle important dans le paysage énergétique de Budapest, représentant environ 10 % de la consommation énergétique finale de la ville et contribuant à 8 % de ses émissions totales de CO_2. Chaque année, le système de chauffage urbain fournit entre 10 et 11 millions de gigajoules (GJ) de chaleur, couvrant environ 30 % de la demande totale de chaleur de Budapest.

Malgré cette couverture substantielle, la part d'énergie renouvelable dans le système reste faible. Actuellement, seulement 1 à 1,1 million de GJ — soit environ 10 à 11 % — provient de sources renouvelables, principalement par incinération des déchets. En revanche, la production combinée de chaleur et d'électricité domine le système, fournissant 8 millions de GJ, soit 70 à 75 % de l'approvisionnement total en chaleur.

Un objectif stratégique clé à long terme pour Budapest est de réduire sa dépendance au gaz naturel importé, qui reste la principale source d'énergie pour le chauffage urbain. L'énergie géothermique représente une alternative prometteuse, compte tenu des conditions favorables du sous-sol hongrois. Bien que le gradient géothermique à Budapest ne soit pas exceptionnel, il suffit à soutenir des systèmes géothermiques à enthalpie moyenne adaptés au chauffage urbain.

Cependant, plusieurs obstacles entravent la réalisation de projets géothermiques dans la capitale. Le manque de financement et l'environnement réglementaire actuel — qui offre un faible retour sur investissement — rendent de tels développements difficiles sans soutien financier externe. De plus, l'exploitation de Budapest Spa and Thermal Baths Co. Ltd. (BGYH) représente un risque potentiel pour les projets géothermiques, car une utilisation souterraine chevauchante pourrait entraîner des conflits de ressources.

Pour qu'un projet de chauffage urbain géothermique soit viable à Budapest, plusieurs conditions techniques et économiques doivent être remplies :

- Le district ne devrait pas déjà disposer d'installations de production de chaleur renouvelable.
- La source géothermique doit permettre une coopération, notamment en termes de compatibilité de température de l'eau.
- En dehors de la saison de chauffage, il doit y avoir une demande suffisante des consommateurs pour justifier l'utilisation de grands systèmes de stockage d'eau chaude.
- Le puits de production, le puits de réinjection, l'échangeur de chaleur et le réseau de pipelines doivent être situés de manière rentable.

- La demande de chaleur du district doit être suffisamment élevée pour justifier un investissement dans des infrastructures de chauffage à base d'énergies renouvelables.

Si ces conditions sont remplies, l'énergie géothermique pourrait devenir une pierre angulaire de la stratégie de chauffage durable de Budapest, contribuant à une réduction des émissions, à une réduction de la dépendance aux combustibles fossiles et à la sécurité énergétique à long terme.

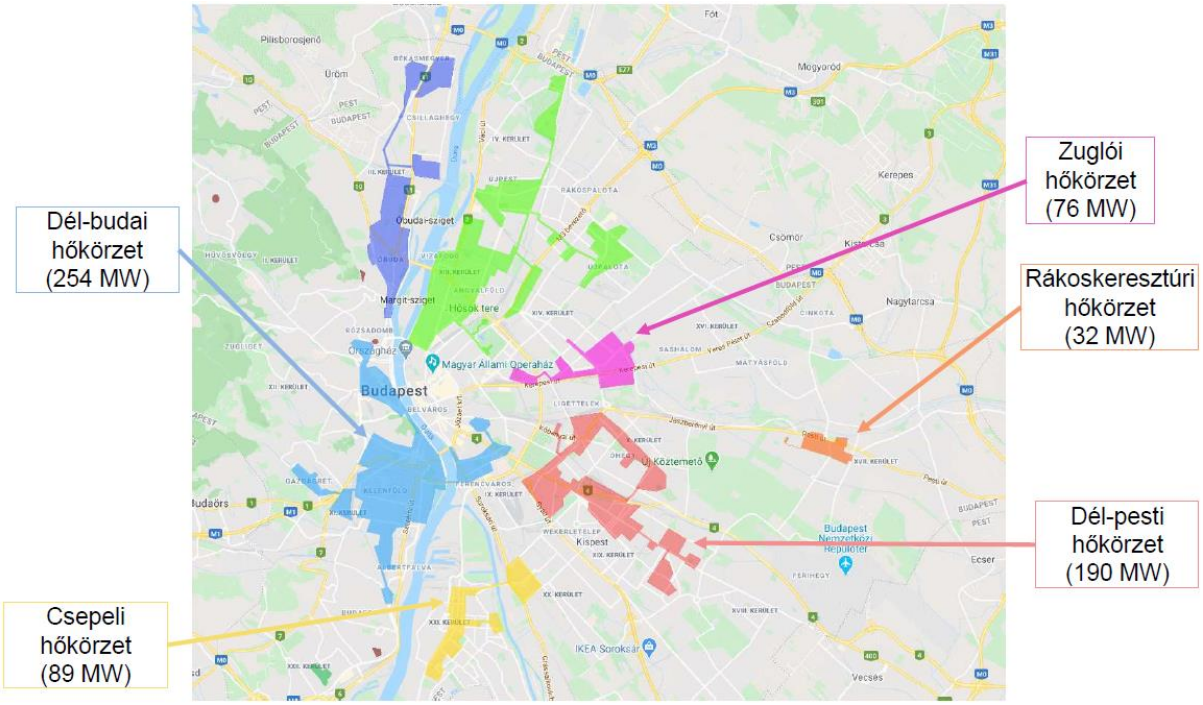


Figure 45. Districts affectés par les demandes de permis géothermiques [21]

1.5.4.5 Projet géothermique de Budapest en préparation

Un projet de chauffage urbain géothermique est actuellement en préparation à Budapest, visant le réseau de chauffage urbain Dél-Pesti (Kispest–Kőbánya). Le système est conçu autour d'une seule paire de puits production-réinjection, avec une température estimée de l'eau thermique variant de 75°C à 90°C. Le rendement attendu par puits est de 70 à 90 litres par seconde, soit 250 à 320 mètres cubes par heure, et la capacité thermique projetée par puits est comprise entre 4 et 12 mégawatts thermiques (MW$_{th}$), ce qui correspond à 120 à 360 térajoules (TJ) par an.

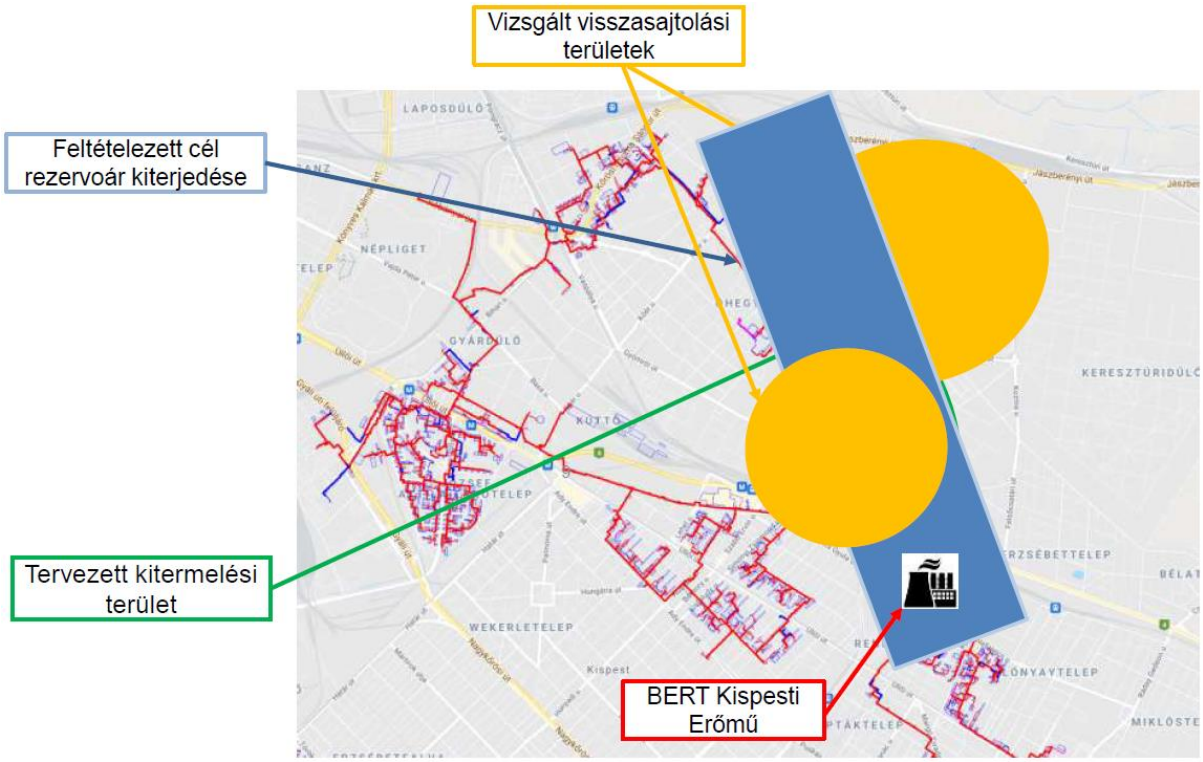


Figure 46. Système géothermique prévu pour la zone de chauffage urbain Dél-pesti (Kispest) [21]

La mise en œuvre de ce système géothermique pourrait entraîner une réduction des émissions de CO_2 de 6 700 à 20 2000 tonnes par an, contribuant de manière significative aux objectifs climatiques de Budapest.
Le projet est développé en coopération avec ArcticGreen Energy (AGE) Corporation, une entreprise islandaise spécialisée dans les solutions d'énergie verte. La source géothermique servira de source de chaleur supplémentaire, opérant en coopération en série avec la centrale électrique existante de Kispesti, qui reste responsable de la circulation, du maintien de la pression et de la régulation de la chaleur finale.
La chaleur géothermique sera injectée dans la conduite de retour (DN600), avec une capacité de débit comprise entre 300 et 800 m³/h pendant la saison de chauffage, et 250 à 400 m³/h en été. Des simulations ont été réalisées avec un débit de 280 m³/h, avec des températures de l'eau de 75°C et 95°C, afin d'évaluer la performance du système et la faisabilité de l'intégration.

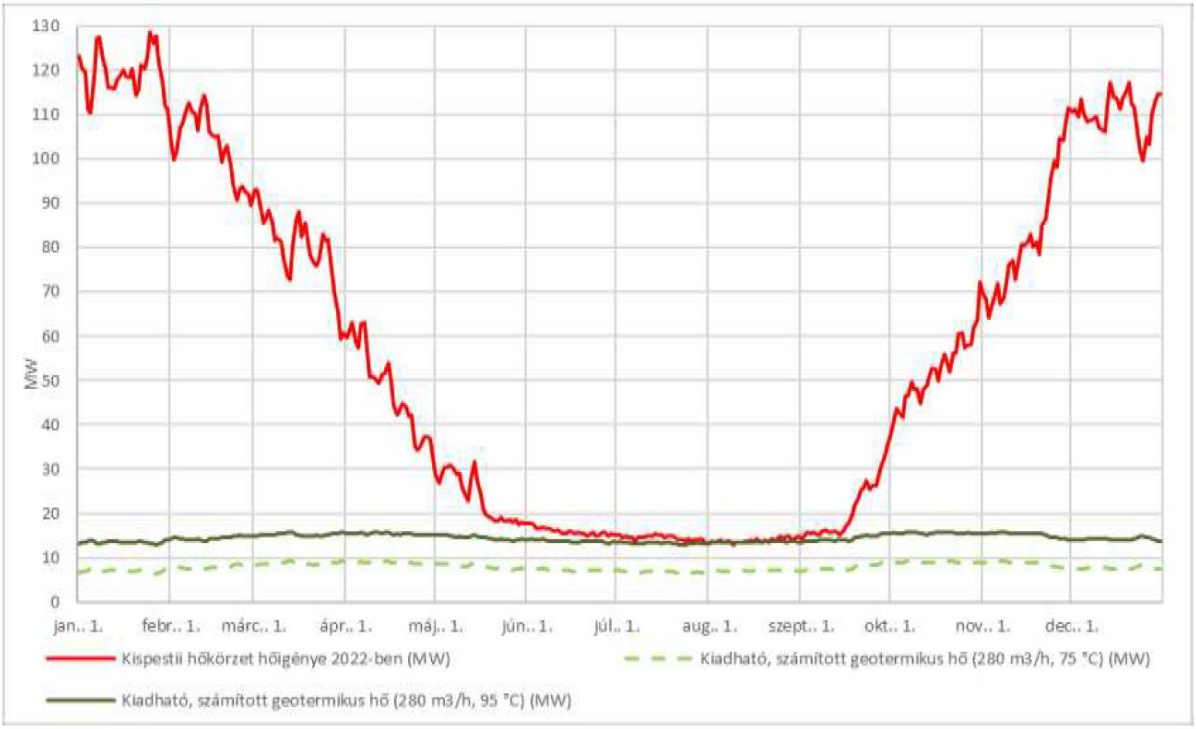


Figure 47. La demande de chaleur dans la zone de chauffage urbain de Kispest et la production pouvant être fournie par l'énergie géothermique [21]

Ce projet représente une étape stratégique pour réduire la dépendance de Budapest au gaz naturel et augmenter la part des énergies renouvelables dans les systèmes de chauffage urbain. Cependant, son succès dépend d'une planification rigoureuse, d'un soutien réglementaire et d'une coopération efficace entre les parties prenantes.

1.5.4.6 Potentiel géothermique préliminaire calculé par INNARGI (Danemark) pour chaque district thermique

INNARGI, une société danoise de développement et d'exploitation de projets géothermiques — faisant partie du groupe Maersk — a mené une évaluation préliminaire du potentiel géothermique dans plusieurs quartiers de chauffage à Budapest. L'entreprise possède une vaste expérience dans le développement de systèmes de chauffage urbain géothermique au Danemark, en Allemagne et en Pologne, et explore désormais des opportunités dans la capitale hongroise.

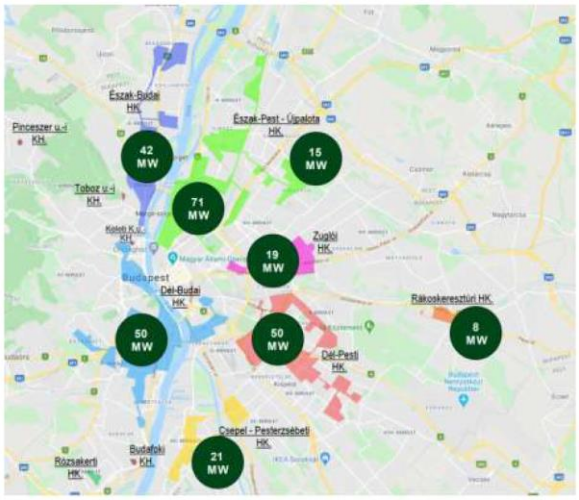


Figure 48. Potentiel géothermique calculé pour chaque district thermique[21]

Le plan actuel prévoit la mise en place de deux sources de chaleur géothermique et leur intégration au réseau de chauffage urbain de Budapest. Des travaux préparatoires sont en cours pour identifier et évaluer les emplacements appropriés dans les districts suivants :

- Zone de chauffage de Zugló
- Zone de chauffage de South Pest (Kispest)
- Sud de Buda
- Zone de chauffage de Buda Sud (Kelenföld)
- Zone de chauffage Csepel

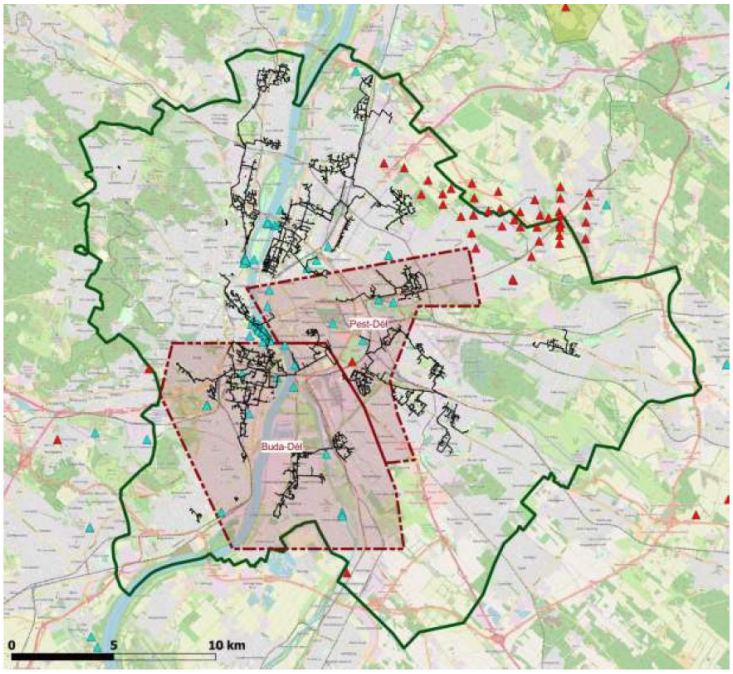


Figure 49. Le réseau de chauffage urbain de Budapest [21]

D'après les calculs initiaux, la capacité géothermique totale estimée pour ces zones est d'environ 90 mégawatts thermiques (MWth), ce qui correspond à 1 900 térajoules (TJ) par an. S'ils sont pleinement mis en œuvre, ces systèmes pourraient atteindre une réduction des émissions de CO_2 allant jusqu'à 100 000 tonnes par an, contribuant de manière significative aux objectifs climatiques et énergétiques de Budapest.

Cette évaluation souligne l'importance stratégique de l'énergie géothermique pour la décarbonation des systèmes de chauffage urbain et la réduction de la dépendance au gaz naturel importé. Cependant, la réussite de la mise en œuvre dépendra du soutien réglementaire, des investissements financiers et d'une planification coordonnée entre parties prenantes municipales et privées.

1.5.4.7 Contexte géothermique de Rákoskeresztúr

En 2010, FŐTÁV, le fournisseur de chauffage urbain de Budapest, a lancé un appel d'offres pour l'acquisition d'énergie thermique géothermique destinée à approvisionner partiellement la zone de chauffage urbain de Rákoskeresztúr. Le projet proposé visait à fournir 65 térajoules (TJ) de chauffage géothermique par an.
Cependant, en 2011, des changements dans le système national de tarification du chauffage urbain — notamment l'introduction de la fixation annuelle des prix — ont conduit l'entrepreneur sélectionné à demander une garantie bancaire à FŐTÁV pour le revenu total prévu sur la période d'exploitation de 15 ans. Le fardeau financier de cette garantie a rendu l'investissement irréalisable et, par conséquent, FŐTÁV a abandonné la mise en œuvre du générateur de chaleur géothermique à Rákoskeresztúr.
Malgré ce revers, le district reste un emplacement prometteur pour le développement géothermique. La demande maximale actuelle du système de chauffage urbain est de 32 mégawatts (MW), dont 4,5 MW sont déjà fournis aux bâtiments municipaux et 3,3 MW représentent une nouvelle demande provenant d'installations municipales ou entretenues.
Le système géothermique proposé comprendrait deux puits, chacun foré à une profondeur de 1 800 à 2 000 mètres, avec une capacité thermique estimée à 4 MW par puits. Ensemble, les puits pourraient fournir 8 MW de puissance thermique, soit l'équivalent de 170 TJ par an.
S'il est réalisé, le projet pourrait atteindre une réduction annuelle des émissions de CO_2 d'environ 9 500 tonnes, contribuant ainsi aux objectifs plus larges de Budapest pour le climat et l'énergie. L'affaire Rákoskeresztúr met en lumière à la fois le potentiel et les défis de l'intégration géothermique dans les systèmes de chauffage urbain, soulignant la nécessité de cadres financiers et réglementaires favorables.

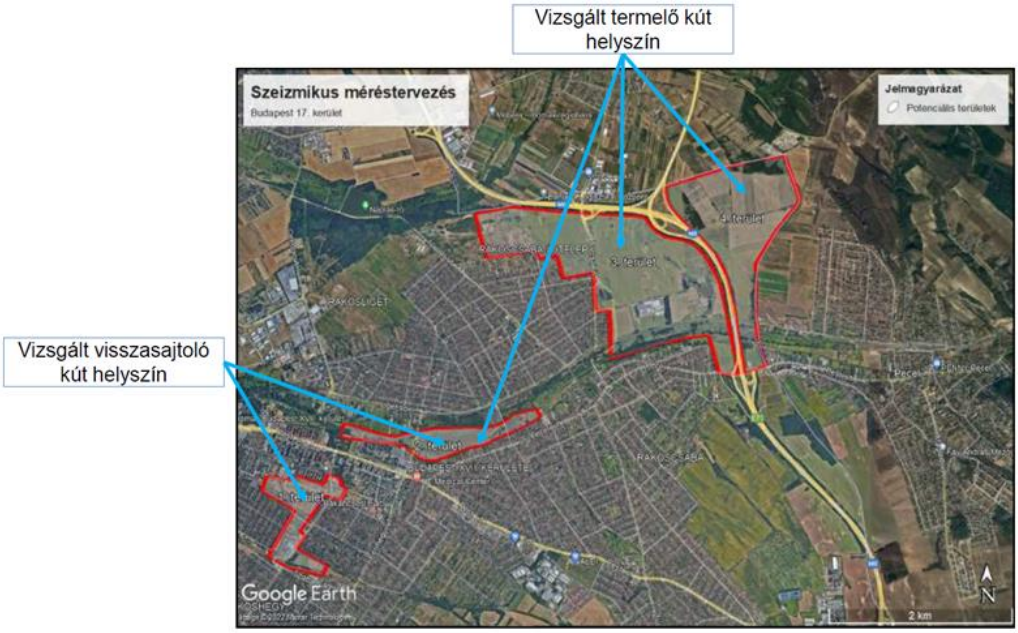


Figure 50. Le projet géothermique actuellement envisagé de Rákoskeresztúr [21]

1.5.4.8 Énergie renouvelable et déchets dans le mélange thermique FŐTÁV.

En 2022, le mélange thermique était dominé par le gaz naturel, avec 62 % de la chaleur générée par la cogénération et 27 % par des systèmes à chaudière. Seuls 11 % provenaient de la cogénération des déchets en énergie (W2E), ce qui indique une part limitée des sources d'énergie renouvelables et alternatives.

Selon l'estimation prudente pour 2025–2026, la part de l'énergie géothermique devrait atteindre 12 %, tandis que la cogénération à base de gaz naturel et la chaleur des chaudières diminueraient respectivement à 55 % et 20 %. La valorisation des déchets en énergie augmenterait légèrement à 13 %.
Dans le scénario optimiste pour 2027–2028, l'énergie géothermique pourrait atteindre 20 % du mix thermique total. Cela réduirait encore la part de la cogénération à base de gaz naturel à 48 %, et la chaleur de la chaudière à 19 %, la valorisation des déchets restant stable à 13 %.
Ces projections suggèrent un virage significatif vers les sources d'énergie renouvelable, en particulier la géothermie, dans le système de chauffage urbain de Budapest. Comme indiqué dans le schéma, cette transition pourrait entraîner des économies de quotas de CO_2 d'au moins 400 à 500 millions de HUF par an, soulignant à la fois les bénéfices environnementaux et économiques de la diversification du mélange thermique.

