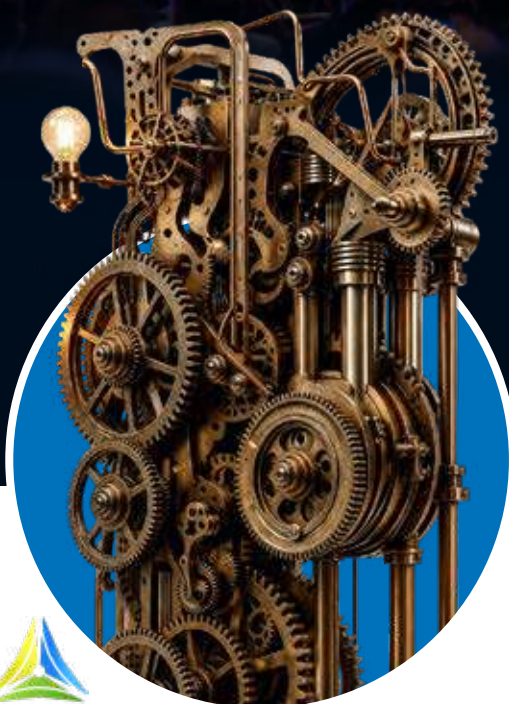




# COUPLAGE SECTORIEL

La clé d'une transition  
énergétique réussie en Suisse



En collaboration avec :



Kanton Bern  
Canton de Berne



OST  
Eastern Switzerland  
University of Applied Sciences



# Résumé exécutif

La transition énergétique suisse entre dans une nouvelle phase. 2025 a été marquée par la démonstration — 2026 est marquée par la mise en œuvre et le passage à l'échelle. Depuis septembre 2025, la première édition du livre blanc « Couplage sectoriel » a été consultée plus de 100 000 fois, obtenant une résonance exceptionnellement large. Depuis lors, de nouveaux projets ont été lancés, des initiatives existantes poursuivies et des expériences pratiques supplémentaires acquises. La deuxième édition s'inscrit dans cette continuité et déplace résolument le focus de la question de savoir si le couplage sectoriel fonctionne vers la question de savoir comment il peut être systématiquement mis à l'échelle à l'échelon national.

La pression à agir reste forte : la Suisse importe aujourd'hui 68 pour cent de sa chaleur, de son refroidissement et de son électricité ; pour les seuls produits pétroliers et le gaz, quelque 8,1 milliards de CHF nets sortent chaque année du pays. Le couplage sectoriel n'est donc pas seulement un instrument de politique climatique, mais de plus en plus une question de sécurité d'approvisionnement, de résilience économique et de compétitivité. Le livre blanc montre, à travers plus de 30 exemples concrets, que les technologies nécessaires sont fondamentalement disponibles et déjà en usage.

Les projets montrent également que la transformation doit avoir lieu à tous les niveaux du système : du bâtiment individuel aux sites et communes, jusqu'aux cantons, aux régions, au niveau national et aux grands projets internationaux. Au niveau du bâtiment et du site, le photovoltaïque, les pompes à chaleur, le stockage thermique et électrique, la valorisation de la chaleur résiduelle, la mobilité électrique et la commande intelligente sont com-

binés en systèmes intégrés. Les communes et les cantons assument de plus en plus un rôle de coordination entre l'approvisionnement énergétique, les réseaux, la planification thermique, la mobilité et le développement territorial. Aux niveaux régional et national s'ajoutent la flexibilité saisonnière, le power-to-X et les gaz renouvelables ; les projets internationaux montrent comment des solutions éprouvées à grande échelle peuvent être transposées aux conditions suisses. C'est précisément le lien entre ces niveaux qui est déterminant : le couplage sectoriel n'est pas une technologie unique, mais une architecture de système.

L'évolution depuis 2025 révèle un important processus de maturation. Des projets documentés comme approches pilotes dans la première édition fournissent aujourd'hui des enseignements pour la standardisation et la réplication. Ainsi, les projets de rénovation documentés en 2025 à Stallikon et Aesch ont été utilisés pour tester une approche intégrée de guichet unique, standardiser les processus et identifier les potentiels de mise en œuvre. La prochaine étape consiste à sortir ces solutions individuelles du mode projet pour les transposer en modèles commerciaux, de planification et d'infrastructure reproductibles.

Le défi central n'est donc plus de nature principalement technologique. Les freins résident de plus en plus dans les conditions-cadres : des procédures d'autorisation longues, une planification territoriale rigide, des compétences fragmentées, un manque de collaboration entre l'économie, la science, l'administration et la politique, des horizons d'investissement à court terme et un manque de continuité politique. S'y ajoute le défi d'orchestrer numériquement un système énergétique de plus en plus décentralisé et de coordonner dans le temps et dans l'espace la production électrique, la consommation, le stockage, la chaleur et la mobilité.

C'est précisément là que résident également les plus grandes opportunités. Une production décentralisée intelligemment couplée, des systèmes de stockage et des consommateurs flexibles peuvent réduire le besoin d'extensions coûteuses du réseau, augmenter la création de valeur locale et diminuer la dépendance aux importations énergétiques. L'électrification de la chaleur, de la mobilité, du refroidissement et de nouveaux consommateurs comme les centres de données augmente certes la demande en électricité, mais ouvre simultanément de considérables potentiels de flexibilité grâce à une commande intelligente. Les résultats de recherche présentés dans le rapport illustrent l'ampleur que peuvent avoir certains leviers : une augmentation du taux annuel de rénovation énergétique des bâtiments de 1,1 à 2 pour cent pourrait réduire le déficit électrique hivernal modélisé pour 2050 d'environ 11 à 6 TWh.

Le message stratégique pour 2026 est donc clair : la Suisse dispose des technologies, du savoir-faire, des projets et de la capacité d'investissement nécessaires. Ce dont on a besoin maintenant, c'est d'un cadre fiable pour leur mise à l'échelle. Cela comprend une sécurité de planification politique, des procédures d'autorisation et de soutien simplifiées, des communautés énergétiques locales et des tarifs dynamiques, un financement orienté sur le long terme, la numérisation ainsi qu'une planification précoce et intersectorielle. La prochaine phase de la transition énergétique ne se décidera pas par l'invention de nouvelles technologies individuelles, mais par la mise en réseau cohérente, la réplication et le passage à l'échelle des solutions existantes, du bâtiment au système énergétique national.

*Salutations énergétiques*  
**Frank Schürch & Daniel A. Oechslin**

## COUPLAGE SECTORIEL

La clé d'une transition énergétique réussie en Suisse

## CONTRIBUTEURS

**Concept :** Daniel A. Oechslin (oe.energy), Frank Schürch (energie-cluster.ch)

**Travail éditorial :** Alexandra Moser (Green Energy Venture AG)

### Nous remercions les partenaires suivants pour leurs contributions et leur expertise :

Ulrich Nyffenegger (Kanton Bern)

Daniela Decurtins (gazenergie)

Janos Kick (gazenergie)

René Scotzniovsky (Gemeinde Allschwil)

Adrian Altenburger (HSLU T&A)

Marc Bättschmann (Tend AG)

Massimiliano Capezzali (HEIG-VD)

Dominik Clauss (a energie AG)

Sjef de Bruijn (Biral AG)

Raymond C. Decorvet (Everllence Schweiz AG)

Claudio De Giacomi (Joulia SA)

Manuel Marti (Joulia SA)

Alfons De Stefani (ADapt GmbH)

Luigi Di Cola (Hoval AG Schweiz)

Rahul Gupta (EPFL)

Michel Haller (OST)

Krisztina Kelevitz (OST)

Daniel Meier (EVTEC AG)

Alina von Allmen (Regionalkonferenz Oberland-Ost)

Stefan Minder (Weisskopf Partner GmbH)

Maike Schubert (Weisskopf Partner GmbH)

Philipp Erdmann (Weisskopf Partner GmbH)

Pascal Peter (GUNEP AG)

Laurent Raeber (Swiss Energypark)

Martina Rechsteiner (ZHAW)

Norbert Rücker (Bank Julius Baer)

Sandro Schopfer (sun2wheel AG)

Frido Stutz (NewGreenTec International AG)

Silvan Suter (Thermal Transformer AG)

Kamil Szostek (Jobst Willers Engineering AG)