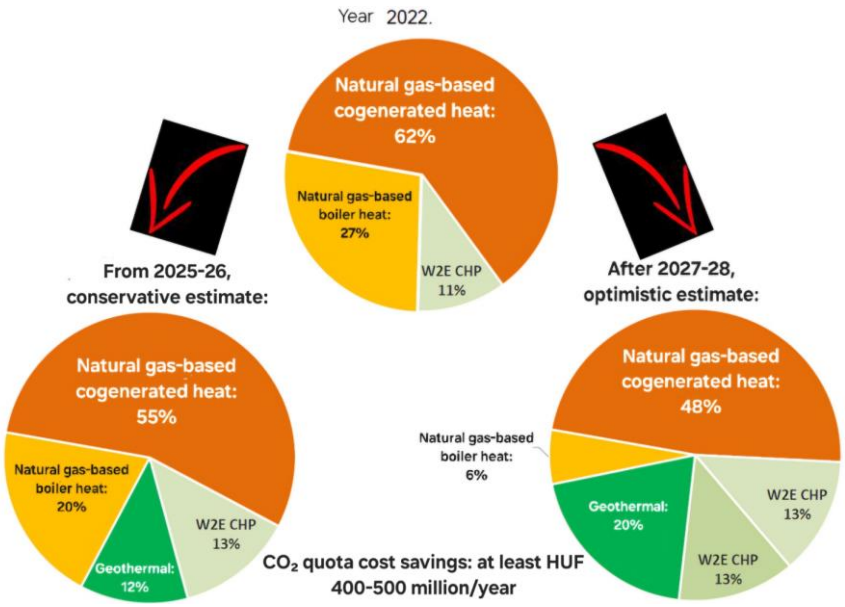


Figure 51. Énergie renouvelable et déchets dans le mélange thermique de FŐTÁV en 2022 et à l'avenir [21]

2. Utilisation de la chaleur fatale et pompe à chaleur

2.1 Contexte thermique résiduel

La chaleur fatale désigne l'énergie thermique générée mais non utilisée efficacement dans les processus industriels, commerciaux ou résidentiels. Cette chaleur est souvent perdue dans l'environnement par les gaz d'échappement, les fluides de refroidissement... etc. Cependant, même si ces flux de chaleur sont considérés comme des déchets, ils contiennent souvent de grandes quantités d'exergie et pourraient tirer profit de l'une des nombreuses technologies d'utilisation de la chaleur fatale [1]. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat considère les technologies de récupération de la chaleur fatale comme un outil pour améliorer l'efficacité énergétique [2], réduisant ainsi la consommation énergétique des procédés industriels et donc les émissions de GES. De cette manière, la chaleur fatale représente une opportunité d'améliorer l'efficacité énergétique qui reste souvent inexploitée.

2.2 Classification de la chaleur fatale

La chaleur fatale peut être catégorisée selon son **origine**, car différents procédés industriels, commerciaux et naturels génèrent un excès de chaleur à des températures variables. Voici une classification basée sur les principales sources :

1. **Chaleur fatale industrielle :**
   a) Fabrication d'acier, de ciment et de verre.
   b) Raffinage chimique et pétrolier.
   c) Transformation alimentaire et production de papier.
2. **Chaleur fatale de production d'électricité :**
   a) Centrales thermiques (charbon, gaz naturel, biomasse).
   b) Moteurs à combustion interne et turbines à gaz.
3. **Chaleur fatale commerciale et résidentielle :**
   Systèmes CVC, réfrigération et chauffage de l'eau.
4. **Chaleur fatale dans le transport :**
   Gaz d'échappement des moteurs et pertes de friction dans les véhicules.

Même la chaleur fatale renouvelable pourrait être considérée comme de la chaleur fatale, car même les systèmes d'énergie renouvelable génèrent de la chaleur fatale, qui peut être récupérée. En fonction du niveau de température, la chaleur fatale peut être classée en différents niveaux de température selon son utilisabilité et son potentiel de récupération. La classification se divise généralement en trois ou quatre catégories (Fig. 52) :

Chaleur fatale à basse température (<100°C)

Exemples : Gaz d'échappement provenant des tours de refroidissement et des systèmes CVC ; Chaleur fatale provenant des eaux usées industrielles ; Chaleur provenant des systèmes de réfrigération et de climatisation ; Gaz de combustion à basse température (par exemple, transformation alimentaire, brasseries).

Chaleur fatale à température moyenne (100°C – 300/400°C)

Exemples : gaz d'échappement provenant de moteurs à combustion interne et de turbines ; Chaleur fatale provenant de chaudières, fours et procédés de séchage ; Opérations de traitement chimique et de raffinage ; Procédés de coulée d'acier et de métal.

Chaleur fatale à haute température (>300/400°C)

Exemples : gaz d'échappement des industries de l'acier, du ciment et du verre ; Chaleur provenant de la fusion et du raffinage des métaux ; Gaz de combustion provenant de centrales électriques et d'incinérateurs ; Fours et réacteurs à haute température.

Ultra-basse température (T_{amb}–60)	Basse température (60–100 °C)	Température moyenne (100–400 °C)	Haute température (>400 °C)
• Centres de données • Systèmes de stockage d'énergie • Installations CVC (chauffage, ventilation, climatisation) • Eaux usées • Géothermie • Décomposition biologique • Solaire thermique	• Moteur à combustion interne (refroidissement par eau de la chemise) • Vapeur issue de procédés industriels (fabrication) • Hydrothermie • Digestion anaérobie	• Moteur à combustion interne (gaz d'échappement) • Gaz d'échappement de centrales électriques • Vapeur issue de procédés industriels (chimie et agroalimentaire) • Géothermie (zones volcaniques) • Procédés de fermentation	• Vapeur de procédés industriels (sidérurgie) • Gaz d'échappement de centrales électriques (turbine à gaz) • Procédés d'incinération

Fig. 52. Chaleur fatale classée selon le niveau de température.

Enfin, concernant la chaleur fatale, les données sont peu disponibles. Le Département américain de l'Énergie publie un rapport sur la récupération de la chaleur fatale en 2008 [3] indiquant que 20 à 50 % de l'énergie consommée lors des processus de fabrication industrielle est perdue sous forme de chaleur fatale, environ 60 % étant libérée sous forme de chaleur fatale de basse qualité à une température inférieure à 230 °C. En 2009, Enova SF (une société gouvernementale norvégienne responsable de la promotion de la production et de la consommation d'énergie respectueuse de l'environnement) propose également une distribution de plage de température où 37 % de la chaleur fatale dépasse 140 °C et près de la moitié des 63 % restants se situe dans la fourchette 40-60 °C [4]. Dans une étude ultérieure, [5] résume différentes données et collecte la distribution par énergie thermique sous forme de chaleur fatale ainsi que sa distribution en températures pour différents secteurs (y compris transport, industriel, commercial, résidentiel et électrique), présentée de manière compacte à la Fig. 53.

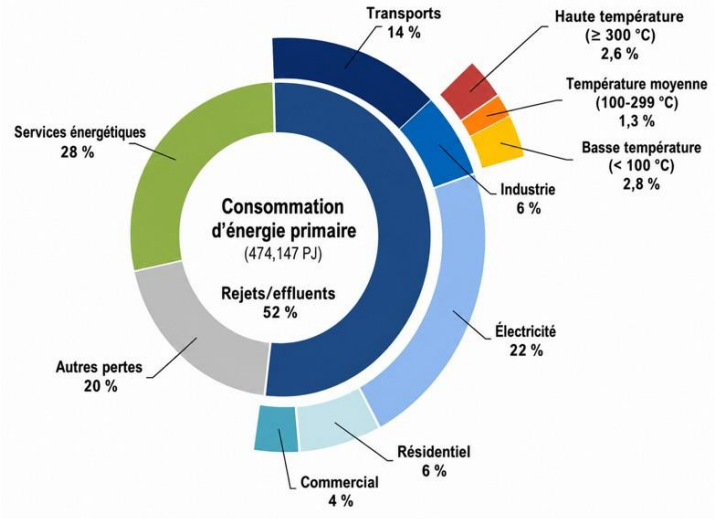


Fig. 53. Répartition de la chaleur usagée par secteur et température [5].

2.2.1 Technologies pour capter et utiliser la chaleur fatale

La chaleur fatale peut être utilisée directement, par un usage passif (simplement en utilisant un échangeur de chaleur), soit transformée, par des technologies actives (transformation du niveau de température ou production d'énergie mécanique ou électrique) comme illustré à la Fig. 54.

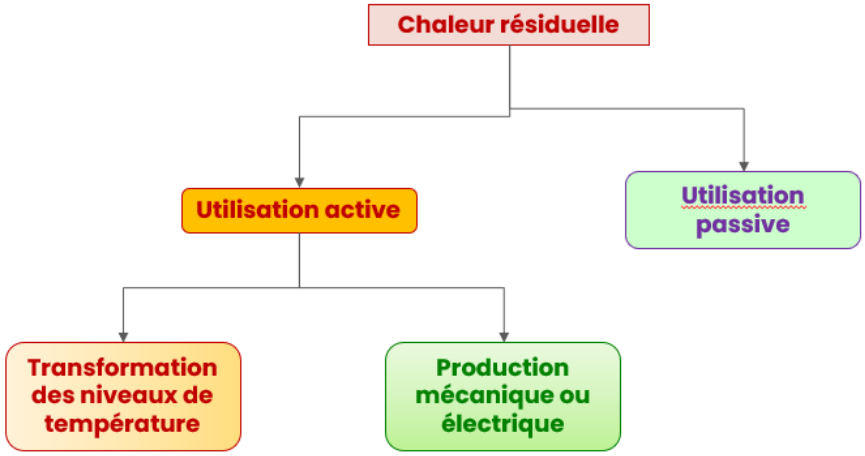


Fig. 54. Classification des technologies utilisées pour capter la chaleur fatale.

2.2.1.1 Échangeurs de chaleur

Le procédé qui utilise des technologies pour capter et utiliser la chaleur perdue est appelé récupération de la chaleur fatale. Et, dans tous les cas (usage passif ou actif), il consiste à transférer la chaleur fatale à réévaluer en produisant de la chaleur ou de l'énergie. Dans tous les cas, la première étape de la récupération de la chaleur fatale consiste en un échangeur de chaleur qui capte la chaleur perdue.

Les échangeurs de chaleur sont des dispositifs conçus pour transférer la chaleur d'un milieu à un autre, généralement sans qu'ils se mélangent. Ils sont largement utilisés dans diverses applications, telles que le chauffage, le refroidissement et la récupération d'énergie. Le principe fondamental d'un échangeur de chaleur est de permettre le passage de chaleur d'un fluide plus chaud vers un fluide plus froid. Il existe plusieurs types d'échangeurs de chaleur, mais les plus couramment utilisés pour la récupération de chaleur sont les suivants [3,6] :

1. Échangeur de chaleur à plaques
2. Échangeur de chaleur à tubes-calandre
3. Échangeurs de chaleur air-air
4. Échangeurs de chaleur à tubes à ailettes / Économiseurs
5. Échangeurs de chaleur régénératifs
6. Échangeurs de chaleur à contact direct

1. Échangeur de chaleur à plaques

Un échangeur de chaleur à plaques est un type d'échangeur de chaleur qui utilise des plaques métalliques empilées ou brasées en parallèle, formant une coque métallique creuse pour transférer la chaleur entre deux fluides. Ces plaques créent une grande surface pour un transfert de chaleur efficace tout en maintenant les fluides physiquement séparés. Les principaux composants sont les plaques, joints ou brasage, et le châssis (Fig. 55).

Avantages :

1. Très efficace pour la récupération de chaleur dans les procédés industriels et les systèmes CVC.
2. Fréquemment utilisé pour récupérer la chaleur des fluides à basse à moyenne température.
3. Compacts et offrent une grande surface d'échange thermique par rapport à leur taille.

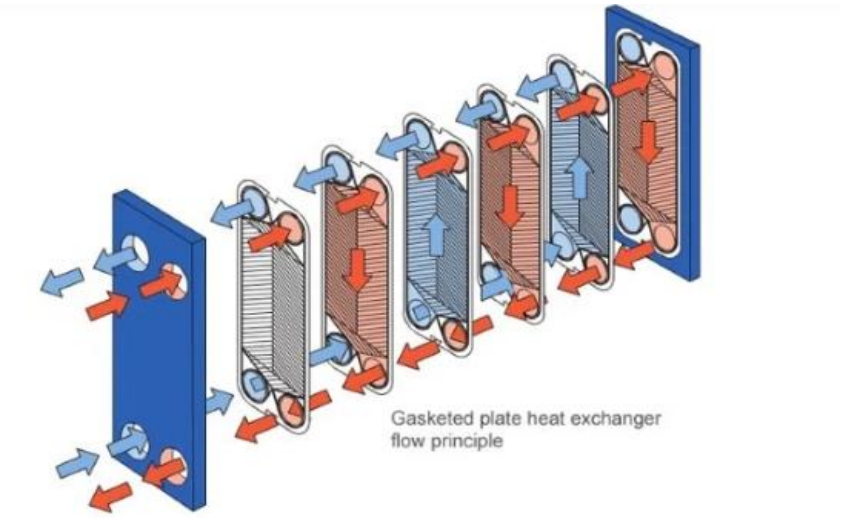


Fig. 55. Fonctionnement de l'échangeur de chaleur à plaques [7].

2. Échangeur de chaleur à tubes-calandre

Un échangeur de chaleur à tubes et calandre (Fig. 56) fonctionne en transférant la chaleur entre deux fluides à travers une série de tubes contenus dans une calandre cylindrique. Un fluide circule à travers les tubes, tandis que l'autre fluide circule autour de l'extérieur des tubes à l'intérieur de la couche. Les principaux composants de ce type d'échangeur de chaleur comprennent les tubes, la calandre, les déflecteurs et les tôles tubulaires.

Avantages :

1. Utilisé dans des applications industrielles pour les fluides à des pressions et températures plus élevées.
2. Robustes et adaptées aux grands volumes de débit et aux conditions plus exigeantes.
3. Peut gérer à la fois des liquides et des gaz, comme la vapeur d'échappement provenant de procédés industriels.

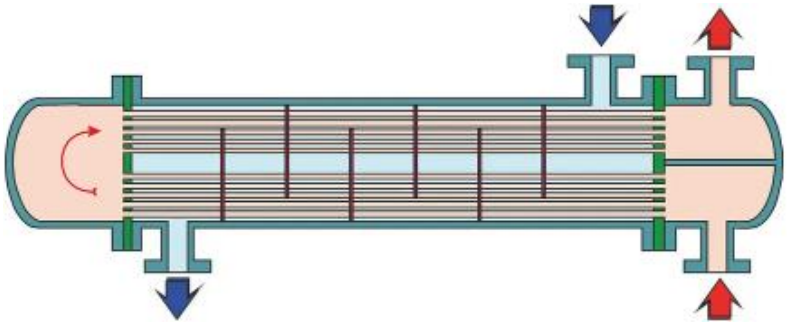


Fig. 56. Fonctionnement de l'échangeur de chaleur à tubes et calandre [8].

3. Échangeur de chaleur air-air (récupérateur)

Les échangeurs de chaleur air-air, souvent appelés récupérateurs, sont utilisés pour transférer la chaleur entre deux flux d'air distincts sans les mélanger. Il existe trois types principaux couramment utilisés pour la récupération de chaleur :

1. Échangeur de plaques fixes.
2. Échangeur de chaleur rotatif.
3. Échangeur thermique à tube thermique.

a) Chauffage fixe sur plaque

Ce type est composé de plusieurs plaques fines et plates disposées avec de petits espaces entre elles. L'air d'échappement circule dans des canaux alternés, tandis que l'air frais circule dans des canaux voisins dans la direction opposée (contre-courant) (Fig. 57).

Avantages :

1. Il présente un design simple sans pièces mobiles.
2. Il atteint une grande efficacité thermique dans les configurations à contre-flux ou en croisement.

Limites :

Il ne peut pas transférer d'humidité ; il n'échange que la chaleur sensible (chaleur sèche).

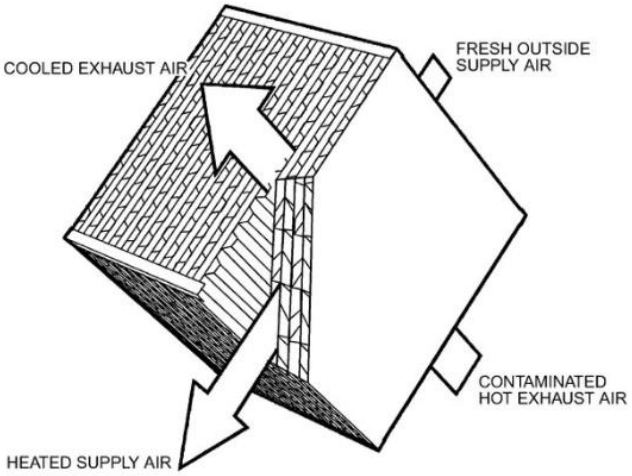


Fig. 57. Chauffage fixe des plaques [9].

b) Échangeur de chaleur rotatif

Ce type comporte une roue rotative (ou rotor) fabriquée à partir d'un matériau absorbant la chaleur, comme l'aluminium, qui tourne entre l'air d'échappement et les flux d'air frais. Lorsque le rotor tourne, il capte la chaleur de l'air d'échappement et la transfère à l'air frais entrant (Fig. 58).

Avantages :

1. Il transfère à la fois la chaleur sensible (température) et la chaleur latente (humidité), ce qui aide à améliorer la qualité et le confort de l'air intérieur.
2. Il fonctionne avec une grande efficacité, en particulier dans les environnements humides.

Limites :

1. Il contient des pièces mobiles, qui nécessitent plus d'entretien.
2. Il existe une possibilité de contamination croisée entre les flux d'air.

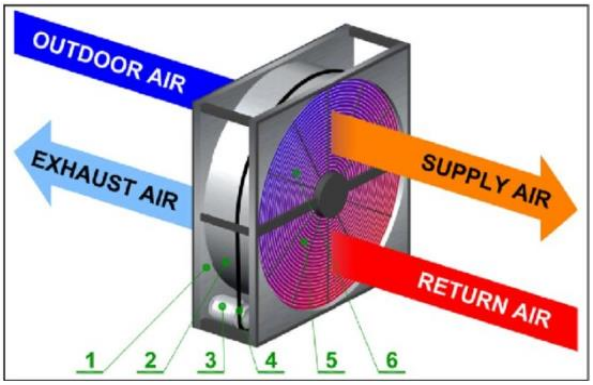


Fig. 58. Échangeur de chaleur rotatif [10].

c) Échangeur thermique à caloduc

Les caloducs sont des tubes scellés contenant un fluide frigorigène ou un fluide de travail. Une extrémité du tuyau de chaleur est positionnée dans le flux d'air d'extraction (côté chaud), où le fluide s'évapore et absorbe la chaleur. La vapeur résultante se déplace ensuite vers l'extrémité plus froide (flux d'air frais entrant), où elle se condense et libère la chaleur absorbée. Le liquide revient ensuite du côté chaud par action capillaire ou gravité, et ce cycle se poursuit (Fig. 59).

Avantages :

1. Ils n'ont aucune pièce mobile, ce qui les rend très fiables.
2. Ils transfèrent la chaleur sensible de manière efficace.
3. Ils peuvent fonctionner à différentes températures et pressions en changeant le fluide de travail.

Limites :

1. Ils ne transfèrent que la chaleur sensible.
2. Ils ne facilitent pas le transfert d'humidité.
3. Ils nécessitent une bonne orientation de l'installation pour fonctionner efficacement.

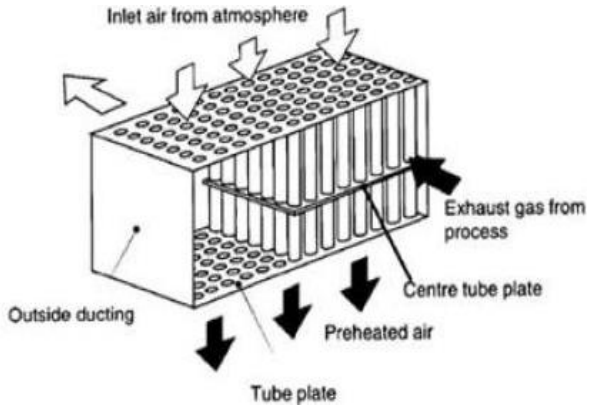


Fig. 59. Échangeur de chaleur à caloduc [11].

4. Échangeurs de chaleur à tubes à ailettes / Économiseurs

Les échangeurs de chaleur à tubes à ailettes sont utilisés pour récupérer la chaleur des gaz d'échappement à basse à moyenne température destinés à chauffer les liquides. Ils consistent en un faisceau de tubes par lesquels circule l'eau d'alimentation (Fig. 60).

Avantages :

1. Ils sont couramment utilisés dans les centrales électriques ou les chaudières pour récupérer la chaleur des gaz d'échappement et préchauffer l'eau d'alimentation, ce qui améliore l'efficacité thermique.
2. Ils sont conçus pour capter la chaleur fatale des gaz de combustion.

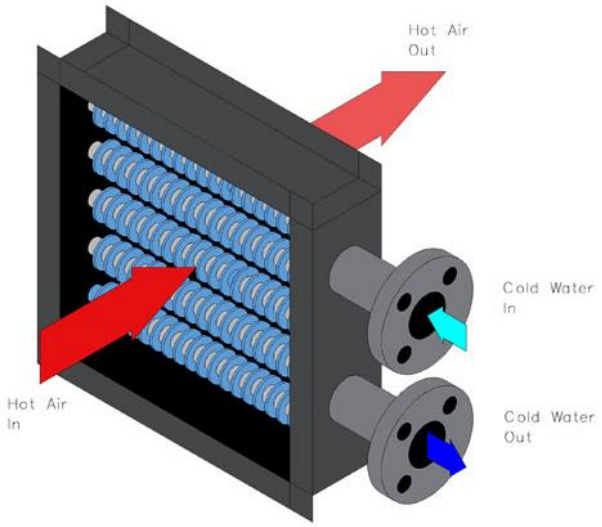


Fig. 60. Échangeurs de chaleur à tubes à ailettes/Économiseurs [11].

.

5. Échangeurs de chaleur régénératifs

Les échangeurs de chaleur régénératifs stockent temporairement la chaleur d'un fluide puis la transfèrent à un autre, facilitant ainsi la récupération de chaleur et améliorant l'efficacité énergétique. Contrairement aux échangeurs de chaleur classiques, où le transfert de chaleur se fait simultanément entre deux fluides, les échangeurs de chaleur régénératifs utilisent des matériaux (comme le métal ou la céramique) pour absorber et libérer alternativement la chaleur [12].

Il existe deux principaux types d'échangeurs de chaleur régénératifs : statiques et dynamiques. Chaque type fonctionne de manière légèrement différente, mais le principe fondamental reste le même : stocker la chaleur d'un flux et la transférer à un autre.

Avantages :

1. Ils conviennent aux applications à haute température, telles que les fours industriels ou les systèmes de turbines à gaz.
2. Ils agissent en accumulant de la chaleur dans un milieu solide, qui transfère ensuite cette chaleur à un fluide de travail.

6. Échangeurs de chaleur à contact direct

Les échangeurs de chaleur à contact direct mettent deux fluides en contact physique direct, permettant de transférer la chaleur directement entre eux sans barrière séparatrice. Cela contraste avec les échangeurs de chaleur conventionnels, qui présentent des parois solides entre les fluides. Le transfert de chaleur se produit par conduction et convection, et dans certains cas, des changements de phase tels que la condensation ou l'évaporation peuvent avoir lieu [13].

Les échangeurs de chaleur à contact direct sont couramment utilisés dans des situations où les deux fluides sont immiscibles (ils ne peuvent pas se mélanger) ou lorsque l'un des fluides est un gaz ou une vapeur. Ils sont particulièrement efficaces pour des applications spécifiques, comme l'eau de refroidissement avec de l'air ou la vapeur de condensation.

Avantages :

1. Dans ces échangeurs, les fluides chauds et froids entrent en contact direct, ce qui les rend adaptés à une utilisation dans les tours de refroidissement ou certains systèmes de récupération thermique géothermique.
2. Ils offrent un transfert de chaleur efficace pour des applications spécifiques où le mélange des fluides n'est pas un problème.

2.2.2 Revalorisation de la chaleur fatale

Comme mentionné précédemment, les échangeurs de chaleur sont les technologies les plus couramment utilisées pour capter la chaleur fatale. Une fois la chaleur fatale capturée, elle peut être utilisée directement **(réutilisation)** ou plusieurs **technologies actives** peuvent être utilisées pour la transformer en énergie thermique à un autre niveau de température ou en énergie mécanique ou électrique.

Réutilisation

Les échangeurs de chaleur sont utilisés non seulement pour capter la chaleur fatale, mais aussi pour exploiter la chaleur capturée. Ils peuvent être employés dans des systèmes primaires ou secondaires :

1. Systèmes primaires : Dans cette configuration, un échangeur de chaleur transfère directement la chaleur du milieu thermique résiduel vers le milieu principal pour une transmission et une utilisation ultérieure.

2. Systèmes secondaires : Ici, la chaleur est récupérée du milieu thermique résiduel dans un fluide de transfert (comme l'eau ou le pétrole), qui se déplace ensuite vers un échangeur de chaleur secondaire pour chauffer le milieu principal d'utilisation.

Exemples de réutilisation de la chaleur gaspillée sont :

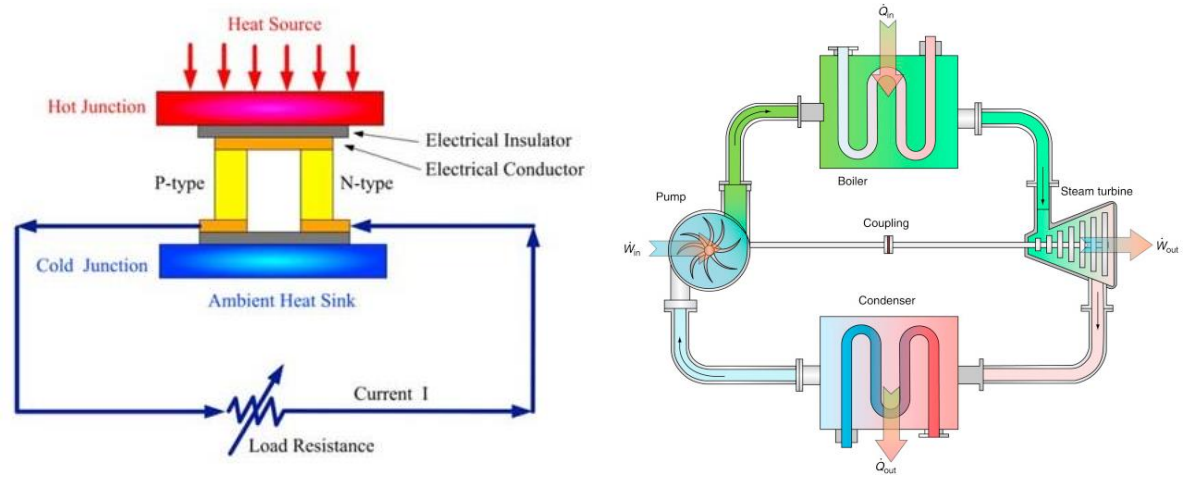
1. Générateurs de vapeur à récupération thermique (HRSG) : échangeur de chaleur qui capte et utilise la chaleur fatale des gaz d'échappement chauds pour générer de la vapeur.
2. Économiseurs : échangeur de chaleur qui récupère la chaleur perdue provenant des gaz d'échappement ou des fluides de procédé pour préchauffer l'eau ou l'air.
3. Chaudières à récupération de chaleur : Système fonctionnant de manière similaire à une chaudière à gaz, mais au lieu d'utiliser du gaz, il utilise la chaleur fatale pour chauffer un milieu utile, généralement de l'eau.

2.2.2.1 Technologies actives

Lorsque nous utilisons la chaleur fatale absorbée pour activer un cycle thermodynamique, nous disons que nous utilisons des technologies actives de récupération de chaleur fatale. De cette manière, nous pouvons utiliser la chaleur pour générer de la chaleur à un autre niveau de température utile ou pour produire de l'énergie mécanique ou électrique.

L'utilisation de la chaleur fatale peut suivre deux approches principales. La première consiste à convertir la chaleur fatale en énergie mécanique ou électrique grâce à des technologies de conversion en puissance thermique fatale. Les systèmes les plus courants sont basés sur le cycle Rankine, utilisant soit de l'eau dans le cycle Rankine à vapeur (SRC), soit des fluides organiques dans le cycle organique de Rankine (ORC). Des générateurs thermoélectriques sont également utilisés pour la conversion directe de la chaleur en électricité. La seconde approche consiste à utiliser la chaleur fatale pour produire de l'énergie thermique à un niveau de température différent. Cela inclut des technologies de production de refroidissement, telles que les systèmes de réfrigération basés sur des cycles d'absorption ou d'adsorption, ainsi que des technologies pour améliorer la chaleur à une température plus élevée, comme les pompes à chaleur. Ces pompes à chaleur peuvent être actionnées thermiquement (en utilisant des cycles d'absorption ou d'adsorption) ou basées sur des mécanismes de compression de vapeur.

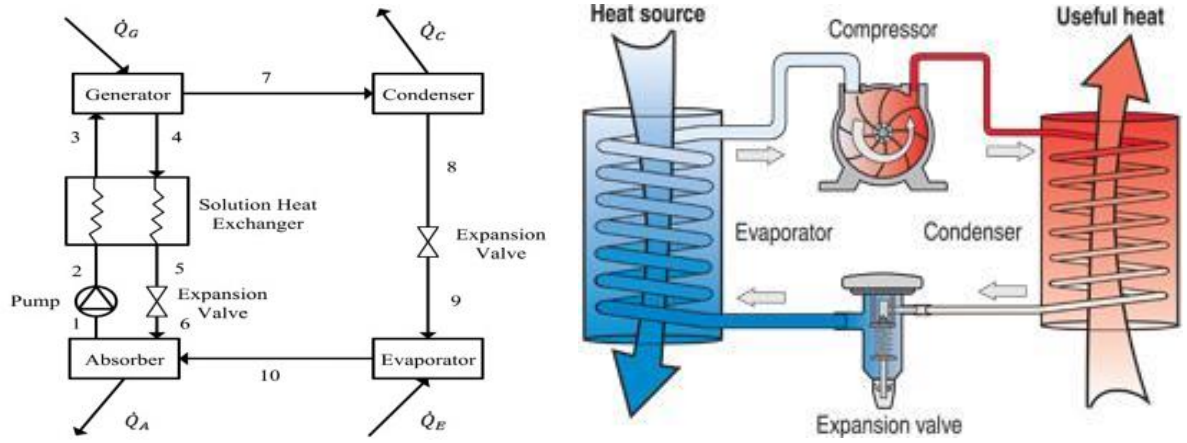
Les technologies les plus couramment utilisées sont le cycle Rankine, également appelé cycle de Rankine à vapeur (SRC), généralement économiquement préférable lorsque la température thermique source dépasse 400 °C, et le cycle de Rankine organique (ORC) ou cycle de Kalina dans des plages de température modérées. De plus, les générateurs thermoélectriques, avec des efficacités plus faibles mais adaptés aux applications nécessitant de petites quantités d'énergie d'un générateur nécessitant un entretien minimal (Fig. 61).



a) b)

Fig. 61. Technologies actives dissipant la chaleur pour produire de l'électricité a) thermoélectrique, b) cycle de Rankine à vapeur [14,15].

Cycles thermiques ou de compression à vapeur. Des technologies thermiques telles que les cycles d'absorption et d'adsorption peuvent être utilisées pour générer du froid (systèmes de réfrigération) ou obtenir des températures plus élevées (pompes à chaleur). En se concentrant sur l'obtention de températures plus élevées, le cycle de compression vapeur est la technologie la plus courante (Fig. 62).



a) b)

Fig. 62. Technologies actives pour convertir de la chaleur fatale en froid ou en chaleur à plus haute température, a) cycle d'absorption, b) cycle de compression de vapeur [16-18].

Principes thermodynamiques pour le fonctionnement de la pompe à chaleur :

Une pompe à chaleur fonctionne selon des principes thermodynamiques fondamentaux. Elle transfère la chaleur d'une source à basse température vers un puits à température plus élevée en utilisant de l'énergie externe, généralement électrique ou mécanique.

Deuxième loi de la thermodynamique (énoncé de Clausius) : La chaleur s'écoule naturellement d'une température plus élevée vers une température plus basse. Une pompe à chaleur inverse ce processus en utilisant un travail externe pour déplacer la chaleur d'un réservoir froid vers un réservoir chaud.

Première loi de la thermodynamique (conservation de l'énergie) : L'énergie totale à l'intérieur d'un système reste constante :

$Q_{in} + W = Q_{out}$

Q_{in} = Chaleur absorbée par la source à basse température (évaporateur)

W = Entrée de travail (énergie du compresseur)

Q_{out} = Chaleur libérée au puits à haute température (condenseur)

- Pompes à chaleur

Le cycle de compression idéal repose sur le concept d'un moteur thermique qui évolue cycliquement entre deux sources de chaleur aux températures $T_2 > T_1$, extrayant la chaleur du milieu à basse température (Q_1) et transférant la chaleur (Q_2) au milieu à température plus élevée en raison du travail externe reçu.

Le cycle de Carnot présentera la performance maximale possible d'une pompe à chaleur évoluant entre deux températures et consiste en les transformations réversibles décrites dans le diagramme T-s (Fig. 63).

1-2; compression isentropique (adiabatique et réversible) dans la zone vapeur biphasée du diagramme par l'ajout de travail.
2-3; condensation complète de la vapeur par le transfert réversible de chaleur à pression et température constantes.

3-4; détente isentropique du point liquide saturé (3) vers la pression correspondant à la température froide, produisant ainsi un mélange biphasé (4) et une certaine quantité d'énergie transférée par le système.
4-1; vaporisation partielle du liquide présent à l'état (4), à pression et température constantes.

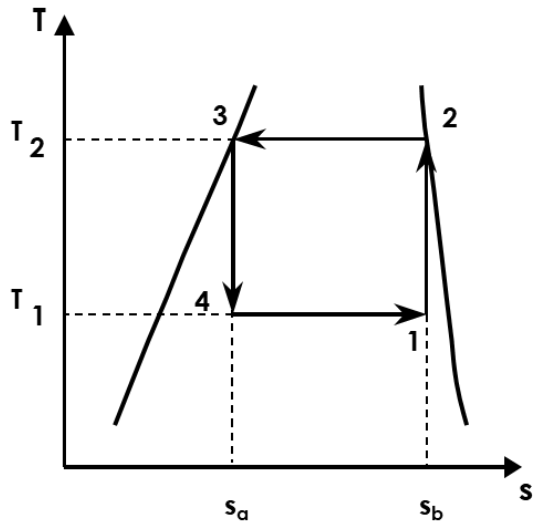


Fig. 63. Cycle idéal (Carnot) sur le diagramme T-s [19].

Le cycle de Carnot n'est pas réalisable, le cycle réel équivalent implique une série de modifications : 1-2 : La compression sera effectuée sur un gaz, donc au moins un point 1 doit être de la vapeur saturée pour éviter les chocs liquides.2-3 : Les gaz en sortie du compresseur seront refroidis jusqu'à la température de saturation puis condensés dans un échangeur de surface infinie idéal.3-4 : La détente sera isenthalpique, de nature irréversible, au lieu de celle du cycle de Carnot, pour des raisons de simplicité et de fiabilité.4-1 : Le fluide biphasé qui atteint le point 4 s'évapore dans un échangeur infini jusqu'à atteindre la vapeur saturée, fermant ainsi le cycle idéal.

Ainsi, le cycle idéal équivalent représenté dans le diagramme de pH serait le suivant (Fig. 64) :

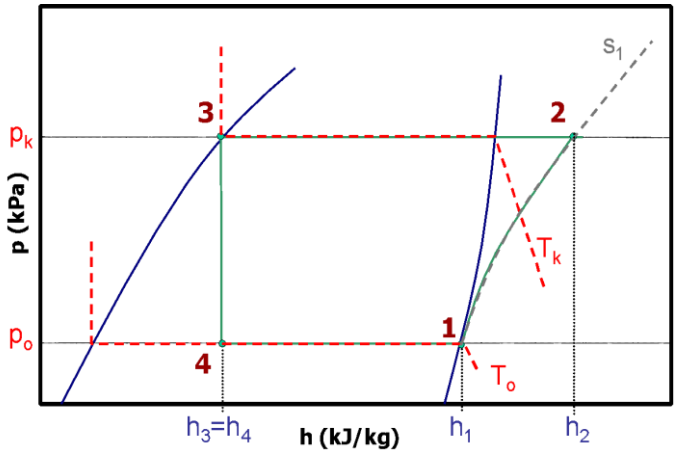


Fig. 64. Cycle réel sur le diagramme T-s [19].

Enfin, les températures d'évaporation (T_e) et de condensation (T_k) doivent être plus basses et supérieures que les températures des sources correspondantes (T_1 et T_2), avec une surchauffe de la vapeur à l'entrée du compresseur et un sous-refroidissement du liquide à la sortie du condenseur. De

plus, la compression réelle s'écarte de l'isentropie. Par conséquent, le cycle de compression est le suivant :

Comme cela a été observé, dans les systèmes de compression vapeur, il est nécessaire d'amener un fluide de travail à des conditions d'ébullition à basse température pour la production de froid et à des conditions de condensation (ou de refroidissement) à haute température pour la production de chaleur.

Ainsi, les systèmes de compression de vapeur utilisent plusieurs procédés pour compléter un cycle qui atteint continuellement l'objectif souhaité (froid ou chaleur). Les principaux composants du système, en plus du fluide de travail (fluide frigorigène), sont l'évaporateur, le compresseur, le condenseur et le dispositif d'expansion (Fig. 65).

« Le fluide frigorigène est la substance qui circule à travers les différents éléments du système de manière cyclique, absorbant la chaleur à basse température dans l'évaporateur et libérant de la chaleur à des températures plus élevées dans le condenseur. En général, ces processus impliquent un changement de l'état du fluide. »

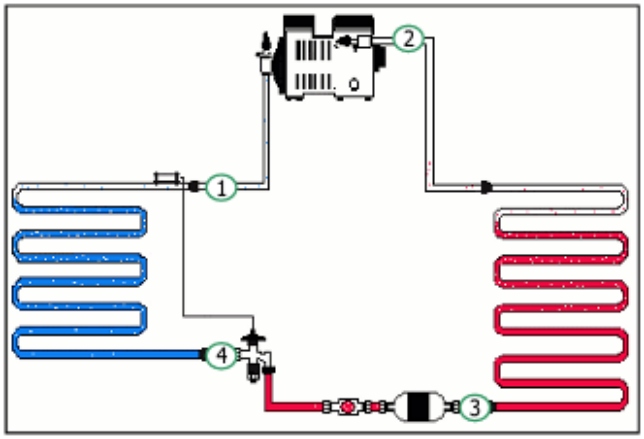


Fig. 65. Schéma du cycle de compression de vapeur [19].

1. Évaporateur

C'est un échangeur de chaleur auquel le fluide frigorigène arrive sous forme de mélange biphasique à basse température. Le liquide s'évapore à la température de saturation correspondant à la pression dominante dans l'évaporateur, absorbant la chaleur latente nécessaire à son évaporation de l'environnement.

2. Compresseur

Le fluide frigorigène arrive au compresseur à l'état vapeur (généralement de la vapeur surchauffée) à basse pression et température. Le compresseur aspire mécaniquement les vapeurs générées par l'évaporateur en créant une pression inférieure à celle de l'évaporateur, absorbant ainsi la chaleur sensible tout au long de son parcours. Par la suite, ces vapeurs sont comprimées mécaniquement, augmentant leur pression et leur température.

3. Condenseur

Le fluide frigorigène arrive au condenseur à partir de la décharge du compresseur sous forme de vapeur surchauffée à haute pression et température. Comme la température de l'environnement sera inférieure à la température de saturation du fluide frigorigène, le refroidissement et la condensation subséquente auront lieu. Ainsi, la chaleur latente absorbée par l'évaporateur et la chaleur absorbée lors

de la compression sont transférées dans le condenseur vers l'environnement (chaleur sensible du refroidissement et chaleur latente de condensation pouvant être utilisée pour des applications de chauffage). Le fluide frigorigène quitte le condenseur sous forme liquide (généralement sous-refroidi) et est dirigé vers le dispositif d'expansion ou le réservoir d'accumulation.

4. Détendeur

Le détendeur dans un cycle de compression de vapeur réduit la pression et la température du fluide frigorigène, qui arrive en vapeur saturée ou surchauffée à haute pression depuis le condenseur. En traversant le détendeur, le fluide frigorigène subit une expansion rapide, provoquant un changement d'état qui abaisse sa température et lui permet de devenir un mélange de vapeur et de liquide. Ce processus est crucial, car le fluide frigorigène, désormais à basse pression et température, peut absorber la chaleur de l'environnement dans l'évaporateur, facilitant ainsi le refroidissement et la complétion du cycle de compression de vapeur.

- Technologies de pompes à chaleur

1. Pompes à chaleur air-air

Fonctionnement : Ces pompes fonctionnent à l'aide d'un ventilateur pour aspirer l'air extérieur, qui passe ensuite par un évaporateur où il est chauffé. L'air chauffé est ensuite circulé à l'intérieur.

Efficacité : L'efficacité de ces pompes est mesurée par le Coefficient de Performance (COP), bien que celui-ci puisse descendre en dessous de 1 dans des conditions très froides.

Utilisations courantes : Elles sont largement utilisées dans des climats modérés pour le chauffage et la climatisation, souvent dans le cadre des systèmes de climatisation.

Entretien : Pour maintenir l'efficacité, il est essentiel de nettoyer régulièrement les filtres et l'échangeur de chaleur.

2. Pompes à chaleur air-eau

Fonctionnement : Similaire aux pompes air-air, mais au lieu de transférer la chaleur extraite à l'air, ces pompes la transmettent à l'eau. Cette eau chauffée peut ensuite être utilisée pour le chauffage des espaces via des radiateurs ou pour fournir de l'eau chaude domestique.

Efficacité : Ces pompes sont très efficaces, notamment lorsqu'elles sont associées à des systèmes de chauffage à basse température comme le chauffage par le sol.

Utilisations courantes : Elles conviennent au chauffage dans les maisons individuelles et les bâtiments commerciaux.

Entretien : Des inspections de routine de la pompe et du circuit d'eau sont nécessaires pour éviter des problèmes tels que la corrosion ou les fuites.

3. Pompes à chaleur géothermiques

Fonctionnement : Les pompes à chaleur géothermiques utilisent un réseau de sondes enfouies sous terre (collecteurs) pour extraire la chaleur du sol ou des eaux souterraines. Cette chaleur extraite est ensuite transférée à l'eau circulant dans le système de chauffage.

Efficacité : Ces systèmes présentent un coefficient de performance (COP) élevé car les températures au sol sont plus stables que celles de l'air. Ils peuvent atteindre un COP de 4 ou plus.

Utilisations courantes : Les pompes à chaleur géothermiques sont idéales pour les constructions neuves en résidentiel et commercial ainsi que dans les bâtiments plus grands.

Entretien : Ils nécessitent généralement moins d'entretien dans la durée, mais les coûts d'installation initiaux peuvent être plus élevés en raison du forage nécessaire pour les collecteurs souterrains.

4. Pompes à chaleur eau-eau

Fonctionnement : Les pompes à chaleur à source d'eau captent la chaleur des plans d'eau, tels que les rivières ou les lacs, et la transfèrent vers un circuit d'eau pour le chauffage ou le refroidissement.

Efficacité : Ces systèmes sont très efficaces, en particulier dans les environnements où la température de l'eau reste relativement constante.

Utilisations courantes : Les pompes à chaleur à eau sont couramment employées dans les installations industrielles, les grands bâtiments et les systèmes de chauffage urbain.

Entretien : Un suivi régulier de la qualité de l'eau et l'entretien des systèmes de canalisation sont nécessaires pour garantir des performances optimales.

5. Pompes à chaleur à absorption

Fonctionnement : Les refroidisseurs à absorption utilisent un fluide frigorigène et un absorbant (comme l'eau ou le bromure de lithium) au lieu d'un compresseur électrique. Ils sont alimentés par une source de chaleur, comme le gaz naturel, pour faciliter leur fonctionnement.

Efficacité : Les refroidisseurs à absorption peuvent être moins efficaces que les systèmes de compression, mais ils sont avantageux dans les applications où la chaleur fatale est facilement disponible.

Utilisations courantes : Ces refroidisseurs se trouvent couramment dans de grands bâtiments, des installations industrielles et des systèmes de refroidissement utilisés dans divers procédés industriels.

Entretien : Un entretien régulier est essentiel en raison de la complexité du système d'absorption, garantissant un fonctionnement fiable et efficace.

6. Pompes à chaleur hybrides

Fonctionnement : Les systèmes de chauffage hybrides combinent une pompe à chaleur avec une chaudière à gaz ou un autre système de chauffage alternatif. La pompe à chaleur sert de source principale de chauffage, tandis que la chaudière se met en marche lors de basses températures lorsque la chaleur supplémentaire est nécessaire.

Efficacité : Ces systèmes peuvent atteindre une grande efficacité en s'adaptant à des conditions climatiques variables et en optimisant leur consommation d'énergie tout au long de l'année.

Utilisations courantes : Les systèmes hybrides conviennent particulièrement bien aux climats qui connaissent des hivers froids et des étés chauds.