Roger Walther (EBP Schweiz AG)

Timon Wanzenried (B-Solartec AG)

Gregor Züst (eRevo AG)

Marc Meyer (eRevo AG)

Deniz Akman (BLS Schifffahrt AG)

**Nous remercions l'équipe  
étendue d'energie-cluster.ch pour son  
précieux soutien et sa coordination.**

### POUR PLUS D'INFORMATIONS

Green Energy Venture AG (membre du groupe OE-EN) | [amo@green-energy-venture.com](mailto:amo@green-energy-venture.com) | [www.green-energy-venture.com](http://www.green-energy-venture.com)  
[energie-cluster.ch](http://energie-cluster.ch) | [info@energie-cluster.ch](mailto:info@energie-cluster.ch) | [www.energie-cluster.ch](http://www.energie-cluster.ch)

### TÉLÉCHARGER CE LIVRE BLANC

[www.oe.energy/publications/2026](http://www.oe.energy/publications/2026)



|      |                                                                                                                                                                   |      |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 01   | <b>RÉSUMÉ EXÉCUTIF</b>                                                                                                                                            | P.1  |
| 02   | <b>MÉTHODOLOGIE</b>                                                                                                                                               | P.6  |
| 03   | <b>LA CONTINUITÉ POLITIQUE : LE PILIER DE LA PROSPÉRITÉ SUISSE</b><br>Energie-cluster.ch                                                                          | P.10 |
| 04   | <b>QUAND LA GÉOPOLITIQUE SE HEURTE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE</b><br>Bank Julius Bär                                                                             | P.12 |
| 05   | <b>LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DEVIENT UNE QUESTION D'INFRASTRUCTURE ET DE CAPITAL</b><br>OE-EN AG                                                                  | P.16 |
| 06   | <b>LA MASSE THERMIQUE DES BÂTIMENTS : UN STOCKAGE À COURT TERME SOUS-ESTIMÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE</b><br>ADapt GmbH                                      | P.20 |
| 07   | <b>DES SILOS À LA PENSÉE SYSTÉMIQUE : LA FORMATION POUR UN AVENIR ÉNERGÉTIQUE INTERCONNECTÉ</b><br>Institut SPF pour la technologie solaire, OST & EBP Schweiz AG | P.24 |
| 08   | <b>L'ISOLATION DES BÂTIMENTS : UN LEVIER CLÉ POUR LA RÉSILIENCE HIVERNALE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE</b><br>Institut SPF pour la technologie solaire, OST               | P.27 |
| 09   | <b>CHALEUR À DISTANCE ET FROID À DISTANCE</b><br>a/energie AG                                                                                                     | P.31 |
| 10   | <b>NIVEAUX DU COUPLAGE SECTORIEL :</b>                                                                                                                            |      |
| A.   | <b>NIVEAU: BÂTIMENT</b>                                                                                                                                           | P.35 |
| I.   | CENTRE DE DONNÉES OSTSCHWEIZ : ACTIF DE COUPLAGE SECTORIEL ET HUB ÉNERGÉTIQUE RÉGIONAL<br>Hoval AG Schweiz .....                                                  | 36   |
| II.  | TRIEWALD DMES – SYSTÈMES MULTI-ÉNERGIE DÉCENTRALISÉS : UNE INFRASTRUCTURE POUR LE COUPLAGE SECTORIEL ET LE STOCKAGE À LONG TERME<br>eRevo AG.....                 | 40   |
| III. | RÉNOVATION SÉRIELLE EN SUISSE : DU PROJET PILOTE AU MODÈLE SYSTÉMIQUE<br>Tend AG .....                                                                            | 45   |
| IV.  | BÂTIMENT VESTIAIRES WALDEGG, HORGEN : ALIMENTATION SOLAIRE, RÉCUPÉRATION DES EAUX DE DOUCHE ET PARTAGE LOCAL D'ÉNERGIE<br>Joulia SA .....                         | 49   |

|           |                                                                                                                                                                                   |              |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| <b>B.</b> | <b>NIVEAU: ZONE</b>                                                                                                                                                               | <b>P.52</b>  |
| I.        | LES POSITIVE ENERGY DISTRICTS EN PRATIQUE<br>ZHAW (avec HSLU) .....                                                                                                               | 53           |
| II.       | HERISAU : RÉSEAU THERMIQUE COMME SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE FLEXIBLE –<br>CHALEUR FATALE, SONDES GÉOTHERMIQUES ET PILOTAGE INTERSECTORIEL<br>Weisskopf Partner GmbH .....                | 64           |
| III.      | SONDES GÉOTHERMIQUES DURABLES GRÂCE À LA RÉGÉNÉRATION PAR COLLECTEURS PVT<br>B-Solartec AG .....                                                                                  | 67           |
| IV.       | REFROIDISSEMENT PAR CHALEUR RÉSIDUELLE POUR CENTRES DE DONNÉES ET INDUSTRIE<br>Thermal Transformer AG .....                                                                       | 70           |
| <b>C.</b> | <b>NIVEAU: COMMUNE</b>                                                                                                                                                            | <b>P.73</b>  |
| I.        | LES SERVICES INDUSTRIELS DE SAINT-GALL : UN SYSTÈME<br>ÉNERGÉTIQUE INTELLIGENT PREND FORME<br>gazenergie / Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG) .....                 | 74           |
| II.       | POWERPYRAMID – MICRO-CENTRALE HYBRIDE ÉOLIENNE-SOLAIRE<br>POUR L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DÉCENTRALISÉ<br>NewGreenTec International AG .....                                 | 78           |
| III.      | DE LA RÉNOVATION DE VENTILATION AU RÉSEAU DE CHALEUR –<br>COMMENT UNE PISCINE COUVERTE A LANCÉ LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE D'ALLSCHWIL<br>Commune d'Allschwil .....                 | 81           |
| IV.       | RÉSEAU DE CHALEUR HOHRAIN : DU CHAUFFAGE À PLAQUETTES<br>DE BOIS VERS UNE PLATEFORME ÉNERGÉTIQUE INTERSECTORIELLE<br>GUNEP AG .....                                               | 86           |
| V.        | INFRASTRUCTURE DE RECHARGE URBAINE COMPACTE : CONCEPT DE RECHARGE<br>DC AU SERVICE DU RÉSEAU POUR LES FLOTTES COMMUNALES ET L'ESPACE PUBLIC<br>EVTEC AG .....                     | 89           |
| <b>D.</b> | <b>NIVEAU: CANTON</b>                                                                                                                                                             | <b>P.92</b>  |
| I.        | RÉGION TOURISTIQUE CLIMATIQUEMENT NEUTRE DU OBERLAND BERNOIS –<br>EST : PROMOTION DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE RESPECTUEUSE DE L'ENVIRONNEMENT<br>Kanton Bern & EBP Schweiz AG ..... | 94           |
| <b>E.</b> | <b>NIVEAU: RÉGION</b>                                                                                                                                                             | <b>P.98</b>  |
| I.        | DE L'IA AUTOUR DU RÉSEAU À L'IA DANS LE RÉSEAU<br>Swiss Energypark & EPFL .....                                                                                                   | 100          |
| II.       | BLS SCHIFFFAHRT : DE LA FLOTTE ÉLECTRIQUE À<br>LA PLATEFORME ÉNERGÉTIQUE DU FUTUR<br>BLS Schiffahrt AG .....                                                                      | 104          |
| <b>F.</b> | <b>NIVEAU: NATIONAL</b>                                                                                                                                                           | <b>P.107</b> |
| I.        | AUTOHEDGE – RECHARGE BIDIRECTIONNELLE SOUS TARIFS RÉSEAU DYNAMIQUES<br>sun2wheel AG .....                                                                                         | 108          |
| <b>G.</b> | <b>NIVEAU: INTERNATIONAL</b>                                                                                                                                                      | <b>P.112</b> |
| I.        | IMPORTATIONS DE BIOMÉTHANE POUR LE COUPLAGE SECTORIEL<br>gazenergie / Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG) .....                                                      | 113          |

## 11

## CONCLUSION

# Méthodologie

Le rapport de cette année est le fruit d'une large collaboration réunissant au total 78 partenaires issus de l'économie, de la politique, de l'administration publique, de la recherche et de la formation. Lors d'échanges réguliers entre février et août, des projets sélectionnés ont été discutés, de nouvelles connaissances acquises et de précieuses synergies créées. Le rapport rassemble les résultats de ces échanges et offre une vue d'ensemble structurée des projets et des thèmes abordés dans le cadre de l'initiative.