Entretien : Un entretien régulier est nécessaire à la fois de la pompe à chaleur et de la chaudière afin d'assurer des performances et une fiabilité optimales.

7. Pompes à chaleur à double service

Fonctionnement : Les pompes à chaleur à fonctionnement réversible peuvent alterner entre chauffage et refroidissement selon les besoins. Elles utilisent des vannes inverses pour modifier le flux du fluide frigorigène, permettant à la fois les modes chauffage et refroidissement.

Efficacité : Ces systèmes sont très efficaces, notamment dans les climats où le chauffage et la climatisation sont fréquemment nécessaires.

Utilisations courantes : Elles sont couramment utilisées dans les espaces nécessitant un chauffage et une climatisation, comme les bâtiments commerciaux et certaines pièces situées dans des environnements résidentiels.

Entretien : Un entretien régulier est essentiel pour garantir que les fonctions de chauffage et de climatisation fonctionnent de manière fluide et efficace.

8. Pompes à chaleur à vitesse variable (inverter)

Fonctionnement : Les pompes à chaleur inverter utilisent la technologie de variation de vitesse du moteur, qui permet à la vitesse du compresseur d'ajuster la vitesse en fonction de la demande de chauffage ou de climatisation. Cela permet au système de fonctionner plus efficacement en réponse à des conditions variables.

Efficacité : Ces systèmes offrent une efficacité accrue en fonctionnant à différentes vitesses, ce qui contribue à réduire la consommation d'énergie par rapport aux systèmes traditionnels.

Utilisations courantes : Les pompes à chaleur à vitesse variable se trouvent couramment dans les systèmes de climatisation et les applications de chauffage des bâtiments.

Entretien : Ils nécessitent généralement moins d'entretien que les systèmes conventionnels ; cependant, la technologie des onduleurs peut introduire une complexité supplémentaire nécessitant une surveillance plus rigoureuse.

9. Pompes à chaleur de récupération de chaleur fatale

Fonctionnement : Les systèmes de récupération de chaleur captent la chaleur perdue provenant des procédés industriels ou des systèmes de réfrigération et la réutilisent pour des applications de chauffage.

Efficacité : Ces systèmes sont très efficaces, réduisant efficacement le gaspillage d'énergie et maximisant l'utilisation de l'énergie disponible.

Utilisations courantes : Les systèmes de récupération de chaleur sont couramment utilisés dans les environnements industriels ainsi que pour le chauffage des bâtiments.

Entretien : Pour garantir des performances optimales, ces systèmes nécessitent une conception rigoureuse et une surveillance régulière afin de maintenir l'efficacité du processus de récupération de chaleur.

- Classification des pompes à chaleur : En fonction de la température de production

Les pompes à chaleur sont classées en fonction de la température de la chaleur qu'elles produisent, ce qui détermine leur adéquation à différentes applications. La classification inclut généralement :

a) Pompes à chaleur basse température (<45°C) :

Température typique d'alimentation : 30°C - 45°C (chauffage des bâtiments récents)

b) Pompes à chaleur à température moyenne (45°C – 75/90°C)

Température typique d'alimentation : 45°C - 75°C

Applications :

1. Production d'eau chaude sanitaire (DHW).
2. Systèmes de chauffage à radiateurs (rénovation de vieux bâtiments).
3. Chauffage des procédés pour les industries alimentaires, textiles et chimiques.

c) Pompes à chaleur à haute température (>75/90°C)

Température typique d'alimentation : 75°C - 150°C et plus

Applications :

1. Chauffage industriel (séchage, stérilisation et traitement chimique).
2. Réseaux de chauffage urbain.
3. Production de vapeur pour la production d'électricité et l'usage industriel.

- Application de pompe à chaleur de récupération de chaleur fatale

Comme mentionné précédemment, la chaleur fatale peut être classée en quatre niveaux de température, la chaleur de faible qualité étant la plus adaptée aux pompes à chaleur. La chaleur de basse qualité désigne la chaleur à des températures inférieures à 100°C. Bien que ces températures soient souvent trop basses pour une utilisation directe dans les procédés industriels, elles peuvent néanmoins être précieuses pour le chauffage des locaux et de l'eau dans les bâtiments résidentiels et commerciaux, ou pour améliorer l'efficacité de certaines opérations industrielles.

Les pompes à chaleur peuvent utiliser la chaleur de faible qualité en élevant sa température à un niveau plus approprié, selon les besoins spécifiques. De plus, la chaleur industrielle de faible qualité peut être captée à partir de l'eau de refroidissement dans les procédés industriels. Les applications les plus courantes des pompes à chaleur pour la récupération de la chaleur fatale incluent :

1. Distilleries
2. Blanchisseries industrielles
3. Chauffage urbain à chaleur fatale
4. Supermarchés
5. Centres de données

- Configurations et connexions des pompes à chaleur pour diverses sources de chaleur fatale

1. Connexion directe à un circuit primaire

Application : Cette approche est fréquemment utilisée lorsque la chaleur fatale provient d'un procédé impliquant un fluide circulant, comme l'eau chaude ou les gaz d'échappement.

Configuration : L'échangeur de chaleur de la pompe à chaleur est directement connecté au circuit de la source de chaleur fatale dans cette configuration. Cela permet au fluide résiduel de circuler à travers l'évaporateur ou le condenseur de la pompe à chaleur.

Avantages : Cette configuration réduit les pertes de température et améliore l'efficacité, éliminant ainsi le besoin d'échangeurs de chaleur intermédiaires.

Inconvénients : Cela nécessite une compatibilité complète en matière de matériaux et de températures entre la pompe et la source de chaleur, ce qui peut limiter les options de conception.

2. Échangeur de chaleur intermédiaire (système indirect)

Application : Cette méthode est bénéfique lorsque le fluide dont on veut exploiter son énergie thermique basse température est corrosif, contient des contaminants ou a des températures supérieures aux limites de l'équipement de la pompe à chaleur.

Configuration : Un échangeur de chaleur supplémentaire, tel qu'un type à plaque ou tube, est installé pour transférer la chaleur du fluide vers un fluide intermédiaire, qui est ensuite dirigé vers l'évaporateur de la pompe.

Avantages : Cette installation protège le système de pompe à chaleur contre les contaminants et permet la modulation de la température.

Inconvénients : cela introduit une résistance thermique et nécessite un entretien supplémentaire.

3. Système en boucle fermée avec fluides thermiques secondaires

Application : Cette approche est idéale pour capter la chaleur provenant de diverses sources de chaleur fatale dispersées, telles que la ventilation de l'air des bâtiments ou plusieurs points dans les procédés industriels.

Configuration : Un circuit fluide secondaire collecte la chaleur de ces différentes sources et la transporte vers un échangeur de chaleur relié à la pompe à chaleur.

Avantages : Il permet la récupération de chaleur perdue à partir de multiples sources et simplifie la gestion thermique à travers les sources de chaleur fatale distribuées.

Inconvénients : Cette installation nécessite une infrastructure de tuyauterie supplémentaire et potentiellement des systèmes de pompage supplémentaires pour le fluide secondaire.

4. Systèmes de stockage (réservoirs thermiques)

Application : Cette configuration est idéale pour les sources de chaleur fatale présentant un flux de chaleur variable ou intermittent.

Configuration : Dans cette configuration, la chaleur fatale est stockée dans un réservoir thermique. La pompe à chaleur se connecte à ce réservoir pour absorber la chaleur lors des pics de demande ou lorsque la source thermique n'est pas opérationnelle.

Avantages : Cela maximise l'utilisation de la chaleur perdue, en particulier lorsque la demande pour la pompe à chaleur ne correspond pas à la disponibilité de la chaleur.

Inconvénients : Cela nécessite un espace supplémentaire pour le réservoir thermique et nécessite un contrôle précis pour optimiser les processus de charge et de décharge thermique.

5. Intégration avec les flux d'air ou de gaz

Application : Cette configuration est conçue pour capter la chaleur évacuée des gaz d'échappement ou des systèmes de ventilation.

Configuration : Un échangeur de chaleur air-eau ou air-fluide frigorigène est connecté à l'entrée de la pompe à chaleur, facilitant le transfert de chaleur depuis les flux de gaz.

Avantages : Il capte efficacement à la fois la chaleur sensible (liée à la température) et la chaleur latente (liée à l'humidité) provenant des gaz d'échappement.

Inconvénients : Maintenir une efficacité optimale de transfert thermique peut être complexe en raison de la nécessité d'ajustements précis des débits d'air ou de gaz.

2.3 Sources de chaleur fatale urbaines sélectionnées pour le chauffage urbain

La chaleur fatale représente une source d'énergie précieuse mais souvent sous-utilisée dans les systèmes de chauffage urbain. En captant l'énergie thermique qui serait autrement perdue lors des processus industriels, de la production d'électricité ou des opérations commerciales, les communautés énergétiques peuvent améliorer significativement l'efficacité globale et le développement durable. L'intégration de la chaleur fatale dans les réseaux de chauffage urbain réduit la consommation d'énergie primaire, diminue les émissions de gaz à effet de serre et améliore la viabilité économique du système.

2.3.1 Chaleur fatale des centres de données

Les centres de données comptent parmi les consommateurs d'énergie à la croissance la plus rapide dans l'économie numérique. En 2010, la consommation mondiale d'électricité des centres de données a atteint 350 TWh, représentant plus de 1 % de la consommation mondiale d'électricité. En Europe, la consommation était de 56 TWh/an en 2007 et devait atteindre 104 TWh/an d'ici 2020, portée par des tendances telles que les services de streaming et l'Internet des objets (IoT).

Les systèmes de refroidissement sont essentiels pour maintenir des conditions de fonctionnement sûres pour les équipements informatiques et représentent environ 40 % de la consommation totale d'énergie d'un centre de données. Ce processus de refroidissement génère d'importantes quantités de chaleur fatale, qui peuvent être récupérées et utilisées dans les réseaux de chauffage urbain.

Par exemple, un centre de données de taille moyenne avec une capacité informatique de 1 MW émet environ 3 700 MWh de chaleur par an via ses systèmes de refroidissement. Cela correspond à environ 0,46 MWh d'énergie thermique pour 1 MWh d'énergie électrique consommée. Les installations plus grandes peuvent atteindre 5 MW de performance informatique, tandis que la plupart des centres fonctionnent en dessous de 500 kW, beaucoup se situant entre 500 kW et 5 MW.

La chaleur récupérée des centres de données peut être intégrée dans les systèmes de chauffage urbain à l'aide d'échangeurs de chaleur et, si nécessaire, de pompes à chaleur pour élever la température au niveau requis. Cette approche transforme un besoin de refroidissement en une ressource énergétique précieuse, améliorant l'efficacité énergétique globale et réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

2.3.2 Chaleur fatale provenant des tunnels du métro

Les systèmes de métro représentent une source importante de chaleur fatale de faible qualité, principalement générée lors du freinage des trains et de la ventilation des wagons de métro. Cette chaleur, souvent dissipée dans l'environnement environnant, peut être captée et intégrée dans les réseaux de chauffage urbain, en particulier dans les zones urbaines densément peuplées.

À l'échelle mondiale, les réseaux de métro fonctionnent dans 148 villes, couvrant environ 11 000 km de lignes et desservant 151 millions de passagers par jour. Au sein de l'Union européenne, il existe environ 50 villes moyennes et grandes disposant de réseaux de métro, totalisant 2 800 km de lignes et

transportant 31 millions de passagers par jour. Le potentiel estimé de chaleur fatale provenant de ces systèmes varie entre 6,7 et 11,2 TWh par an.

Les stations sont généralement espacées d'environ 1 km, ce qui crée de fréquentes opportunités de récupération de chaleur. En installant des échangeurs de chaleur dans les conduits de ventilation ou en utilisant des pompes à chaleur pour améliorer la température, cette énergie autrement perdue peut être transformée en une ressource précieuse pour le chauffage urbain, réduisant la demande en énergie primaire et réduisant les impacts environnementaux.

2.3.3 Chaleur fatale provenant des réseaux d'égouts utilisant des pompes à chaleur

Les réseaux d'égouts urbains fournissent une source stable et accessible de chaleur de faible qualité qui peut être récupérée pour le chauffage urbain. Les eaux usées maintiennent généralement une température moyenne annuelle de 10 à 15 °C, et en été elles peuvent atteindre jusqu'à 20 °C, ce qui les rend adaptées aux applications de pompe à chaleur.

En installant des échangeurs de chaleur dans les systèmes d'égouts et en les couplant à des pompes à chaleur, les villes peuvent transformer cette énergie latente en une ressource précieuse. Dans les municipalités de plus de 10 000 habitants, la récupération de la chaleur des eaux usées peut couvrir jusqu'à 5 % de la demande totale de chaleur, correspondant à environ 150 TWh par an à travers l'Europe. Rien qu'en Allemagne, cette technologie pourrait fournir 20 % du parc immobilier en énergie de chauffage.

Plusieurs projets réussis ont déjà été mis en œuvre, notamment des systèmes à Cologne et à Nice, démontrant la faisabilité technique et le potentiel économique de cette approche. La récupération de la chaleur des eaux usées réduit non seulement la consommation d'énergie primaire, mais contribue également à la décarbonisation des systèmes de chauffage urbain.

Les principaux composants d'un système utilisant la perte de chaleur des eaux usées sont les suivants :

Égout des eaux usées : Une grande canalisation souterraine qui transporte les eaux usées des zones urbaines. Elle sert de principale source de chaleur de faible qualité pour la récupération.

Eaux usées : L'eau elle-même s'écoule à l'intérieur des égouts, généralement à 10–15 °C par an et jusqu'à 20 °C en été, ce qui la rend adaptée à l'extraction de chaleur.

Échangeur de chaleur des eaux usées : Dispositif installé dans ou près de l'égout pour transférer la chaleur des eaux usées vers un circuit secondaire sans mélanger les deux fluides. C'est la première étape pour capter l'énergie thermique.

Pompe de circulation : Assure un débit continu du circuit secondaire à travers l'échangeur de chaleur et vers la pompe à chaleur, assurant un transfert de chaleur efficace.

Pompe à chaleur eau-eau : Améliore la chaleur basse température des eaux usées à une température plus élevée adaptée au chauffage urbain. Elle utilise un cycle de réfrigération fermé pour y parvenir.

2.3.4 Utilisation de la chaleur usagée : le consommateur devient un prosumeur

La récupération de la chaleur fatale transforme le fonctionnement des communautés énergétiques. Traditionnellement, les consommateurs étaient des bénéficiaires passifs de la chaleur fournie par des systèmes centralisés. Aujourd'hui, grâce à des technologies telles que les échangeurs de chaleur, les

pompes à chaleur et l'intégration intelligente, les consommateurs peuvent devenir des « prosumeurs » — à la fois producteurs et consommateurs d'énergie thermique.

En utilisant la chaleur fatale provenant de sources telles que les centres de données, les tunnels de métro et les réseaux d'égouts, les bâtiments et installations contribuent activement au réseau de chauffage urbain. Cette approche réduit la demande d'énergie primaire, diminue les émissions de gaz à effet de serre et renforce la résilience du système. Elle crée également des opportunités économiques, car les prosumeurs peuvent compenser les coûts énergétiques ou même générer des revenus en fournissant de la chaleur excédentaire.

La transition du consommateur au prosumeur représente un changement de paradigme dans le chauffage urbain : d'un modèle d'approvisionnement à sens unique à un écosystème énergétique collaboratif. L'utilisation de la chaleur fatale n'est pas seulement une solution technique, mais une pierre angulaire des stratégies énergétiques urbaines durables.

3. Cogénération

3.1 Introduction aux systèmes de cogénération

La production combinée de chaleur et d'électricité, également appelée cogénération, est une méthode efficace de production simultanée d'électricité et de chaleur à partir d'une même source d'énergie. Contrairement aux systèmes conventionnels où l'électricité et la chaleur sont produites séparément, les cogénérations récupèrent la chaleur fatale issue de la production d'électricité pour fournir une énergie thermique utile, telle que la vapeur ou l'eau chaude, pour les procédés industriels, le chauffage ou le refroidissement [20]. Les cogénérations sont classées en deux types :

a) Cycle de cogénération type cycle turbine à gaz

Description : Dans ce type de cycle (cycle de turbine à gaz, moteur thermique) l'électricité est d'abord générée (à l'amont du cycle) et l'excès de chaleur produit lors de ce processus est ensuite utilisé à des fins de chauffage (Fig. 66).

Processus :

Le combustible (comme le gaz naturel ou la biomasse) est brûlé dans un moteur principal, comme une turbine à gaz ou un moteur à combustion interne, pour produire de l'électricité.

Les gaz d'échappement chauds produits par le moteur ou la turbine sont ensuite captés et utilisés pour produire de la vapeur ou de l'eau chaude pour des applications de chauffage.

Ce cycle est généralement utilisé dans les environnements industriels ou les systèmes de chauffage urbain, où la demande est constante à la fois en électricité et en chaleur [21].

Avantages : Ce type de cycle maximise l'utilisation des gaz d'échappement à haute température, produisant d'abord de l'électricité et utilisant l'énergie restante pour le chauffage. Il est plus efficace lorsque la demande d'électricité est élevée et que la chaleur générée peut être pleinement exploitée.

Applications courantes : Il est couramment utilisé dans les procédés industriels, les grands bâtiments et les systèmes de chauffage urbain.

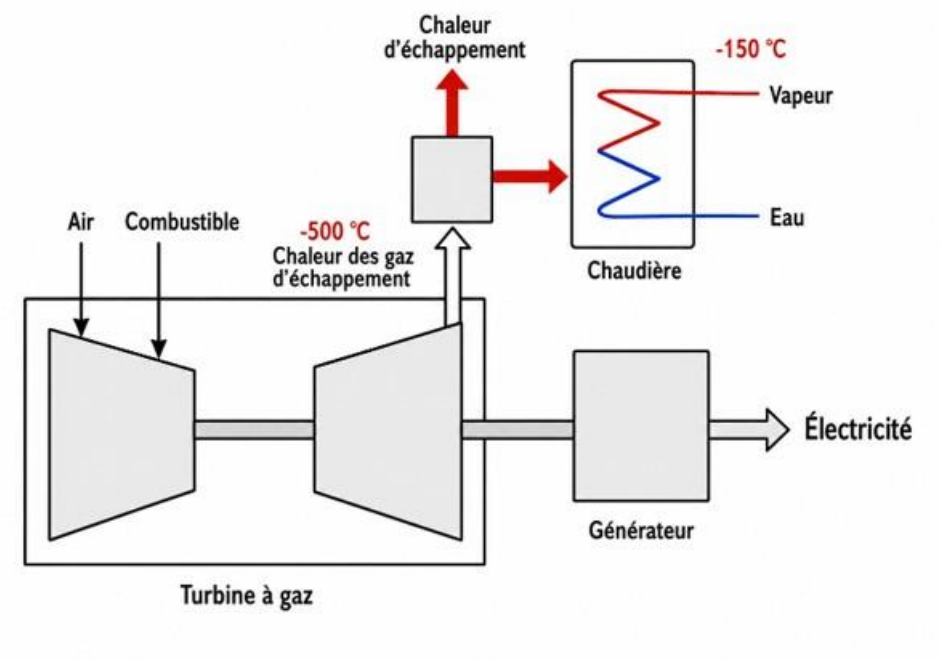


Fig. 66. Cycle de cogénération, turbine à gaz [19].

b) Cycle de cogénération type cycle turbine à vapeur

Description : Dans ce type de cycle, la chaleur perdue dans la chaudière est récupérée puis de l'électricité est produite à partir de la vapeur issue de la chaudière (à l'aval du cycle) (Fig. 67).

Processus :

Le système commence par produire de la chaleur, généralement via une source de chaleur conventionnelle comme une chaudière ou une chaleur fatale industrielle.

Cette chaleur est ensuite utilisée pour produire de la vapeur, qui entraîne une turbine à vapeur pour produire de l'électricité. Dans certains cas, cela peut aussi être combiné avec un cycle secondaire pour une production supplémentaire d'électricité.

Le procédé est moins courant que le cycle amont mais est parfois utilisé dans des installations où la chaleur est la nécessité principale, et la production d'électricité est secondaire [21].

Avantages : Il est idéal pour les procédés où une quantité significative de chaleur fatale est disponible, et dont l'objectif principal est la production de chaleur, l'électricité étant un sous-produit. Il peut également être utile dans les installations où la récupération de chaleur issue de procédés industriels ou de chaleur perdue est facilement disponible.

Applications courantes : Il est souvent utilisé dans les centrales de conversion énergétique des déchets, où la chaleur du procédé d'incinération des déchets peut être utilisée pour produire de l'électricité.

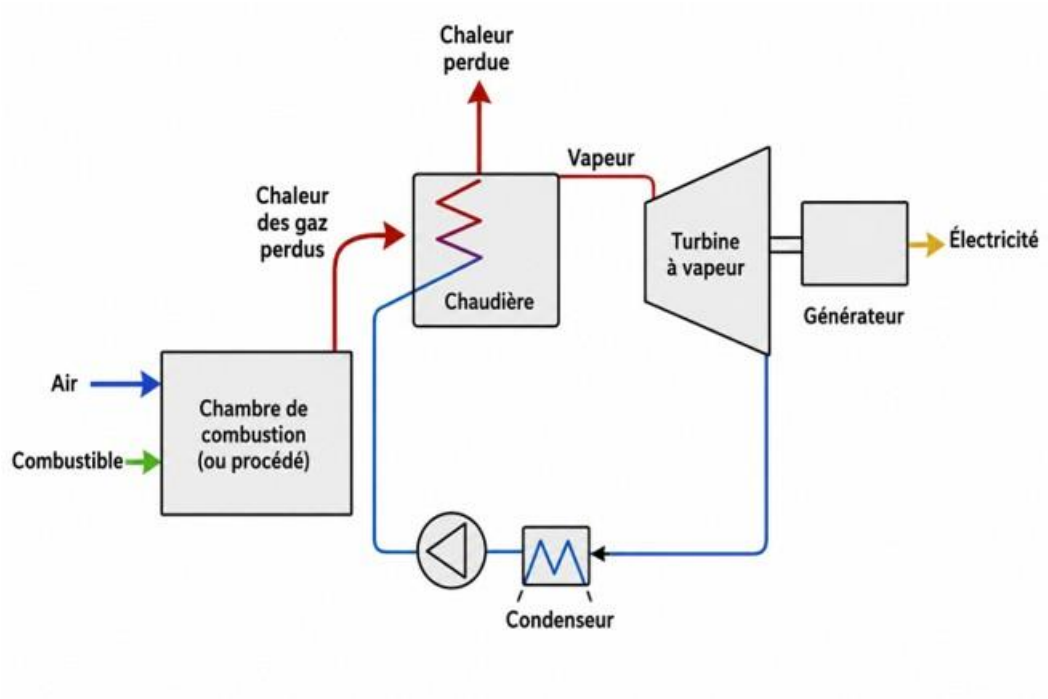


Fig. 67. Cycle de cogénération aval-turbine à vapeur [19].