À travers 7 contributions transversales, le rapport examine les principaux enjeux techniques, sociétaux, économiques et politiques du couplage sectoriel. Sur la base de 18 projets concrets, il montre comment le couplage sectoriel peut servir de levier pour des solutions économiquement viables et réalisables à différentes échelles – du bâtiment et des sites aux niveaux communal, cantonal, régional, national et international. Ensemble, ces projets illustrent la diversité des approches du couplage sectoriel et montrent comment celles-ci peuvent se traduire en solutions concrètes et réalisables.

Le rapport associe des thématiques générales à des exemples de projets concrets. Cette approche

permet d'examiner les questions transversales liées au couplage sectoriel à la lumière d'expériences concrètes issues du développement et de la mise en œuvre de projets, tout en mettant en évidence les liens entre les différents niveaux et approches.

Les thèmes et projets présentés ne prétendent délibérément pas offrir une représentation exhaustive du couplage sectoriel en Suisse, mais visent plutôt à donner une impulsion à son développement. Ils offrent un aperçu des approches et expériences actuelles et constituent une base pour poursuivre les échanges et la collaboration. Nous nous réjouissons d'autant plus de poursuivre cette initiative en 2027 avec de nouveaux projets, de nouvelles perspectives et de nouveaux partenaires.

Car la transition énergétique a besoin de personnes qui anticipent, façonnent et concrétisent – un équipage solide, capable de garder le bon cap même lorsque les vents changent.

*Avec nos cordiales salutations,  
Votre équipe de couplage sectoriel*



## PARTICIPANTS DE NOTRE INITIATIVE ET LEURS PROJETS RESPECTIFS (par ordre alphabétique):

**a/energie AG:** *Chaleur à distance et froid à distance : réseaux thermiques résilients au changement climatique pour la Suisse* — a/energie AG examine comment les réseaux de chaleur et de froid à distance peuvent servir d'épine dorsale thermique au couplage sectoriel — reliant électricité, chaleur et froid à l'échelle des communes dans un système résilient face aux changements climatiques.

**ADapt GmbH:** *La masse thermique des bâtiments : un stockage à court terme sous-estimé dans la transition énergétique* — ADapt GmbH montre comment la masse thermique des bâtiments peut fonctionner comme tampon énergétique à court terme, réduisant les pics de charge et permettant une intégration plus intelligente de l'électricité renouvelable.

**B-Solartec AG:** *Sondes géothermiques durables grâce à la régénération par collecteurs PVT* — B-Solartec AG présente un système qui régénère les sondes géothermiques à l'aide de collecteurs hybrides PVT — combinant production photovoltaïque et thermique sur un seul panneau pour maintenir les performances géothermiques à long terme.

**Bank Julius Bär:** *Quand la géopolitique se heurte à la transition énergétique* — Julius Bär examine comment les perturbations géopolitiques reconfigurent les marchés de l'énergie et les flux d'investissement, et ce que cela signifie pour l'approche suisse en matière de sécurité énergétique et de financement des infrastructures.

**BLS Schifffahrt AG:** *BLS Schifffahrt : de la flotte électrique à la plateforme énergétique du futur* — BLS Schifffahrt AG décrit comment l'électrification de sa flotte lacustre évolue vers une plateforme énergétique plus large, combinant la recharge à quai, les services réseau et la flexibilité opérationnelle.

**Canton de Berne & EBP Schweiz AG:** *Région touristique climatiquement neutre du Oberland bernois* — Est : promotion de la mobilité électrique respectueuse de l'environnement — EBP et le canton de Berne présentent un projet cantonal de décarbonation de la mobilité dans l'Oberland bernois oriental, intégrant les infrastructures de mobilité électrique à l'approvisionnement en énergie renouvelable dans une région alpine à forte fréquentation touristique.