Différences clés

1. La cogénération par production électrique en amont se concentre d'abord sur la production d'électricité, suivie de l'utilisation de la chaleur d'échappement pour le chauffage, tandis que la cogénération par production électrique en aval se concentre d'abord sur la production de chaleur, l'électricité générée étant un avantage secondaire.
2. Efficacité : La cogénération par production électrique en amont est souvent plus efficace dans les systèmes où la demande d'électricité et de chaleur est significative, car elle garantit que l'électricité est produite à partir de la source de température la plus élevée. La cogénération par production électrique en aval peut être plus bénéfique dans les systèmes où la récupération de chaleur fatale ou la demande de chaleur est la priorité.

L'énergie électrique produite représente généralement 30 à 40 % de la teneur énergétique du combustible. Même dans les centrales les plus avancées, cela atteint un maximum d'environ 60 % (Commission européenne, 2017).

Diverses technologies de cogénération ont été développées, classées en deux grands groupes :

- Unités flexibles :

Ces systèmes peuvent ajuster leur rapport puissance/chaleur en fonction de la demande de chaleur. Ils utilisent généralement des turbines à vapeur, où la vapeur est partiellement extraite à des points spécifiques pour fournir de la chaleur. Cependant, la vapeur extraite ne peut pas être utilisée pour la production d'électricité, ce qui entraîne un compromis entre la production d'électricité et la production de chaleur [21]. Ces unités peuvent fonctionner dans :

a) Mode de cogénération complet : Production maximale de chaleur.

b) Mode de condensation complet : Production maximale d'électricité sans chauffage utile. Le fonctionnement dépend de la demande spécifique de chaleur.

Différentes technologies de la cogénération :

1. Turbine à gaz à cycle combiné avec récupération de chaleur, incluant une turbine d'extraction condensée à vapeur – rapport puissance/chaleur flexible.
2. Turbine à gaz à cycle combiné avec récupération de chaleur sans turbine d'extraction condensée.
3. Turbine à contre-pression à vapeur.
4. Turbine d'extraction à condensation de vapeur - rapport puissance/chaleur flexible.
5. Turbine à gaz avec récupération de chaleur.
6. Moteur à combustion interne.
7. Microturbines.
8. Moteurs Stirling.
9. Des piles à combustible.
10. Machines à vapeur.
11. Cycles Rankine organiques.

Moteurs alternatifs

Plage de taille : 10 kW à 10 MW

Applications : universités, hôpitaux, installations de traitement de l'eau, installations industrielles, bâtiments commerciaux et logements collectifs.

Turbines à gaz

Plage de taille : 1 MW à 300 MW

Applications : hôpitaux, universités, usines chimiques, raffineries, transformation alimentaire, papier, bases militaires.

Microturbines

Plage de taille : 30 kW à 330 kW (modules modulaires dépassant 1 MW)

Applications : logements collectifs, hôtels, maisons de retraite, traitement des eaux usées, production de gaz et de pétrole.

Piles à combustible

Plage de taille : 5 kW à 2,8 MW

Applications : centres de données, hôtels, immeubles de bureaux, traitement des eaux usées

La fig. 68 montre la puissance de portée des technologies de cogénération mentionnées précédemment.

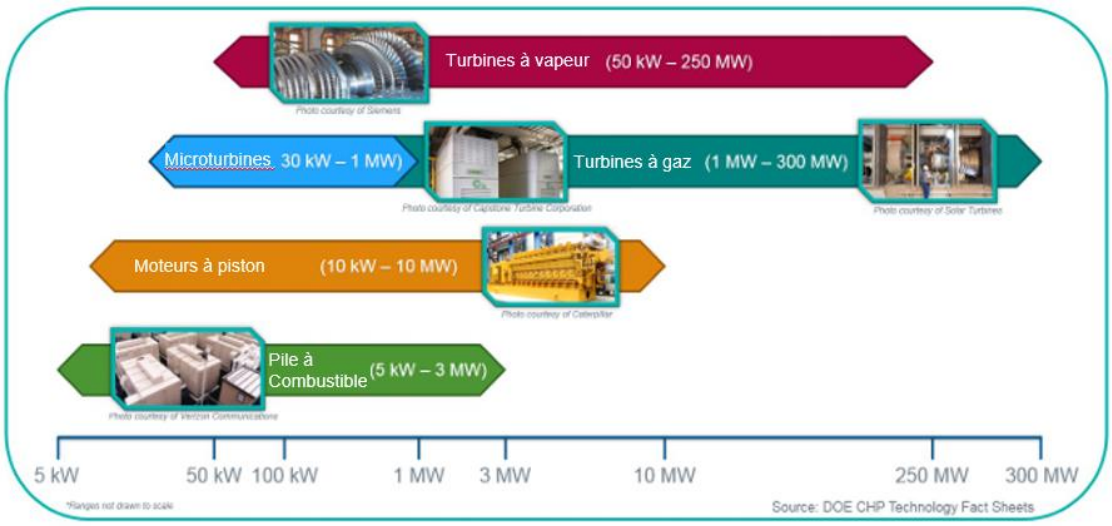


Fig. 68. Plage de puissance des technologies de cogénération [22].

Installation standard d'une installation de cogénération (basée sur la décision de la Commission 2008/952/CE) [23]

Les principaux composants nécessaires pour faire fonctionner une installation de cogénération à vapeur (technologies 1 à 5) incluent (Fig. 69) :

1. Une chaudière pour produire de la vapeur.
2. Une turbine qui convertit la vapeur en énergie cinétique.
3. Un générateur pour transformer l'énergie cinétique en énergie électrique.
4. Un échangeur de chaleur destiné à fournir une chaleur utile à un réseau de chauffage urbain.
5. Dans les applications industrielles, les gaz d'échappement peuvent souvent être utilisés directement à des fins de chauffage.

Des chaudières supplémentaires sont souvent installées en secours ou pour soutenir le système lors de périodes de forte demande de chaleur, comme en hiver. Ces chaudières ne sont pas considérées comme faisant partie des unités de cogénération.

Dans certains cas, la chaudière fournissant de la vapeur à l'unité de cogénération peut avoir une double fonction : produire de la vapeur à la fois pour l'unité de cogénération et, par exemple, pour les clients industriels (chaudière à double usage).

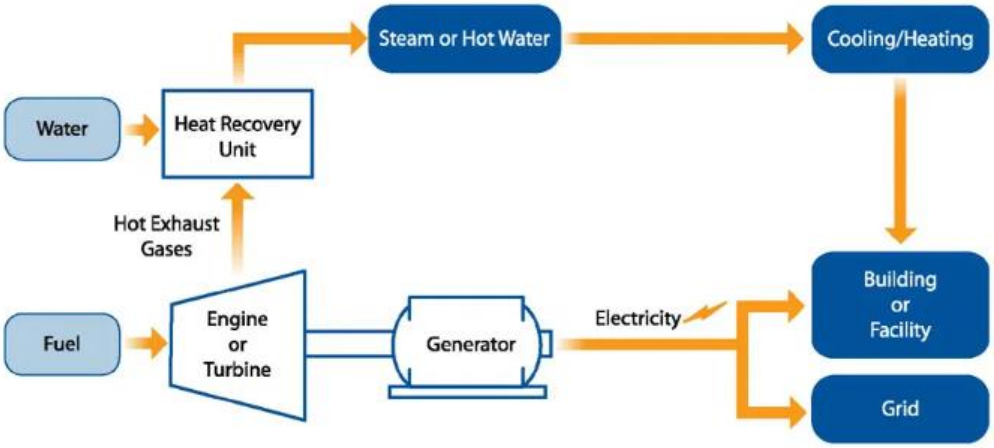


Fig. 69. Principaux composants du cycle de la cogénération [22].

Paramètres principaux (Équations. (1-5))

Puissance électrique : $\dot{P}_e = \dot{Q}_{combustible} \times \eta_{generation} \times \eta_{thermal}$ (1)

Puissance thermique : $\dot{Q}_t = \dot{m} \times C_P \times (T_{out} - T_{in})$ (2)

Efficacité globale : $\eta_x = \frac{\dot{P}_e + \dot{Q}_t}{\dot{Q}_{combustible}} \times 100$ (3)

Rapport chaleur/électricité : $\frac{C}{E} = \frac{\dot{Q}_t}{\dot{Q}_e}$ (4)

Facteur de charge : $FL = \frac{p_{moyenne}}{P_{max}}$ (5)

3.2 Le rôle des systèmes de cogénération dans la production de chaleur et leur intégration dans diverses technologies telles que le DHN

Les systèmes de cogénération jouent un rôle important dans la production de chaleur en générant simultanément de l'électricité et de l'énergie thermique utile à partir d'une seule source de combustible. Cette double production améliore l'efficacité énergétique en utilisant la chaleur qui serait autrement gaspillée dans les méthodes conventionnelles de production d'électricité. Dans la production de chaleur, les systèmes de cogénération peuvent fournir de la chaleur aux procédés industriels, aux bâtiments commerciaux ou aux systèmes de chauffage urbain. Cela permet une plus grande efficacité par rapport aux chaudières traditionnelles, car la chaleur qui serait autrement gaspillée dans la production d'électricité est utilisée pour chauffer l'eau ou l'air. De plus, en générant de l'électricité sur site, les systèmes de cogénération réduisent les pertes associées au transport d'électricité longue distance [24].

Efficacités des cogénérations

a) Si une unité de cogénération utilisant une technologie 3 et 5 à 11 atteint un rendement global de 75 % ou plus, on peut supposer qu'elle a fonctionné en mode cogénération complète pendant la période observée ou mesurée. Ainsi, toute l'électricité mesurée aux pinces du générateur est considérée comme de l'électricité.

b) Si une unité de cogénération utilisant une technologie listée 1, 2 et 4 atteint un rendement global de 80 % ou plus, on peut supposer qu'elle a fonctionné en mode cogénération complète pendant la période observée. Par conséquent, toute l'électricité mesurée aux serre-générateurs est considérée comme de l'électricité.

c) Si l'efficacité globale de l'unité de cogénération est inférieure à ces seuils minimums, on peut supposer que l'unité n'a pas fonctionné en mode cogénération complète pendant la période d'observation. Par conséquent, tant de l'électricité de cogénération que de l'électricité non de cogénération ont probablement été produites.

Processus d'intégration dans le DHN (Fig. 70)

1. Récupération de chaleur : Dans un système de cogénération, l'excès de chaleur produit par la production d'électricité est capté et utilisé à des fins de chauffage. Cette chaleur récupérée est ensuite injectée dans le DHN. La connexion du système de cogénération au réseau peut fournir de la chaleur aux utilisateurs résidentiels, commerciaux ou industriels du district.

2. Unités d'échange de chaleur : Un échangeur de chaleur transfère l'énergie thermique des fluides chauds du système de cogénération (comme les gaz d'échappement ou le liquide de refroidissement) vers l'eau de chauffage de district circulant dans le DHN. L'échangeur de chaleur garantit que l'énergie thermique est transférée efficacement sans mélanger les deux flux de fluides.

3. Équilibrage de charge : Les DHN ont généralement des besoins en chaleur variables selon l'heure de la journée ou la saison. L'intégration des systèmes de cogénération peut aider à équilibrer cette charge. Lors des périodes de forte demande, le système de cogénération peut augmenter sa production de chaleur, tandis que pendant les périodes de faible demande, il peut réduire la production de chaleur et se concentrer davantage sur la production d'électricité.

4. Stockage et tampon d'énergie : Pour renforcer davantage l'intégration, des systèmes de stockage de chaleur (tels que les réservoirs de stockage d'énergie thermique) peuvent être utilisés. Ces systèmes stockent l'excès de chaleur lorsque la production dépasse la demande et la relâchent lorsque la demande dépasse la chaleur disponible du système de cogénération. Cela améliore la flexibilité du DHN et assure un approvisionnement constant en chaleur.

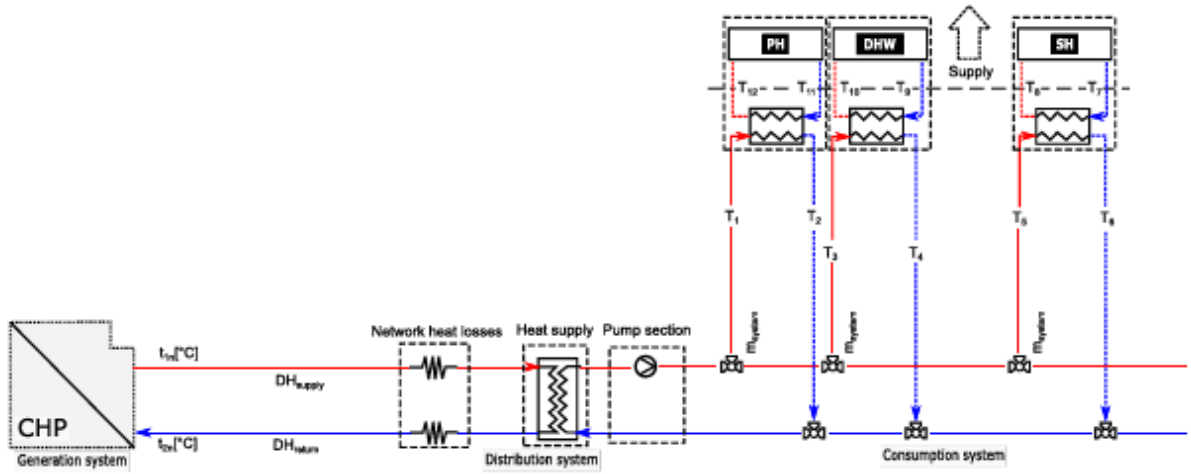


Fig. 70. Principaux composants du cycle de cogénération [25].

Avantages de la technologie de cogénération

Avantages généraux de la cogénération :

1. Efficacité énergétique : La cogénération permet la production simultanée d'électricité et de chaleur utile, augmentant ainsi l'efficacité globale du système et réduisant la consommation de combustible.
2. Réduction des émissions : En améliorant l'efficacité, le système réduit les émissions de polluants, contribuant ainsi au développement durable
3. Flexibilité : Les systèmes de cogénération peuvent s'adapter à différents types de combustibles et besoins énergétiques.
4. Sécurité énergétique : diversifier les sources d'énergie et produire localement améliore la sécurité de l'approvisionnement.
5. Réduction des coûts d'exploitation : L'efficacité accrue de l'utilisation des ressources peut diminuer les coûts opérationnels à long terme.

Dans le contexte du DHN (chauffage et climatisation urbains) :

1. Énergie

Efficacité supérieure : La cogénération permet une utilisation plus efficace de la chaleur fatale issue de la production d'électricité, améliorant ainsi les performances globales du système de chauffage et de climatisation.

Optimisation de la charge thermique : La production simultanée de chaleur et d'électricité permet un meilleur ajustement de la charge thermique en fonction de la demande.

2. Environnement

Réduction des émissions : En utilisant la chaleur fatale issue de la production d'électricité, le besoin de combustibles fossiles supplémentaires pour la production de chaleur est réduit, diminuant ainsi les émissions de CO_2.

Utilisation efficace des ressources : La cogénération optimise l'utilisation des sources d'énergie, contribuant à la transition vers des systèmes plus durables.

3. Économie

Économies énergétiques : En combinant la production d'électricité et de chaleur dans un seul processus, le coût total de l'énergie fournie à un DHN peut être réduit.

Incitations économiques : De nombreux systèmes de cogénération reçoivent des incitations fiscales ou des subventions pour leur efficacité énergétique, améliorant la rentabilité de l'investissement.

3.3 Défis opérationnels et techniques liés à l'intégration de la cogénération au DHN

Flexibilité d'exploitation :

Variabilité de la demande : Les DHN subissent souvent une demande de chaleur variable tout au long de la journée, des saisons, voire dans différentes régions du réseau. Les systèmes de cogénération, cependant, sont généralement conçus pour fonctionner en continu à pleine charge. La gestion de ce décalage nécessite des stratégies de contrôle sophistiquées et des systèmes de secours pour garantir un approvisionnement adéquat.

Interaction réseau : Les unités de cogénération doivent pouvoir ajuster la production pour correspondre à la fois à la demande de chaleur dans le DHN et à la demande d'électricité sur le réseau électrique, ce qui peut être difficile en temps réel. Cela ajoute à la complexité opérationnelle, surtout lorsqu'on utilise des sources d'énergie renouvelables ou intermittentes.

Intégration avec l'infrastructure existante :

Défis de la rénovation : L'adaptation d'un système de cogénération dans un DHN existant peut impliquer des mises à niveau coûteuses des conduites, échangeurs de chaleur et réservoirs de stockage. L'intégration d'un système de cogénération avec des réseaux plus anciens peut nécessiter des infrastructures supplémentaires, telles que des réservoirs d'expansion, des pompes ou des systèmes de décharge de pression, pour accueillir la chaleur générée.

Correspondance de température et de pression : Les niveaux de température et de pression de la production de la cogénération doivent être alignés sur les spécifications du DHN existant. En cas de décalage, des équipements supplémentaires tels que des échangeurs de chaleur ou des dispositifs de contrôle de pression peuvent être nécessaires, ce qui peut augmenter la complexité et le coût du système.

Fiabilité du système :

Dépendance à la fois au chauffage et à l'électricité : Les systèmes de cogénération fournissent à la fois de l'électricité et de la chaleur, ce qui les rend essentiels pour les deux sources d'énergie. Un dysfonctionnement d'une unité de cogénération peut perturber les deux, affectant le chauffage en hiver ou provoquant des coupures de courant. Par conséquent, un entretien régulier et des normes opérationnelles élevées sont essentiels pour minimiser les temps d'arrêt.

Redondance et secours : Pour améliorer la fiabilité, les DHN doivent disposer de sources de chaleur de secours ou de systèmes de stockage afin de garantir que le chauffage puisse toujours être fourni en cas de défaillance de la cogénération. Cela nécessite des coûts supplémentaires en capital et opérationnels pour maintenir ces systèmes de secours.

Contrôle du combustible et des émissions :

Approvisionnement et disponibilité en combustible : Pour les systèmes de cogénération alimentés par des combustibles fossiles, comme le gaz naturel, il est essentiel d'assurer un approvisionnement stable et rentable en combustible. Pour les systèmes de cogénération à base de biomasse, la disponibilité de sources de combustible durables doit être constante. Ces dépendances dans la chaîne d'approvisionnement peuvent compliquer la planification et les opérations.

Conformité environnementale : De nombreuses régions ont des réglementations strictes sur les émissions, notamment concernant le CO2, les NOx et les particules particulaires. Les systèmes de

cogénération doivent être équipés de technologies pour contrôler les émissions, telles que des purificateurs, des filtres ou des techniques avancées de combustion. Gérer ces émissions en temps réel, surtout avec une demande variable, ajoute une couche supplémentaire de complexité. De plus, intégrer la cogénération avec des sources d'énergie renouvelable comme le biogaz ou la chaleur fatale nécessite une planification supplémentaire de la qualité du combustible et de la gestion des émissions.

Efficacité énergétique

Efficacité améliorée : Les systèmes de cogénération sont généralement bien plus efficaces que la production séparée de chaleur et d'électricité. Dans les systèmes conventionnels, l'énergie est gaspillée lors de la production d'électricité, et un combustible supplémentaire est nécessaire pour la production de chaleur. La cogénération utilise cette chaleur « fatale » pour répondre aux besoins en chauffage, ce qui la rend plus efficace en récupérant et en utilisant l'énergie thermique qui serait autrement perdue.

Gains d'efficacité : Un système typique de cogénération peut atteindre des rendements globaux de 60 à 80 %, contre 35 à 45 % pour une production conventionnelle séparée de chaleur et d'électricité. Dans les applications de chauffage urbain, la chaleur fatale peut être fournie aux bâtiments résidentiels, industriels ou commerciaux, réduisant ainsi la consommation énergétique globale.

Flexibilité opérationnelle : La cogénération peut répondre dynamiquement aux besoins en chauffage, ajustant l'électricité et la production de chaleur pour correspondre aux variations de charge, optimisant ainsi davantage la consommation d'énergie.

Économie

Réduction des coûts énergétiques : En générant à la fois chaleur et électricité à partir d'une seule source de combustible, les systèmes de cogénération réduisent la consommation de combustible par rapport aux systèmes de production séparés. Cela entraîne des coûts opérationnels plus faibles, surtout lorsque la demande d'électricité et de chaleur est élevée. Le système peut également bénéficier d'économies d'échelle, réduisant encore les coûts.

Sécurité énergétique : Pour les régions aux réseaux électriques peu fiables, la cogénération assure la sécurité énergétique en proposant une production d'électricité décentralisée. Cela peut réduire la dépendance aux sources d'énergie externes, stabiliser les prix de l'énergie et permettre des économies dans le temps.

Investissement et retour sur investissement (Éq. (6)) : L'investissement initial en capital pour les systèmes de cogénération peut être élevé, mais ils offrent des économies à long terme grâce à la réduction des coûts énergétiques et aux incitations potentielles. Les périodes de remboursement varient généralement de 5 à 10 ans, selon la taille du système, le type de combustible et les prix locaux de l'énergie.

$$Temps\ de\ retour = \frac{investissement\ initial}{Economies\ annuelles} \quad (6)$$

Exemple de cas (Epperson & Jane) :

La turbine à gaz fonctionne 7 800 heures par an, le tableau 1 présente les données économiques.

Économies annuelles totales	1 650 000$
Coût d'investissement estimé	9 075 000$
Temps de retour	5,5 ans

Tableau 1. Données économiques de l'exemple de cas (Epperson & Jane).

Impact environnemental

Réduction des émissions de carbone : En utilisant la chaleur fatale et en réduisant le besoin de centrales électriques séparées, les systèmes de cogénération peuvent réduire significativement les émissions de carbone. Les améliorations d'efficacité réduisent la quantité totale de combustible nécessaire, ce qui se traduit directement par une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Par exemple, lorsqu'on utilise du gaz naturel, un système de cogénération peut réduire les émissions de CO_2 de 20 à 40 % par rapport à la production séparée de chaleur et d'électricité.

Énergie propre : Les systèmes de cogénération peuvent être alimentés par une variété de combustibles, y compris des combustibles renouvelables comme la biomasse ou le biogaz, réduisant ainsi leur empreinte environnementale. La transition du charbon ou du pétrole vers un gaz naturel plus propre ou une biomasse renouvelable peut réduire drastiquement les polluants tels que les NOx, les SOx et les particules particulaires.