**EBP Schweiz AG:** *La transition énergétique a besoin de professionnels capables de penser en systèmes* — EBP et ses partenaires du SPF/OST examinent les compétences et cadres éducatifs dont les professionnels ont besoin pour concevoir, exploiter et gouverner des systèmes énergétiques couplés — et les lacunes actuelles en Suisse.

**eRevo AG:** *Triewald DMES — Systèmes multi-énergies décentralisés comme infrastructure de couplage sectoriel et de stockage à long terme* — eRevo AG présente le système multi-énergies décentralisé Triewald comme modèle d'infrastructure évolutif qui intègre le stockage d'électricité, de chaleur et de gaz pour permettre une flexibilité de longue durée.

**EVTEC AG:** *Infrastructure de recharge urbaine compacte : concept de recharge DC au service du réseau pour les flottes communales et l'espace public* — EVTEC AG présente un concept de recharge DC conçu pour les environnements urbains denses — alliant recharge haute puissance pour les flottes communales et les usagers publics à une gestion de charge favorable au réseau, pour éviter des extensions coûteuses du réseau.

**gazenergie, Verband der Schweizerischen Gasindustrie:** *Importations de biométhane en Suisse : potentiel, défis et cadre réglementaire* — gazenergie examine les conditions dans lesquelles la Suisse peut importer du biométhane à grande échelle — en couvrant les sources d'approvisionnement, les exigences en matière d'infrastructure et les adaptations réglementaires nécessaires pour rendre viable le commerce transfrontalier de gaz renouvelable.

**Services industriels de St-Gall :** *naissance d'un système énergétique intelligent* — Les St. Galler Stadtwerke présentent leur approche pour construire un système énergétique urbain intelligent et intégré à Saint-Gall — couplant électricité, chaleur, mobilité et infrastructure de données pour une alimentation fiable et sobre en carbone à l'échelle de la ville.

**Gemeinde Allschwil:** *Du remplacement de la ventilation au réseau de chaleur — comment une piscine couverte*

*a fait avancer la transition énergétique à Allschwil* — La commune d'Allschwil montre comment un projet de remplacement de ventilation dans une piscine publique est devenu le catalyseur d'un réseau de chaleur local — un exemple concret de couplage sectoriel à l'échelle communale.

**GUNEP AG:** *Réseau de chaleur Hohrain : du chauffage à plaquettes de bois vers une plateforme énergétique intersectorielle* — GUNEP AG documente l'évolution du réseau de chaleur Hohrain, d'un système de chauffage à la biomasse vers une plateforme énergétique locale entièrement couplée, intégrant des renouvelables, du stockage et une commande intelligente.

**Hoval AG Schweiz:** *Centre de données Ostschweiz : actif de couplage sectoriel et hub énergétique régional* — Hoval et RZO AG présentent un centre de données en Suisse orientale conçu non seulement comme consommateur, mais comme hub énergétique actif : la chaleur résiduelle est injectée dans le réseau de chaleur local et des services réseau sont fournis.

**Joulia SA:** *Vestiaire de Waldegg Horgen : autosuffisance solaire et récupération de chaleur des eaux usées dans un équipement sportif* — Joulia présente le vestiaire de Waldegg à Horgen comme vitrine du couplage sectoriel au niveau du bâtiment : l'énergie solaire couvre l'ensemble des besoins, et un système innovant de récupération de chaleur sur les eaux de douche capte l'énergie thermique autrement perdue.

**NewGreenTec International AG:** *PowerPyramid — Micro-centrale hybride éolienne-solaire pour l'approvisionnement énergétique décentralisé* — NewGreenTec International AG présente la PowerPyramid, une micro-centrale hybride éolienne-solaire compacte conçue pour l'approvisionnement énergétique décentralisé dans des sites où le raccordement au réseau est coûteux ou indisponible.

**OE-EN AG:** *La transition énergétique devient une question d'infrastructure et de capital* — OE-EN AG soutient que la prochaine phase de la transition

énergétique n'est plus principalement une question technologique, mais une question de financement et d'infrastructure — et présente les Capital Transition Networks comme modèle pour mobiliser des investissements à long terme à l'échelle requise.