Efficacité de conversion énergétique (Éq. (7)) : La cogénération contribue à un système énergétique plus durable en réduisant la consommation de combustible, en diminuant l'impact environnemental global et en améliorant l'efficacité de la consommation d'énergie dans plusieurs secteurs (production d'électricité, chauffage, etc.).

$$E_{CO_2} = débit\ de\ combustible\ \left(\frac{kg}{heure}\right) \times Temps\ de\ fonctionnement(heures/an) \times Pouvoir\ calorifique\ du\ combustible\ (\frac{kWh}{kg}) \times facteur\ d'émission\ (\frac{CO_2}{kWh}) \quad (7)$$

4. Aspects économiques et environnementaux des réseaux de chauffage urbain de production de chaleur

4.1 Introduction

Compte tenu de la demande de chauffage (Fig. 71) La production de chauffage urbain est restée relativement similaire à celle de l'année précédente en 2022, répondant à environ 9 % du besoin final mondial de chauffage dans les bâtiments et l'industrie. Comme le démontrent les réseaux les plus performants, le chauffage urbain offre un grand potentiel pour une intégration efficace, rentable et flexible à grande échelle de sources énergétiques à faibles émissions dans le mix énergétique de chauffage. Cependant, le potentiel de décarbonation du chauffage urbain est largement inexploité, car les combustibles fossiles dominent encore l'approvisionnement des réseaux de district (comme Europe Fig. 72) à l'échelle mondiale (environ 90 % de la production totale de chaleur), en particulier dans les deux plus grands marchés de la Chine et de la Russie. S'aligner sur le scénario Émissions Nettes Zéro d'ici 2050 (NZE) nécessite des efforts nettement plus forts pour améliorer rapidement l'efficacité énergétique des réseaux existants et les passer à des sources de chaleur renouvelables (telles que la bioénergie, le solaire thermique, les pompes à chaleur à grande échelle et la géothermie) [26].

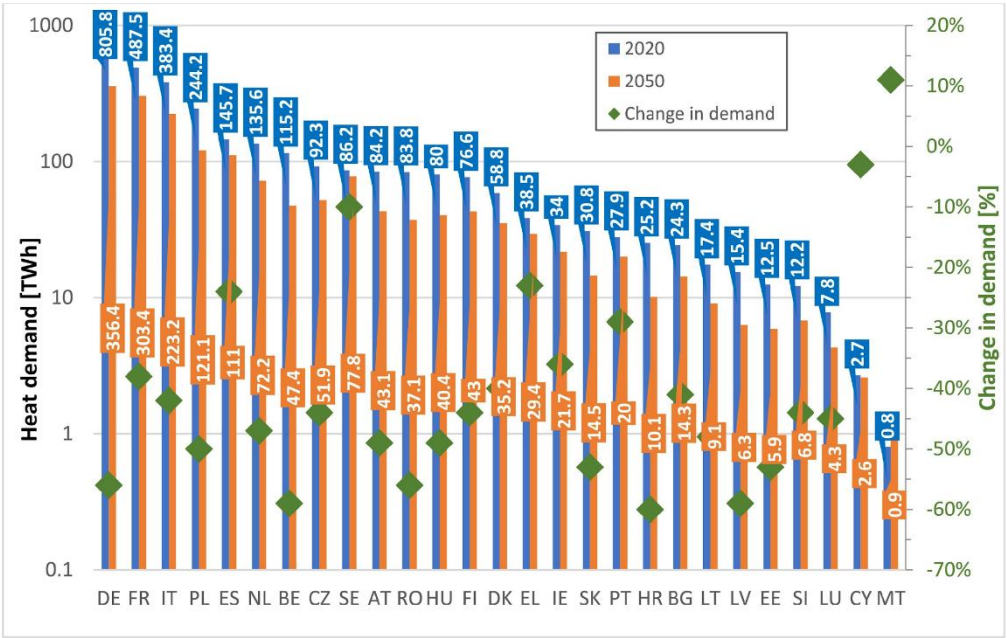


Fig. 71. Demande thermique utile (TWh) en 2020 et 2050, et évolutions relatives des secteurs résidentiel et tertiaire (axe secondaire des Y) basées sur le meilleur scénario [27].

En Europe, le chauffage urbain a réalisé des progrès significatifs dans l'intégration des sources d'énergie renouvelable et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Selon les données de 2022, plus de 19 000 réseaux de chauffage urbain dans les pays européens interrogés fournissent du chauffage à plus de 77,3 millions de personnes. Ces réseaux ont atteint une part de 42,6 % des sources de chaleur renouvelable et fatale. Des pays comme la Finlande et le Danemark sont en tête dans l'adoption de ces solutions. En Finlande, le chauffage urbain représente environ 50 % du marché total du chauffage, avec plus de 90 % des immeubles d'appartements connectés à ces réseaux.

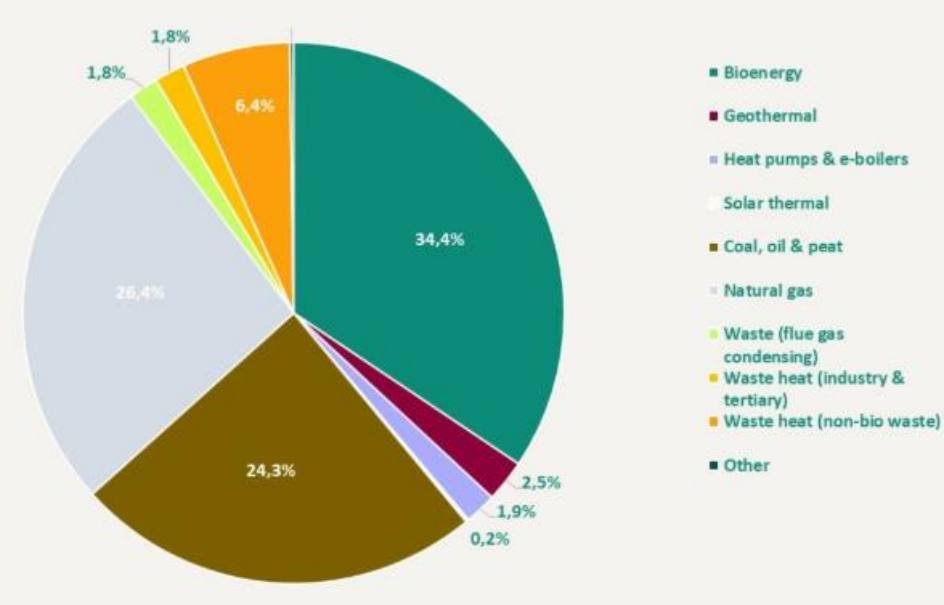


Fig. 72. Sources d'énergie dans le chauffage urbain européen en 2022 [27].

4.2 Analyse économique approfondie des systèmes de production de chaleur

Analyse économique - Introduction :

Définition : L'analyse économique dans la production de chaleur évalue la rentabilité, la viabilité financière et l'impact environnemental à long terme de différentes technologies.

Indicateurs clés [28] **:**

1. Dépenses en capital (CAPEX).
2. Dépenses opérationnelles (OPEX).
3. Coût actualisé de la chaleur (LCOH).
4. Retour sur investissement (ROI).
5. Temps de retour sur investissement.

1. Dépenses en capital (CAPEX) :

Les dépenses en capital (CAPEX) désignent les investissements réalisés par une entreprise dans des immobilisations à long terme, tels que les bâtiments, les machines et la technologie, qui sont essentiels à son fonctionnement et à sa croissance. Ces investissements peuvent être classés en deux grandes catégories :

CAPEX de maintenance : Investissements visant à entretenir ou réparer les actifs existants afin d'assurer une bonne fonctionnalité.

CAPEX d'expansion : Investissements axés sur l'acquisition de nouveaux actifs ou la modernisation de ceux existants afin d'augmenter la capacité de production ou d'entrer sur de nouveaux marchés.

Les composants typiques du CAPEX incluent :

1. Équipement
2. Installation
3. Infrastructures
4. Coûts d'intégration système

2. Dépenses d'exploitation (OPEX)

OPEX inclut les coûts récurrents pour l'exploitation et la maintenance efficaces d'un système DHC. Les composants clés sont :

1. **Énergie/Combustible :** Les coûts sont une dépense importante influencée par les fluctuations des prix du combustible. Les sources renouvelables offrent des coûts à long terme plus stables.
2. **Entretien :** Couvre les inspections, réparations et interventions imprévues pour garantir la fiabilité.
3. **Coûts de main-d'œuvre :** Salaires et avantages pour le personnel opérationnel, généralement 30 à 50 % du total OPEX.
4. **Surveillance des systèmes :** Logiciels, analyses et formations pour le suivi en temps réel de la performance, améliorant l'efficacité et réduisant les coûts.

3. Coût actualisé de la chaleur (LCOH) :

Le coût actualisé de la chaleur (LCOH) est une métrique qui évalue le coût moyen de production de chaleur sur la durée de vie d'un système de chauffage. Elle contient toutes les dépenses pertinentes, y compris l'investissement initial en capital, les coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que les dépenses en combustible, normalisées sur la production totale de chaleur. Cette métrique permet une comparaison cohérente entre différentes technologies et systèmes de chauffage.

Définition & formule :

Le LCOH est calculé à l'aide de la formule suivante (Éq. (8)) :

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^{n}\left(\frac{I_t+O_t+F_t}{(1+r)^t}\right)}{\sum_{t=1}^{n}\left(\frac{\dot{Q}_t}{(1+r)^t}\right)} \quad (8)$$

Où :

I_t = Dépenses d'investissement en année t

O_t = Coûts d'exploitation et de maintenance en année t

F_t = Coûts du combustible en année t

$\dot{Q}_t$ = Chaleur produite en l'année t

r = Taux d'actualisation

n = Durée de vie attendue du système

La formule mentionnée précédemment calcule la valeur actuelle des coûts totaux sur la durée de vie du système, divisée par la valeur actuelle de la chaleur totale produite, fournissant un coût uniforme par unité de chaleur produite.

Importance dans l'évaluation économique

Le LCOH est crucial pour plusieurs raisons :

1. Comparaison technologique : Il propose une méthode standardisée pour comparer la performance économique de diverses technologies de chauffage, facilitant ainsi une prise de décision éclairée.
2. Décisions d'investissement : En comprenant le LCOH, les parties prenantes peuvent évaluer la viabilité financière à long terme des projets de chauffage, aidant ainsi à allouer les ressources aux solutions les plus rentables.
3. Élaboration des politiques : Les décideurs peuvent utiliser les analyses LCOH pour concevoir des incitations et des réglementations promouvant des technologies de chauffage efficaces et durables.

4. ROI et temps de retour sur investissement

Dans le contexte des systèmes de chauffage et refroidissement urbains (DHC), il est essentiel d'évaluer des indicateurs d'efficacité tels que le coût par MWh de chaleur produite et le retour sur investissement (ROI) avec les temps de retour est essentiel pour évaluer leur viabilité économique et leur performance.

Coût par MWh de chaleur produite :

Le coût par mégawattheure (MWh) de la chaleur produite dans les systèmes DHC varie en fonction de facteurs tels que les sources d'énergie, l'efficacité du système et les conditions économiques régionales. Par exemple, une étude sur les systèmes DHC efficaces dans l'UE a souligné que le coût par MWh peut varier considérablement selon la combinaison des sources de chaleur et des technologies de génération.

Retour sur investissement (ROI) et périodes de remboursement :

Les dépenses d'investissement initiales, les coûts opérationnels et les sources de revenus influencent le ROI et les périodes de remboursement des systèmes DHC. Un rapport sur les facteurs de coût dans les systèmes de chauffage urbain a noté que les systèmes DHC néerlandais, par exemple, présentent des variations du coût par MWh produit, ce qui peut impacter le ROI global et les périodes de remboursement.

Études de cas et comparaison économique

Corée du Sud [29] :

Les systèmes de chauffage urbain plus grands bénéficient d'économies d'échelle, qui réduisent les coûts moyens à mesure que la taille du système augmente. En conséquence, l'efficacité des coûts s'améliore avec l'expansion du système, rendant les mises en œuvre à plus grande échelle plus avantageuses économiquement.

cogénération vs. pompes à chaleur – Performance économique :

Les systèmes de cogénération offrent environ 70 % d'efficacité et des coûts d'exploitation plus faibles, mais nécessitent un investissement en capital élevé, généralement entre 1 250 $ et 3 300 $ par kilowatt. Les pompes à chaleur offrent également de faibles coûts opérationnels, l'efficacité dépendant du coefficient de performance (COP) et de la source d'électricité ; cependant, elles comportent également des coûts initiaux importants.

Europe :

Le chauffage urbain facilite l'intégration à grande échelle de sources d'énergie à faible émission de carbone, contribuant à des systèmes énergétiques plus durables. À mesure que ces réseaux s'étendent, ils offrent une flexibilité accrue, une meilleure efficacité et une meilleure rentabilité.

Conclusion :

L'augmentation des systèmes DHC améliore l'efficacité et réduit les coûts, favorisant un chauffage et un refroidissement urbains durables.

Facteurs de coût dans chaque système

1. Systèmes de cogénération:

Coûts du combustible : Le prix et la disponibilité du combustible principal (ex. le gaz naturel) influencent directement les dépenses opérationnelles.

Dépenses en capital (CAPEX) : Coûts initiaux élevés dus aux besoins en équipement, installation et infrastructures.

Coûts de maintenance : Un entretien régulier est nécessaire pour assurer des performances optimales, ce qui augmente les dépenses opérationnelles.

2. Pompes à chaleur :

Coûts d'électricité : Les coûts opérationnels sont influencés par les prix de l'électricité et l'efficacité du système.

Coûts d'installation : Les dépenses liées à l'équipement et à la mise en place peuvent être considérables, notamment pour les systèmes nécessitant des conduits étendus ou des installations géothermiques.

Variabilité des performances : L'efficacité peut diminuer à des températures extrêmes, ce qui peut augmenter les coûts opérationnels.

4.3 Impact environnemental du système de production de chaleur

Impact environnemental - Introduction :

Les évaluations d'impact environnemental (EIE) sont des processus systématiques conçus pour évaluer les conséquences environnementales potentielles des projets ou développements proposés avant leur début. L'objectif principal d'une EIE est de s'assurer que les décideurs prennent en compte les impacts environnementaux parallèlement aux facteurs économiques et sociaux, en favorisant le développement durable et en minimisant les effets environnementaux négatifs [30].

Importance de l'évaluation environnementale [30]

La réalisation d'une étude des impacts environnementaux (EIE) est cruciale pour plusieurs raisons :

1. Prise de décision éclairée : Les EIE fournissent des données complètes sur les impacts environnementaux potentiels, permettant aux parties prenantes de faire des choix éclairés qui équilibrent les besoins de développement et la préservation de l'environnement.
2. Conformité légale : De nombreuses juridictions exigent des évaluations environnementales pour des projets spécifiques afin d'assurer le respect des réglementations et normes environnementales.

3. Engagement public : Le processus d'évaluation environnementale implique souvent des consultations publiques, qui favorisent la transparence et permettent aux communautés d'exprimer leurs préoccupations et de contribuer à la planification du projet.

4. Atténuation des impacts négatifs : En identifiant précocement les effets négatifs potentiels, les EIE facilitent le développement de stratégies pour éviter, minimiser ou compenser les dommages environnementaux.

Facteurs clés analysés

Une EIE examine généralement un ensemble de facteurs pour évaluer l'empreinte environnementale d'un projet :

1. Enjeux du projet.
2. Caractéristiques du site.
3. Impacts environnementaux potentiels.
4. Effets cumulatifs.
5. Mesures d'atténuation.
6. Cadre réglementaire.

Émissions de gaz à effet de serre (GES) :

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont un facteur crucial dans l'évaluation de l'impact environnemental des systèmes de chauffage. Deux technologies courantes : les systèmes de cogénération et les pompes à chaleur diffèrent considérablement dans leurs profils d'émissions de GES.

Émissions de CO_2 dans les systèmes de cogénération :

Les systèmes de cogénération, appelés cogénération, produisent simultanément électricité et chaleur à partir d'une seule source de combustible, généralement du gaz naturel. Ce double procédé de production améliore l'efficacité énergétique globale par rapport aux méthodes de production séparées. Selon l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA), un système conventionnel de cogénération alimenté au gaz naturel de 1 mégawatt (MW) peut réduire les émissions de CO_2 d'environ 50 % par rapport à la production traditionnelle séparée de chaleur et d'électricité, ce qui équivaut à une réduction d'environ 4 100 tonnes de CO_2 par an [31].

Cependant, les émissions exactes dépendent de facteurs tels que le type de combustible utilisé, l'efficacité du système et les pratiques opérationnelles. Bien que les systèmes de cogénération offrent des réductions substantielles de CO_2 par rapport aux méthodes conventionnelles, ils ne sont pas entièrement exempts d'émissions en raison de leur dépendance aux combustibles fossiles.

Émissions faibles/nulles avec les pompes à chaleur

Les pompes à chaleur transfèrent la chaleur à l'aide de l'électricité, leurs émissions dépendant de l'intensité carbone du réseau. Dans les régions à faible émission d'électricité, elles peuvent atteindre des émissions proches de zéro. Même les réseaux à forte intensité carbone émettent au moins 20 % de GES en moins que les chaudières à gaz, atteignant jusqu'à 80 % de réductions avec des réseaux plus propres (AIE). Les avancées dans les fluides frigorigènes et la décarbonation des réseaux renforceront encore leurs avantages, faisant des pompes à chaleur une solution clé pour le chauffage à faibles émissions [32].

Utilisation des ressources :

Combustibles fossiles : ressources limitées nécessitant extraction et transport, causant des dommages environnementaux et des émissions élevées de GES.

Électricité renouvelable : Sources renouvelées de manière durable (éolien, solaire, hydroélectricité, etc.) avec des émissions plus faibles et un rendement énergétique plus élevé sur leur durée de vie.

La Fig. 73 montre une comparaison entre les combustibles fossiles et les énergies propres (électricité renouvelable) avec une prévision jusqu'en 2030.

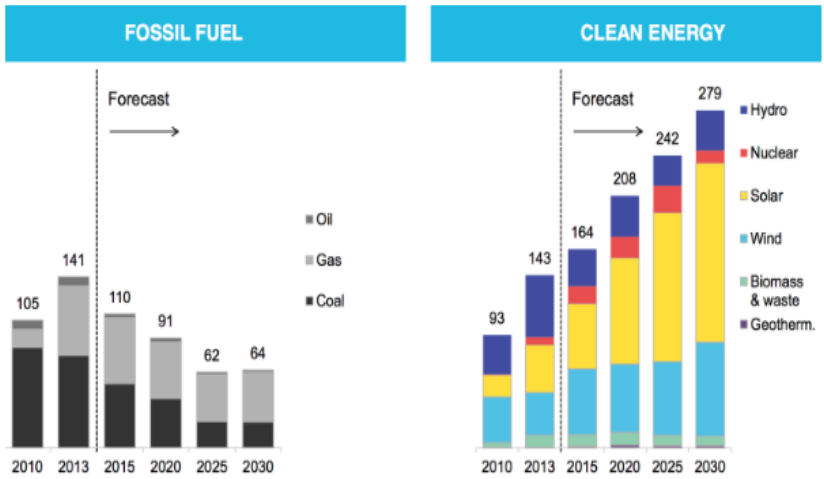


Fig. 73. Prévision de capacité de production d'énergie fossile vs énergie propre [33].

Efficacité et impact environnemental :

Efficacité : Les énergies renouvelables convertissent l'énergie avec des pertes minimales, contrairement aux combustibles fossiles, qui subissent de fortes inefficacités en matière d'extraction et de conversion.

Impact environnemental : Les sources renouvelables garantissent une disponibilité énergétique à long terme avec un impact environnemental minimal, préservant les ressources pour les générations futures.

Polluants et qualité de l'air

NO_x, SO_x, particules issues de la cogénération: Les systèmes de cogénération, en particulier ceux utilisant des combustibles fossiles, émettent des polluants tels que des oxydes d'azote (NO_x), des oxydes de soufre (SO_x) et des particules particulaires. Bien que les systèmes de cogénération soient plus efficaces que la production séparée de chaleur et d'électricité, réduisant ainsi les émissions globales, ils contribuent néanmoins à la pollution de l'air. Les niveaux exacts d'émissions dépendent du type de combustible et de la technologie utilisés.

Émissions négligeables des **pompes à chaleur** : Les pompes à chaleur fonctionnent en transférant la chaleur plutôt que par combustion, ce qui entraîne des émissions minimales sur site de NO_x, SO_x ou particules. Leur impact environnemental est principalement influencé par l'intensité carbone de l'électricité utilisée pour les alimenter. À mesure que les réseaux électriques intègrent davantage de sources d'énergie renouvelable, les émissions indirectes associées aux pompes à chaleur continuent de diminuer, en faisant une alternative plus propre aux besoins en chauffage et en climatisation.

Analyse du cycle de vie (ACV)

L'analyse du cycle de vie (ACV) (Fig. 74) évalue les impacts environnementaux d'un produit ou d'un système tout au long de sa durée de vie, de l'extraction des matières premières à l'élimination. Dans les technologies de chauffage, l'ACV compare de manière exhaustive les systèmes de cogénération et les pompes à chaleur.

Évaluation de l'impact de la production au désarmement

Systèmes de cogénération : Les unités de cogénération génèrent de l'électricité et de la chaleur à partir d'une seule source de combustible, souvent du gaz naturel ou de la biomasse. L'ACV des systèmes de cogénération comprend plusieurs étapes :

1. Extraction et traitement du combustible
2. Fabrication et installation.
3. Phase opérationnelle.
4. Démantèlement et gestion des déchets.

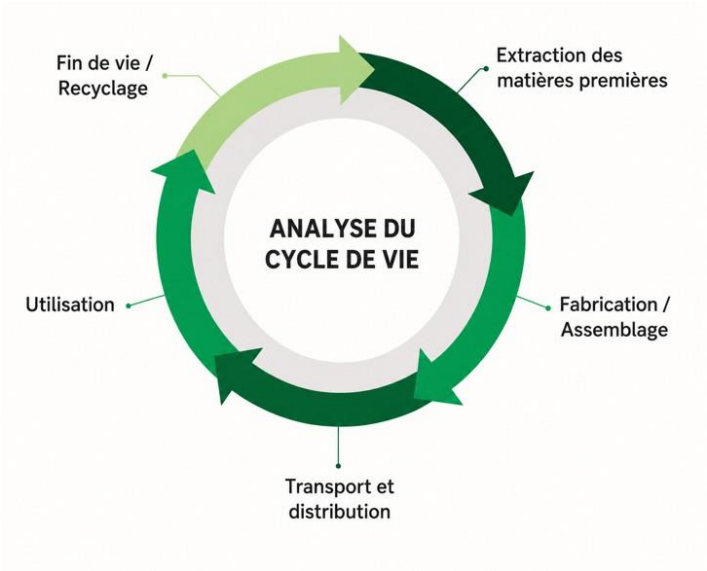


Fig. 74. Cycle de production des ACV [34].

Pompes à chaleur :

1. PRG : Les pompes à chaleur ont un PRG plus faible, les systèmes en cascade le réduisant de 85,4 % par rapport aux fours à gaz.
2. Pollution de l'air : la cogénération émet du NO_x et des particules ; les pompes à chaleur ont des émissions directes négligeables.
3. Efficacité : la cogénération réutilise la chaleur fatale mais dépend du combustible ; les pompes à chaleur (efficacité de 300–400 %) sont plus durables avec les renouvelables.
4. Impact sur le cycle de vie : Les pompes à chaleur ont des impacts de production plus élevés mais les compensent grâce à un fonctionnement plus propre.

Utilisation de l'eau et pollution thermique

Consommation d'eau dans les cogénérations **:** Les systèmes de cogénération nécessitent souvent une quantité importante d'eau pour les processus de refroidissement. Cette utilisation peut mettre à rude épreuve les ressources locales en eau, surtout dans les régions en pénurie d'eau.

Impact minimal avec les pompes à chaleur : Les pompes à chaleur ont généralement une empreinte hydraulique plus faible et ne dépendent pas de procédés de refroidissement gourmands en eau. Cependant, les pompes à chaleur à source d'eau peuvent provoquer une pollution thermique localisée en rejetant de l'eau chauffée dans des plans d'eau naturels, ce qui peut affecter les écosystèmes aquatiques.

Bien que les systèmes de cogénération puissent exercer une pression sur les ressources en eau et contribuer à la pollution thermique, les pompes à chaleur représentent généralement une alternative plus respectueuse de l'environnement concernant la consommation d'eau, avec quelques considérations pour des types spécifiques comme les pompes à chaleur sur eau.

Étude de cas : Impact environnemental (cogénération) [35]

Une évaluation environnementale comparative a été réalisée sur la configuration d'une centrale de cogénération pour l'industrie pétrolière et gazière mexicaine. L'étude a évalué trois scénarios :

1. Cas 1 : Utilisation de générateurs à turbine à vapeur avec une efficacité de 58 %.
2. Cas 2 : Mise en œuvre d'une turbine à gaz couplée à un générateur de vapeur à récupération de chaleur, atteignant un rendement combiné de 87 %.
3. Cas 3 : Incorporation de la capture de CO_2 post-combustion dans le cas 2.

Les résultats ont indiqué que le cas 2 a réduit les impacts environnementaux dans toutes les catégories évaluées par rapport au cas de base. Plus précisément, le pouvoir de réchauffement climatique (PRC) est passé de 626 kg de CO_2e/MWh dans le cas de base à 460 kg CO_2e/MWh dans le cas 2. De plus, le cas 3 a atteint un GWP de 42 kg de CO_2e/MWh, capturant environ 1 075 tonnes de CO_2 par jour avec une efficacité de récupération de 95 %.

Étude de cas : Impact environnemental (pompe à chaleur) [36]

Une évaluation environnementale complète a été réalisée lors de la rénovation de la Hopkins Academy, une école du Massachusetts, passant d'un système de chauffage au mazout à une pompe à chaleur géothermique. L'étude a révélé des bénéfices environnementaux importants :

1. **Consommation d'énergie :** La modernisation a réduit la consommation d'énergie de l'école d'environ 5 120 gigajoules (GJ) à 1 580 GJ par an, soit une économie d'environ 3 540 GJ.
2. **Émissions de gaz à effet de serre :** Les émissions annuelles de GES sont passées de 362 tonnes métriques à 37 tonnes métriques, réduisant 325 tonnes métriques.

La transition vers une pompe à chaleur géométrique à la Hopkins Academy a également considérablement réduit les émissions de polluants atmosphériques. Les émissions annuelles ont été réduites d'environ 312 kilogrammes, passant de 392 à 80 kilogrammes.

4.4 Tendances du marché et de l'industrie, prix et concurrence des cogénérations et des pompes à chaleur

Tendances du marché – Introduction

Évolution des technologies de production de chaleur : Les méthodes de chauffage ont considérablement progressé, passant des fours traditionnels au charbon à des solutions modernes et économes en

énergie. Les premiers systèmes reposaient fortement sur la combustion de combustibles solides, qui étaient très exigeants en main-d'œuvre et néfastes pour l'environnement. La Révolution industrielle a introduit le chauffage à vapeur et électrique, améliorant l'efficacité et le contrôle. Ces dernières décennies, l'accent s'est déplacé vers des technologies durables, les pompes à chaleur s'imposant comme solution de premier plan grâce à leur capacité à utiliser des sources d'énergie renouvelable.

Rôle croissant des pompes à chaleur : Les pompes à chaleur ont gagné en importance comme solution de chauffage durable, leur part dans le chauffage mondial atteignant environ 10 % en 2021. Cette croissance est portée par leur grande efficacité et leur compatibilité avec les sources d'énergie renouvelable. Cependant, la dynamique du marché peut fluctuer ; par exemple, en 2024, les ventes européennes de pompes à chaleur ont connu une baisse de 23 %, revenant aux niveaux d'avant 2022, influencées par des incertitudes politiques et des facteurs économiques. Malgré ces défis, certains pays, comme le Royaume-Uni, ont enregistré une hausse de 63 % des ventes, indiquant des taux d'adoption variés selon les marchés [37].

Croissance des pompes à chaleur

Motivés par les objectifs de décarbonation : Les pompes à chaleur sont essentielles pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, en accord avec les efforts mondiaux de décarbonation. Leur adoption peut réduire significativement les émissions de CO_2, avec des réductions potentielles d'au moins 500 millions de tonnes métriques d'ici 2030, soit les émissions annuelles de toutes les voitures européennes. Aux États-Unis, atteindre une réduction de 50 % à 52 % des émissions de combustibles fossiles domestiques d'ici 2030 nécessite une croissance substantielle des installations de pompes à chaleur, avec des taux de croissance annuels projetés de 10 % à 15 % au cours de la prochaine décennie [38].

Avancées technologiques : Les innovations récentes ont amélioré l'efficacité des pompes à chaleur et élargi leur applicabilité. Les développements incluent des compresseurs à vitesse variable qui s'adaptent aux besoins en chauffage, améliorant l'efficacité énergétique et les performances dans divers climats. De plus, les pompes à chaleur modernes peuvent atteindre des capacités de chauffage plus élevées sans nécessiter de modifications significatives des infrastructures existantes, facilitant ainsi une intégration plus facile dans les foyers et les entreprises. Ces avancées rendent les pompes à chaleur plus viables et attractives pour les consommateurs, soutenant leur rôle croissant dans les solutions de chauffage durables. La Fig. 75 présente des informations sur la taille du marché des pompes à chaleur.

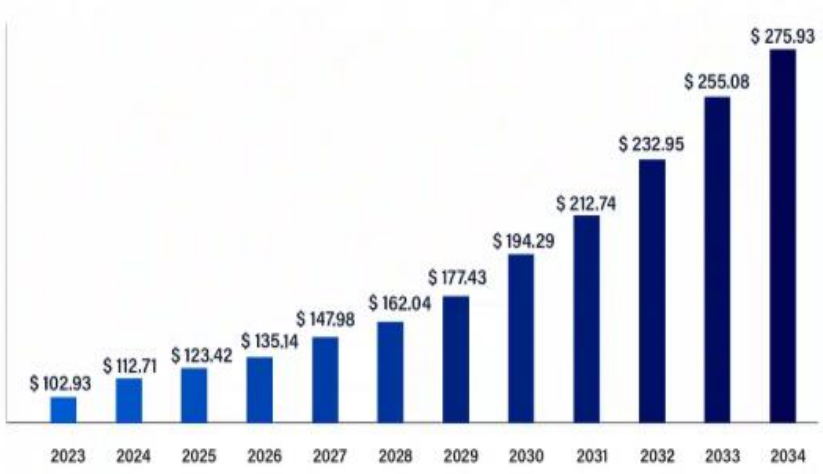


Fig. 75. Taille du marché des pompes à chaleur de 2023 à 2034 (milliards USD) [39].

Tendances du marché des cogénérations

Accent sur l'amélioration de l'efficacité : Les systèmes de cogénération sont de plus en plus reconnus pour leur grande efficacité, atteignant des niveaux opérationnels allant jusqu'à 80 %, dépassant largement l'efficacité d'environ 50 % des méthodes traditionnelles de production séparée de chaleur et d'électricité. Cette efficacité est principalement due à la production simultanée d'électricité et à l'énergie thermique saine provenant d'une seule source de combustible, réduisant ainsi le gaspillage énergétique. Le secteur industriel, en particulier, devrait connaître un taux de croissance annuel composé (TCAC) dépassant 6 % d'ici 2032 en matière d'adoption des cogénérations, stimulé par la nécessité d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Intégration avec les énergies renouvelables : L'intégration des systèmes de cogénération avec des sources d'énergie renouvelable devient une approche stratégique pour renforcer la résilience énergétique et le développement durable. En combinant la cogénération avec des technologies comme les pompes à chaleur, qui fonctionnent à bas prix de l'électricité en raison de l'excédent d'énergie renouvelable, les installations peuvent optimiser la consommation d'énergie et stabiliser les marchés de l'électricité. Cette approche hybride permet une exploitation flexible, où les centrales de cogénération peuvent produire de l'électricité et de la chaleur lors des pics de demande. En revanche, les pompes à chaleur utilisent l'excédent d'énergie renouvelable, améliorant l'efficacité globale du système et réduisant les émissions de carbone. La Fig. 76 présente des informations sur la taille du marché des cogénérations [40].

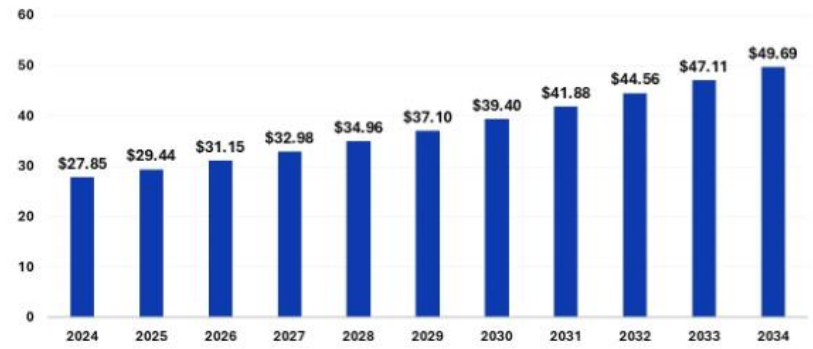


Fig. 76. Taille du marché de la cogénération de 2024 à 2034 (milliards USD) [39].

Dynamique des tarifications

Prix de l'énergie et leur impact : Les fluctuations des prix de l'énergie influencent significativement l'adoption et les coûts d'exploitation des systèmes de cogénération et des pompes à chaleur. Entre 2019 et 2022, les prix de l'énergie au détail ont connu des hausses notables : les prix de l'électricité ont augmenté de 6 % à 14 %, le gaz naturel de 22 % à 46 %, le fioul de chauffage de 35 % et le propane de 33 % à 50 %. Ces changements affectent la rentabilité des technologies de chauffage, car les pompes à chaleur dépendent principalement de l'électricité, tandis que les systèmes de cogénération utilisent souvent du gaz naturel. Par conséquent, la hausse des prix du gaz naturel peut rendre les systèmes de cogénération moins rentables que les pompes à chaleur, dont la compétitivité dépend de la stabilité ou de la baisse des prix de l'électricité.

Rôle du développement technologique : Les avancées technologiques ont un impact profond sur le coût et l'efficacité des systèmes de cogénération et des pompes à chaleur. Par exemple, l'intégration de la micro- cogénération avec les pompes à chaleur électriques, le stockage thermique et les systèmes photovoltaïques a démontré des rendements annuels dépassant 130 % pour le chauffage, la

climatisation et les charges d'eau chaude. Ces innovations améliorent les performances et réduisent les coûts opérationnels, rendant ces systèmes plus attractifs pour les consommateurs. Les analyses économiques indiquent que les pompes à chaleur sont rentables, avec une période maximale de retour sur investissement de 16 ans, ce qui encourage davantage l'adoption [41-43].

Position sur le marché

La concurrence entre les pompes à chaleur (HP) et les systèmes de cogénération dans le secteur de l'énergie est façonnée par leurs caractéristiques opérationnelles distinctes et leurs champs d'application. Les pompes à chaleur, qui exploitent l'électricité pour transférer la chaleur des niveaux de température plus bas vers des niveaux de température plus élevés, sont de plus en plus privilégiées dans les stratégies de chauffage à faible émission de carbone. Leur position sur le marché se renforce grâce aux avancées en matière d'efficacité, à l'intégration avec des sources d'énergie renouvelable et aux politiques de décarbonation.

Inversement, les systèmes de cogénération, qui génèrent simultanément électricité et chaleur utile à partir d'une seule source de combustible, ont traditionnellement occupé une place forte dans les applications de chauffage industriel et de district. Leur grande efficacité globale et leur capacité à fournir de l'électricité sur site ont maintenu leur pertinence, en particulier dans les zones dotées d'infrastructures gazières établies. Cependant, l'accent croissant mis sur la réduction des émissions de carbone a mis à l'épreuve leur expansion du marché, en particulier lorsque les combustibles fossiles sont la principale source d'énergie.

Facteurs influençant la compétitivité :

1. Efficacité énergétique et performance.
2. Empreinte carbone et développement durable.
3. Coûts de l'énergie et viabilité économique.
4. Cadre politique et réglementaire.
5. Considérations sur les infrastructures et le réseau.
6. Exigences spécifiques à chaque application.

Innovations technologiques

Pompes à chaleur à haute température

Les pompes à chaleur haute température (HTHP) émergent comme une innovation clé dans le secteur du chauffage. Contrairement aux pompes à chaleur conventionnelles, les HTHP peuvent fournir des températures supérieures à 100°C, ce qui les rend adaptés aux applications industrielles et aux réseaux de chauffage urbain. Le développement de fluides frigorigènes avancés, de technologies améliorées de compresseurs et l'intégration avec les systèmes de récupération de la chaleur fatale ont renforcé leur efficacité et leur faisabilité. Ces innovations permettent aux HTHP de remplacer les systèmes de chauffage à base de combustibles fossiles dans des secteurs tels que la transformation alimentaire, la fabrication chimique et la production de papier, contribuant ainsi aux efforts de décarbonation.

Systèmes hybrides (cogénération + renouvelables)

Les systèmes hybrides combinant la cogénération avec des sources d'énergie renouvelable, telles que la thermique solaire, la biomasse et la géothermie, représentent une voie prometteuse pour une énergie plus durable. Ces systèmes optimisent l'utilisation de l'énergie en intégrant la fiabilité des cogénérations à la nature intermittente des renouvelables. Par exemple, les collecteurs thermiques solaires peuvent fournir de la chaleur supplémentaire lors des heures de pointe du soleil, réduisant ainsi

la dépendance aux combustibles fossiles. De plus, les unités de cogénération alimentées par biomasse offrent une alternative neutre en carbone aux cogénérations conventionnelles à base de gaz. En renforçant la flexibilité et en réduisant les émissions, les systèmes hybrides cogénération -renouvelables attirent l'attention pour leur rôle dans la réalisation des objectifs de transition énergétique.

Leaders de l'industrie et études de cas

Acteurs clés du marché

Les marchés de la pompe à chaleur et de la cogénération sont menés par plusieurs entreprises de premier plan reconnues pour leur innovation et leur offre de produits étendue :

1. **General Electric (GE)** : Acteur majeur du marché des cogénérations, GE fournit une technologie avancée et détient une part de marché significative grâce à ses systèmes de cogénération à haute efficacité et fiables.
2. **Siemens Energy :** Cette entreprise allemande est un fournisseur de premier plan de solutions de cogénération, proposant une gamme de produits adaptés à diverses applications industrielles.
3. **Veolia :** Basée en France, Veolia est un acteur clé du marché des cogénérations, connue pour ses services et solutions énergétiques complets.
4. **Wärtsilä :** Entreprise finlandaise, Wärtsilä est reconnue pour ses systèmes de cogénération innovants et possède une forte présence sur le marché.
5. **2G Energy :** Cette entreprise allemande est spécialisée dans la production de systèmes de cogénération et est reconnue pour ses avancées technologiques dans ce domaine.

Implémentations réussies

Plusieurs études de cas mettent en lumière le déploiement efficace des technologies de pompes à chaleur et de cogénération :

1. **Taber Aquafun Centre, Alberta, Canada :** L'installation a installé une solution micro-cogénération de 70 kW, qui a été achevée en deux semaines avec un minimum de perturbations. Cette mise en œuvre a amélioré l'efficacité énergétique et réduit les coûts opérationnels.
2. **Bornem – Barl'lo Project, Belgique :** Ce projet démontre l'utilisation de pompes à chaleur pour le chauffage et la climatisation dans des bâtiments presque neutres en énergie, mettant en lumière le potentiel des pompes à chaleur dans la construction durable.
3. **Rénovation de Sixty Apartments, Turin, Italie :** Un projet de rénovation a combiné une pompe à chaleur à air avec deux chaudières à gaz, intégrant avec succès ces systèmes pour minimiser la consommation d'énergie, notamment en milieu de saison.

4.5 Instruments politiques et cadres réglementaires des cogénérations et des pompes à chaleur

Instruments de politique : Introduction

Importance des politiques dans la production de chaleur [44] :

Les instruments politiques sont essentiels pour orienter le secteur de la production de chaleur vers la décarbonation et le développement durable. Ils établissent des cadres et des incitations qui favorisent l'adoption de technologies bas carbone, améliorent l'efficacité énergétique et réduisent les émissions de gaz à effet de serre. Des politiques efficaces peuvent stimuler l'innovation, réduire les coûts et faciliter la transition vers des sources d'énergie plus propres. Sans un soutien politique solide, les obstacles au marché peuvent entraver le déploiement de solutions de chauffage renouvelables, freinant ainsi les efforts de lutte contre le changement climatique. En conclusion, les instruments politiques sont essentiels pour transformer le secteur de la production de chaleur à l'échelle mondiale. Des approches adaptées tenant compte des disparités et défis régionaux sont essentielles pour promouvoir efficacement l'adoption de solutions de chauffage durables et atteindre les objectifs climatiques globaux.

Contexte mondial : Les politiques visent à limiter le réchauffement à 1,5°C en décarbonant la production de chaleur, variant selon la région en fonction de facteurs économiques et politiques.

Initiatives de l'UE : Le plan REPowerEU vise 20 millions de pompes à chaleur d'ici 2026 et 60 millions d'ici 2030 afin de réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

Défis du Sud global : Les coûts d'emprunt élevés freinent l'adoption des énergies propres ; La COP29 et le G20 mettent l'accent sur le financement climatique via des taxes carbone et des échanges de dettes.

Les politiques doivent être spécifiques à chaque région afin de favoriser l'adoption durable du chauffage et d'atteindre les objectifs climatiques.

Subventions et incitations dans les systèmes énergétiques

Subventions : Aide financière accordée par les gouvernements ou organisations pour soutenir le développement de projets d'énergie renouvelable, tels que les systèmes éolien, solaire et géothermique. Ces subventions réduisent le coût initial en capital, rendant ces technologies plus accessibles.

Crédits d'impôt : Baisses d'impôt dues par les entreprises ou les particuliers investissant dans les technologies d'énergie renouvelable. Parmi les exemples, le crédit d'impôt pour l'investissement et le crédit d'impôt pour la production, qui incitent à l'installation et à l'exploitation de systèmes renouvelables.

Tarif d'achat (ou obligation d'achat) : Prix garanti versé aux producteurs d'énergie renouvelable pour l'électricité qu'ils injectent sur le réseau public. Ce mécanisme d'incitation vise à encourager le développement des énergies vertes en assurant aux investisseurs un revenu stable et prévisible sur le long terme.

Impact sur l'adoption du système

1. Taux d'adoption accrus : Les subventions et incitations réduisent le fardeau financier pour les consommateurs et les entreprises, favorisant une adoption plus rapide des technologies durables.
2. Expansion du marché : Ils encouragent l'innovation et la concurrence sur le marché des énergies renouvelables, ce qui conduit à des coûts plus bas et à des options plus accessibles.
3. Développement durable à long terme : Bien que le soutien initial soit crucial, l'objectif est de réduire la dépendance aux subventions au fil du temps, à mesure que les technologies deviennent plus compétitives par rapport aux sources d'énergie conventionnelles.

Plus d'informations sur les subventions et incitations en Europe sont disponibles sur l'« AIE (Agence internationale de l'énergie) sur les politiques d'énergie renouvelable »

Mécanismes de tarification du carbone

1. **Systèmes d'échange de quotas de quotas (ETS) :** Approches basées sur le marché qui permettent aux entreprises d'acheter et de vendre des quotas pour les émissions de carbone. Les émissions totales sont plafonnées, et les entreprises doivent détenir des quotas équivalents à leurs émissions. Cela crée des incitations financières pour réduire les émissions.

   Exemple : le Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU ETS) est le plus grand marché mondial du carbone, couvrant des secteurs comme la production d'électricité et la fabrication.

2. **Les taxes carbone** sont des taxes directes imposées sur la teneur en carbone des combustibles fossiles. L'objectif est d'augmenter le coût de l'énergie à forte intensité carbone, encourageant ainsi les entreprises et les consommateurs à réduire leur empreinte carbone.

   Exemple : des pays comme la Suède ont mis en place des taxes carbone élevées, contribuant à des réductions significatives des émissions et à une transition vers des sources d'énergie plus propres.

3. **Coûts opérationnels :** Le ETS et les taxes carbone influencent les coûts opérationnels des entreprises, en particulier dans les secteurs à forte émission. L'augmentation du coût des combustibles à forte intensité carbone peut entraîner des dépenses opérationnelles plus élevées, mais peut aussi stimuler l'innovation vers des processus plus propres et plus efficaces.

Impact sur les entreprises et les politiques

1. **Incitation à la réduction des émissions** : Ces mécanismes encouragent les entreprises à investir dans des technologies qui réduisent les émissions et à passer à des sources d'énergie plus vertes.
2. **Efficacité du marché** : La tarification du carbone crée une approche axée sur le marché pour réduire les émissions, permettant une certaine flexibilité dans la manière dont les entreprises réalisent leurs réductions.
3. **Génération de revenus** : Les gouvernements utilisent souvent les fonds générés par la tarification du carbone pour réinvestir dans des projets d'énergie renouvelable, l'adaptation au changement climatique ou d'autres initiatives environnementales.

Cadres réglementaires en efficacité énergétique [45]

Directives de l'UE :

RED II (Directive sur les énergies renouvelables II) : Visant à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique global de l'Union européenne. Elle fixe des objectifs contraignants pour l'utilisation des énergies renouvelables, notamment dans les transports et le chauffage, et encourage l'utilisation des biocombustibles, de l'éolien, du solaire et d'autres sources renouvelables.

Objectif : atteindre au moins 32 % d'énergie renouvelable dans l'UE d'ici 2030.

EED (Directive sur l'efficacité énergétique) : Établit des règles pour aider l'UE à atteindre ses objectifs d'efficacité énergétique. Il comprend des mesures visant à améliorer la consommation d'énergie dans les bâtiments, les transports et les industries.

Objectif : Atteindre une amélioration de 32,5 % de l'efficacité énergétique d'ici 2030.

Normes nationales d'efficacité énergétique : Chaque État membre de l'UE met en œuvre ses propres règlements, basés sur des directives européennes, afin d'améliorer l'efficacité énergétique dans divers secteurs tels que les bâtiments, les transports et l'industrie. Ces normes garantissent que les objectifs nationaux sont alignés sur les objectifs plus larges de l'UE en matière de climat et d'énergie.

Exemple : En Allemagne, l'Ordonnance sur l'économie d'énergie (EnEV) fixe des normes pour la performance énergétique des bâtiments.

Comparaisons internationales de politiques dans les systèmes énergétiques [46]

Études de cas provenant de différents pays :

Allemagne : Pionnière en matière de politiques énergétiques renouvelables, l'*Energiewende* (transition énergétique) allemande met l'accent sur le passage des énergies fossiles aux énergies renouvelables. Des dispositifs tels que les tarifs d'achat garantis, les appels d'offres pour les énergies renouvelables et des objectifs climatiques ambitieux ont hissé l'Allemagne au rang de leader mondial dans l'adoption des énergies vertes.

Exemple : la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG), introduite en 2000, a ouvert la voie à une croissance massive de l'énergie solaire et éolienne.

Chine : En tant que plus grand émetteur mondial de CO_2, la Chine s'est concentrée sur l'expansion des énergies renouvelables pour réduire les émissions et améliorer la qualité de l'air. Le pays est en tête en matière de capacité solaire et éolienne, avec un soutien gouvernemental important et des incitations à développer ces secteurs.

Exemple : Le 12e Plan quinquennal pour la civilisation écologique a prévu des investissements substantiels dans les énergies propres.

États-Unis : Les États-Unis ont des politiques diverses au niveau des États et du fédéral, notamment des crédits d'impôt, des normes pour l'énergie propre et des incitations pour les énergies renouvelables comme le Crédit d'Impôt pour l'Investissement et le Crédit d'Impôt pour la Production.

Exemple : Le Plan d'énergie propre (CPP), bien qu'en cours d'examen, visait à réduire les émissions des centrales électriques.

Comparaisons internationales de politiques dans les systèmes énergétiques

Leçons tirées des comparaisons internationales

1. Cohérence des politiques et engagement à long terme : Les transitions réussies nécessitent des politiques stables et à long terme afin de donner confiance aux investisseurs et aux acteurs du secteur.
2. Flexibilité et adaptabilité : Les pays ont besoin de politiques adaptées à leur mix énergétique spécifique, à leurs ressources et à leurs conditions économiques.
3. Partenariats public-privé : La collaboration entre gouvernements, secteur privé et consommateurs a été essentielle pour accélérer l'adoption des énergies renouvelables.
4. Soutien et sensibilisation du public : Impliquer les citoyens et garantir un large soutien public est essentiel au succès des politiques énergétiques.

4.6 Considérations futures

Considérations futures – Introduction

1. **Décarbonation :** Le passage aux énergies renouvelables (solaire, géothermie, chaleur fatale) rencontre des défis d'infrastructure, d'investissement et de stockage. Par exemple, l'intégration géothermique nécessite un contrôle avancé de la température.
2. **Numérisation :** l'IA, les capteurs et les réseaux intelligents optimisent la distribution de la chaleur tout en soulevant des préoccupations en matière de cybersécurité et de confidentialité des données.
3. **Efficacité énergétique :** La demande croissante nécessite de nouvelles technologies pour maintenir le chauffage urbain rentable et durable.

Rôle de l'innovation :

Avancées technologiques : L'innovation dans les pompes à chaleur, le stockage thermique et les technologies bas carbone est essentielle pour répondre à la demande énergétique future tout en réduisant l'impact environnemental.

Exemple : Les nouvelles avancées dans les technologies de pompes à chaleur permettent une meilleure intégration des sources de chaleur renouvelable, rendant les systèmes de chauffage urbain plus flexibles et durables.

Modèles économiques et financement : De nouveaux mécanismes de financement, tels que les partenariats public-privé (PPP) et les obligations vertes, sont en cours d'exploration pour financer la transition des réseaux de chauffage urbain. Ces modèles visent à réduire les risques financiers tout en favorisant des investissements durables dans les sources de chaleur renouvelable.

Objectifs de décarbonation

Objectifs Net-Zéro pour 2050 :

De nombreux pays et régions, dont l'Union européenne et les États-Unis, se sont engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Pour les systèmes de chauffage urbain, cela signifie réduire significativement la dépendance aux combustibles fossiles et intégrer des sources de chaleur renouvelables à faible émission de carbone. Exemple : Le Pacte vert de l'UE définit une feuille de route pour réduire les émissions d'au moins 55 % d'ici 2030 et atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Défis et opportunités : Atteindre ces objectifs nécessite des investissements à grande échelle dans les technologies renouvelables, la modernisation des infrastructures existantes et l'adoption de solutions innovantes comme le stockage d'énergie et les réseaux intelligents [47].

Transition depuis les cogénérations à base de fossiles :

État actuel : De nombreux réseaux de chauffage urbain dépendent de centrales de cogénération à base de produits fossiles, qui utilisent du gaz naturel, du charbon ou du mazout pour produire de l'électricité et de la chaleur. Ces systèmes sont des contributeurs majeurs aux émissions de carbone.

Plan de transition : Un élément crucial de cette transition est le passage vers des sources d'énergie renouvelable, telles que la biomasse, la géothermie et l'énergie solaire thermique. De plus, l'hydrogène vert attire l'attention comme combustible potentiel pour les centrales de cogénération.

Exemple : Le système de chauffage urbain danois est en phase de transition des combustibles fossiles vers la récupération de biomasse et de chaleur fatale, visant la neutralité carbone d'ici 2030. Défis technologiques : La modernisation des centrales de cogénération fossile pour utiliser des sources d'énergie renouvelable implique un investissement important et une expertise technique dans de nouvelles technologies, telles que les pompes à chaleur à grande échelle et les systèmes de stockage.

Intégration et flexibilité du réseau

Intégration du réseau et flexibilité dans les réseaux de chauffage urbain

Gestion de la demande :

a. Définition : La gestion du côté de la demande (DSM) désigne des stratégies qui encouragent les consommateurs à ajuster leurs habitudes de consommation en fonction des conditions d'offre ou des signaux de prix. Cela est crucial pour optimiser l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes de chauffage urbain.

b. Techniques :

   Tarification selon l'heure d'utilisation : Encourager les consommateurs à utiliser le chauffage pendant les heures creuses pour équilibrer l'offre et la demande.

   Stockage thermique : Stockage de chaleur excédentaire lors des périodes de faible demande et libération lors des heures de pointe, aidant ainsi à stabiliser les fluctuations du réseau.

c. Avantages : Le DSM aide à prévenir la congestion du réseau, réduit les coûts et améliore l'efficacité de la production et de la distribution de la chaleur. Il peut également réduire le besoin de production de secours à base de combustibles fossiles.

Avancées technologiques

Pompes à chaleur ultra-haute température :

Définition : Les pompes à chaleur ultra-haute température (UHTHP) sont conçues pour fournir un chauffage à des températures nettement plus élevées (au-dessus de 100°C), ce qui les rend adaptées aux systèmes de chauffage urbain. Elles sont essentielles pour intégrer des sources de chaleur renouvelable dans des applications à haute température, qui reposent traditionnellement sur des combustibles fossiles.

Applications : Les UHTHP récupèrent la chaleur fatale provenant des procédés industriels, de l'énergie géothermique, voire de l'air ambiant et chauffent les bâtiments résidentiels et commerciaux.

Avantages :

1. Ils réduisent la dépendance aux combustibles fossiles, diminuant ainsi les émissions de carbone.
2. Permettre l'intégration de sources de chaleur renouvelable et de chaleur fatale dans le réseau à des températures plus élevées.

Exemple : l'Energiepark Mainz en Allemagne utilise des pompes à chaleur ultra-haute température pour le chauffage urbain, atteignant des rendements supérieurs à 100 %.

Développement avancé de la cogénération avec biocombustibles et hydrogène :

Les systèmes de cogénération génèrent à la fois chaleur et électricité à partir d'une seule source d'énergie. Pour atteindre les objectifs de décarbonation, les systèmes avancés de cogénération sont de plus en plus intégrés aux biocombustibles et à l'hydrogène.

Biocombustibles : La biomasse et la bioénergie sont des alternatives renouvelables aux combustibles fossiles et, lorsqu'elles sont utilisées dans les systèmes de cogénération, elles fournissent de la chaleur et de l'énergie à faible émission de carbone.

Hydrogène : L'hydrogène vert, produit à partir d'électricité renouvelable, peut être utilisé dans les centrales de production de chaleur et d'électricité sans émission de CO2, ce qui en fait un acteur clé dans la transition vers des systèmes de chauffage urbain neutres en carbone.

Avantages :

1. Les biocombustibles réduisent la dépendance aux combustibles fossiles et soutiennent les économies agricoles locales.
2. L'hydrogène ouvre la voie aux systèmes de chauffage urbain zéro émission.

Exemple : la centrale de cogénération de Hanovre en Allemagne explore l'utilisation de l'hydrogène comme source de combustible pour ses unités de cogénération, contribuant ainsi aux efforts de décarbonation du pays.

Résilience climatique

Impact du changement climatique : Les changements climatiques entraînent des fluctuations de la demande de chauffage. Les hivers plus doux réduisent la demande, tandis que le froid extrême l'augmente.

Variations régionales : L'Europe du Nord peut voir des besoins de chauffage réduits, tandis que d'autres régions connaissent des pics inattendus dus aux extrêmes de température.

Tendances à long terme : Les systèmes doivent s'adapter pour faire face à des conditions plus douces et extrêmes, nécessitant des solutions énergétiques flexibles et réactives.

Flexibilité et fiabilité du système :

Opérations flexibles : Intégrer les énergies renouvelables, utiliser le stockage thermique et ajuster l'approvisionnement de manière dynamique.

Résilience du réseau : Assurer une capacité de secours fiable (ex. biocombustibles ou hydrogène pour les centrales de cogénération) pour gérer les pics de demande.

Résilience économique

S'adapter aux fluctuations du marché :

1. Diversifier les sources d'énergie pour réduire les risques de dépendance.
2. Mettre en place des modèles de tarification flexibles pour répondre à la volatilité du marché de l'énergie.
3. Utiliser le stockage d'énergie et les technologies de réseaux intelligents pour la stabilité opérationnelle.

Stratégies d'investissement à long terme :

1. Prioriser les technologies dotées de capacités évolutives et à l'épreuve de l'avenir.

2. Analyser les coûts en cycle de vie plutôt que sur les coûts initiaux.
3. Investir dans des infrastructures qui correspondent aux objectifs de décarbonation et aux incitations politiques.

Réseaux thermiques à l'épreuve de l'avenir

Projets innovants en développement :

Chauffage urbain zéro carbone au Royaume-Uni :

Visant un avenir à carbone net zéro, le Royaume-Uni développe des réseaux de chauffage urbain qui combinent récupération de chaleur fatale, énergies renouvelables et technologies de réseaux intelligents. L'un de ces projets est « Green Gas for London » de Londres, qui utilise le biogaz et la chaleur fatale pour les systèmes de chauffage urbain afin de réduire les émissions de carbone et d'augmenter l'efficacité [48].

Caractéristiques clés : utilisation de pompes à chaleur avancées, intégration des énergies renouvelables et systèmes de contrôle flexibles.

Le projet Copenhill à Copenhague :

Copenhague vise à devenir la première capitale mondiale neutre en carbone d'ici 2025. Le projet Copenhill est une centrale de conversion énergétique des déchets qui combine chauffage urbain et incinération des déchets. Elle génère de l'électricité, de la vapeur et de la chaleur à partir de déchets non recyclables, fournissant du chauffage à plus de 150 000 foyers [49].

Le réseau de chauffage intelligent d'Amsterdam :

Amsterdam développe un réseau intelligent de chauffage urbain qui utilise le stockage thermique, le solaire thermique et l'énergie géothermique. Le système intègre des technologies numériques pour optimiser la distribution de la chaleur, garantissant l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de carbone.

Impact sur l'avenir des réseaux thermiques

1. **Décarbonation :** Ces projets mettent en avant le potentiel de combiner sources d'énergie renouvelable et technologies innovantes pour fournir des solutions de chauffage durables et à faible émission de carbone.
2. **Résilience et flexibilité :** Ces réseaux sont conçus pour résister aux défis climatiques futurs, garantissant un approvisionnement en chaleur stable et flexible même face à des conditions météorologiques imprévisibles ou à des fluctuations de la demande.
3. **Évolutivité :** Beaucoup de ces projets sont évolutifs, permettant une expansion future et une adaptation aux technologies émergentes.

5. Conclusions

Aspects économiques et environnementaux :

1. Économique : Les systèmes de chauffage urbain réduisent la dépendance aux combustibles fossiles, diminuent les coûts d'exploitation et génèrent des revenus grâce à des incitations et des crédits carbone.
2. Environnement : L'adoption des technologies renouvelables et la récupération de la chaleur fatale aide à décarboner le chauffage et à réduire l'empreinte carbone.
3. Efficacité : Les réseaux intelligents et les technologies avancées améliorent l'adaptabilité du système et l'efficacité énergétique.

Importance des politiques et tendances futures :

1. Politiques : Des politiques favorables telles que les subventions, la tarification du carbone et les normes énergétiques sont essentielles pour accélérer l'adoption.
2. Tendances futures : les pompes à chaleur ultra-haute température, la cogénération avec biocombustibles et hydrogène, ainsi que les réseaux intelligents façonneront l'avenir du chauffage urbain.
3. Résilience climatique : La flexibilité dans la conception des systèmes garantit la fiabilité dans les conditions climatiques changeantes.

6. Références

[1] Brückner, M., Giljum, S., Lutz, C., & Wiebe, K. S. (2015). Materials embodied in international trade: Examining the size and composition of material footprint exports and imports. Environmental Science & Policy, 55, 32-45. https://doi.org/10.1016/j.envsci.2015.08.012

[2] Miró, J. J., Estrela, M. J., Caselles, V., & Olcina, J. (2015). Future projection of drought events in the Mediterranean area (Spain) using the SPI index. Theoretical and Applied Climatology, 120(1-2), 141-160. https://doi.org/10.1007/s00704-014-1160-5

[3] U.S. Department of Energy. (2008). 20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply. https://www.energy.gov/eere/wind/downloads/20-wind-energy-2030-increasing-wind-energys-contribution-us-electricity-supply

[4] Enova SF. (2009). Energy recovery in the process industry: Potential and technology. https://www.enova.no/

[5] Forman, C., Muritala, I. K., Pardemann, R., & Meyer, B. (2016). Estimating the global waste heat potential. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57, 1568-1579. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.192

[6] Scottish Government. (2024). Energy Strategy and Just Transition Plan. https://www.gov.scot/publications/draft-energy-strategy-transition-plan/

[7] Alfa Laval. (2018). Gasketed plate-and-frame heat exchangers: The theory of heat transfer. https://www.alfalaval.com/products/heat-transfer/plate-heat-exchangers/gasketed-plate-and-frame-heat-exchangers/

[8] Thermopedia. (2011). Shell and Tube Heat Exchangers. Begell House Inc. http://www.thermopedia.com/content/1121/

[9] Meshram, P., Pandey, B. D., & Mankhand, T. R. (2016). Hydrometallurgical processing of waste secondary batteries: A review. Resources, Conservation and Recycling, 113, 118-138. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.05.013

[10] Kanaś, K., Sztekler, K., Nowak, W., & Siwekowski, P. (2019). Analysis of the operation of a shell and tube heat exchanger. E3S Web of Conferences, 108, 01011. https://doi.org/10.1051/e3sconf/201910801011

[11] U.S. Department of Energy. (2013). Commercial Waste Heat Recovery Devices. Federal Energy Management Program. https://www.energy.gov/femp/articles/commercial-waste-heat-recovery-devices

[12] Kilkovský, B. (2020). Review of design and modeling of regenerative heat exchangers. Energies, 13(3), 759. https://doi.org/10.3390/en13030759

[13] Connor, N. (2024, May 25). Direct contact heat exchanger: Types and process industry use. Thermal-Engineering.org. https://www.thermal-engineering.org/direct-contact-heat-exchanger-types-process-industry-use/

[14] Jouhara, H., Żabnieńska-Góra, A., Khordehgah, N., Ahmad, D., Lipinski, T., Lester, S. P., ... & Hussam, B. (2021). Thermoelectric generators: A review of applications in heat recovery. Energy, 228, 120513. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120513

[15] Moran, M. J., Shapiro, H. N., Boettner, D. D., & Bailey, M. B. (2018). Fundamentals of Engineering Thermodynamics (9th ed.). Wiley. https://www.wiley.com/en-us/Fundamentals+of+Engineering+Thermodynamics%2C+9th+Edition-p-9781119391388

[16] El Haj Assad, M., Rosen, M. A., Bani-Hani, E., & Al-Shabi, M. (2021). Design and performance of thermal energy systems. Academic Press. https://www.elsevier.com/books/design-and-performance-of-thermal-energy-systems/el-haj-assad/978-0-12-821664-4

[17] El Haj Assad, M., & Rosen, M. A. (2018). Thermal energy storage: Design and analysis with TRNSYS. Elsevier. https://www.elsevier.com/books/thermal-energy-storage/el-haj-assad/978-0-12-811419-3

[18] IEA Heat Pumping Technologies. (2025). Annual Report 2024: Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT). https://heatpumpingtechnologies.org/publications/

[19] Moran, M. J., Shapiro, H. N., Boettner, D. D., & Bailey, M. B. (2018). Fundamentals of Engineering Thermodynamics (9th ed.). Wiley. https://www.wiley.com/en-us/Fundamentals+of+Engineering+Thermodynamics%2C+9th+Edition-p-9781119391388

[20] U.S. Department of Energy. (2015). Combined heat and power resource guide: Introduction to combined heat and power (CHP). Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/01/f58/CHPGuide2015.pdf

[21] International Energy Agency. (2020). Combined heat and power: Evaluating the benefits of CHP for industrial and district energy systems. IEA. https://www.iea.org/reports/combined-heat-and-power

[22] U.S. Department of Energy. (2017). Combined Heat and Power (CHP) Technology Fact Sheets. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. https://www.energy.gov/eere/amo/combined-heat-and-power-chp-technology-fact-sheets

[23] European Commission. (2017). Good practice in energy efficiency: For a sustainable, safer and more competitive Europe. Publications Office of the European Union. https://data.europa.eu/doi/10.2775/723141

[24] Dincer, I., & Rosen, M. A. (2013). Thermal energy systems and processes (2nd ed.). Academic Press. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-398374-8.00001-2

[25] Barco-Burgos, J., Bruno, J. C., Eicker, U., Saldaña-Robles, A. L., & Alcántar-Camarena, V. (2022). Review on the integration of high-temperature heat pumps in district heating and cooling networks. Energy, 239, 122378. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122378

[26] International Energy Agency. (2024). District heating (Tracking Clean Energy Progress 2023). IEA. https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating

[27] Euroheat & Power. (2023). District Heating and Cooling: A key to the energy transition. https://www.euroheat.org/knowledge-hub.html

[28] Bazilian, M., et al. (2013). Re-thinking energy-industry cost structures: The role of capital, operation and maintenance costs, and levelized cost metrics. Energy Policy, 52, 184–191. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.023

[29] Park, S.-Y., Lee, K.-S., & Yoo, S.-H. (2016). Economies of scale in the Korean district heating system: A variable cost function approach. Energy Policy, 88, 197–203. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.026

[30] Hanna, K., & Arnold, L. (2022). An introduction to environmental impact assessment. In Routledge Handbook of Environmental Impact Assessment (pp. 1–20). Routledge. https://doi.org/10.4324/9780429282492-2

[31] U.S. Environmental Protection Agency. (2025). CHP's role in decarbonization. https://www.epa.gov/chp/chps-role-decarbonization

[32] International Energy Agency. (2024). The future of heat pumps — Executive summary. https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/executive-summary

[33] International Energy Agency. (2024). World Energy Outlook 2024. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024

[34] European Commission. (2017). Good practice in energy efficiency: For a sustainable, safer and more competitive Europe. Publications Office of the European Union. https://data.europa.eu/doi/10.2775/723141

[35] Ávalos-Islas, M. C., Martínez-Delgadillo, S. A., Morales-Mora, M. A., & Pretelín-Vergara, C. (2015). Life cycle greenhouse gas emissions of electricity generated from a cogeneration project in Morelos Petrochemical Complex and CO_2 capture options. CIE 2015 Proceedings. http://www.amexen.org/iec/2015/documentos/LIBRO%20DE%20RESUMENES-ABSTRACTS%20IEC2015.pdf

[36] Hanna, K., & Healthy Buildings Team. (2024, June 12). CoBE case study: Modernizing school heating with a ground-source heat pump — Hopkins Academy, Hadley, MA. HealthyBuildings.Harvard.edu. https://healthybuildings.hsph.harvard.edu/cobe-case-study-modernizing-school-heating-with-ground-source-heat-pump/

[37] International Energy Agency. (2025). The future of heat pumps – Executive summary. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/executive-summary

[38] International Energy Agency. (2022). Heat pumps — Energy system: Buildings. https://www.iea.org/energy-system/buildings/heat-pumps

[39] Precedence Research. (2024). Waste Heat Recovery System Market: Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends, Regional Outlook, and Forecast 2024-2034. https://www.precedenceresearch.com/waste-heat-recovery-system-market

[40] DataHorizzon Research. (2025). Combined Heat & Power (CHP) installation market: Global forecast 2025–2033. https://datahorizzonresearch.com/combined-heat-and-power-chp-installation-market-57570

[41] International Energy Agency. (2023). Energy Prices 2023: IEA Energy Prices Database Documentation. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/e211c759-a7a4-41f3-a7a0-7a2e90e928d8/EnergyPrices_Documentation.pdf

[42] Marzband, M., Sumper, A., & Domínguez-García, J. L. (2023). Techno-economic analysis of a combined heat and power system integrating hybrid photovoltaic-thermal collectors, a Stirling engine and energy storage. Energy Conversion and Management, 284, 116968. https://addi.ehu.es/bitstream/10810/61769/1/1-s2.0-S019689042300314X-main.pdf

[43] Datas, A., Ramos, A., & del Cañizo, C. (2019). Techno-economic analysis of solar PV power-to-heat-to-power storage and trigeneration in the residential sector. Applied Energy, 256, 113935. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113935

[44] Regulatory Assistance Project. (2025). Clean Heat Policy Tracker 2025: A global overview of clean heating policy instruments. https://www.raponline.org/toolkit/clean-heat-policy-tracker/

[45] European Commission. (2018). Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 — Energy from renewable sources. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en

[46] International Energy Agency. (2021). The Twelfth Five-Year Plan for Renewable Energy. https://www.iea.org/policies/5293-the-twelfth-five-year-plan-for-renewable-energy

[47] European Commission. (2019). European Green Deal. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

[48] Skidmore, Z. (2025, April 1). Hemiko to develop UK's first data-centre waste heat network. Data Centre Dynamics. https://www.datacenterdynamics.com/en/news/hemiko-selected-as-project-developer-on-uks-first-data-center-waste-heat-network/

[49] ArchDaily. (2019). CopenHill: The story of BIG's iconic waste-to-energy plant. https://www.archdaily.com/925966/copenhill-the-story-of-bigs-iconic-waste-to-energy-plant