**Institut SPF pour la technologie solaire, OST:** *L'isolation des bâtiments compense le déficit électrique hivernal grâce au couplage sectoriel* — Le SPF Institut für Solartechnik à l'OST quantifie la contribution qu'un taux plus élevé de rénovation énergétique des bâtiments peut apporter à la balance électrique hivernale de la Suisse — un levier direct sur le déficit saisonnier d'approvisionnement.

**sun2wheel AG:** *AutoHedge — Recharge bidirectionnelle sous tarifs réseau dynamiques* — sun2wheel AG présente AutoHedge, un système qui exploite la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques pour couvrir les fluctuations de tarifs réseau dynamiques — transformant les voitures électriques en actif de flexibilité financière et réseau pour leurs propriétaires.

**Swiss Energypark & EPFL :** *De l'IA autour du réseau à l'IA dans le réseau* — Swiss Energypark et l'EPFL présentent une plateforme qui fait évoluer l'IA d'un outil analytique opérant autour du réseau vers une intelligence temps réel intégrée dans le réseau — pour optimiser en temps réel la production, le stockage et la demande des systèmes énergétiques régionaux.

**Tend AG :** *La rénovation en série en Suisse : du projet pilote au modèle systémique* — Tend AG documente comment son approche de rénovation en série — standardisant les améliorations de l'enveloppe des bâtiments et les remplacements de systèmes de chauffage — est passée de projets pilotes individuels à un modèle répliquable prêt à être déployé à l'échelle nationale.

**Thermal Transformer AG:** *Refroidissement par chaleur résiduelle pour centres de données et industrie* — Thermal Transformer AG présente une technologie qui utilise la chaleur résiduelle des centres de données

et des processus industriels pour produire du froid — transformant ce qui serait un passif thermique en ressource, et bouclant les flux énergétiques industriels.

**Weisskopf Partner GmbH:** *Herisau : réseau thermique comme système énergétique flexible — chaleur résiduelle, sondes géothermiques et pilotage intersectoriel* — Weisskopf Partner GmbH présente le réseau thermique de Herisau comme étude de cas en conception de réseau de chaleur flexible : chaleur résiduelle, stockage géothermique par sondes et pilotage intersectoriel équilibrent une production renouvelable variable avec un approvisionnement local stable.

**ZHAW & HSLU:** *Les Positive Energy Districts en pratique* — La ZHAW et la HSLU documentent le Hard Aréal à Winterthour en tant que laboratoire vivant de quartier à énergie positive, mesurant et analysant les flux énergétiques d'un site urbain mixte pour générer des enseignements transférables pour le couplage sectoriel à l'échelle du quartier.



# La continuité politique : le pilier de la prospérité suisse



**Frank Schürch**

Politologue, MBA, CEO energie-cluster.ch

La Suisse doit une grande partie de sa prospérité à des cadres fiables. Les entreprises investissent, les communes planifient, les propriétaires rénovent et les fournisseurs d'énergie développent leurs infrastructures uniquement lorsque l'orientation politique reste lisible d'une législature à l'autre. Cela vaut pour l'énergie, les infrastructures, la formation, la recherche et l'innovation : leurs effets ne se mesurent pas au rythme des campagnes électorales, mais sur des années et des décennies.

En matière de politique énergétique, le point de départ est clair. En 2024, les produits pétroliers représentaient 45,7 % de la consommation finale d'énergie en Suisse, le gaz naturel 12,3 % et le charbon 0,3 % ; les énergies renouvelables atteignaient 29,9 %. Dans le même temps, les importations nettes de produits pétroliers et de gaz ont représenté plus de 8,1 milliards de francs de sorties de capitaux. Cet argent génère peu de valeur ajoutée sur le territoire national et maintient la Suisse dans une dépendance aux prix mondiaux, aux risques géopolitiques et à des chaînes d'approvisionnement sur lesquelles elle n'a aucune prise.

La décarbonisation n'est donc pas seulement une politique climatique — c'est aussi une politique économique. Chaque chauffage à mazout remplacé, chaque bâtiment rendu plus efficace, chaque kilowattheure d'énergie renouvelable produit localement et chaque unité de stockage renforcent la sécurité d'approvisionnement. La Suisse s'est engagée par la loi à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 ; en 2024, 68,7 % des votants ont approuvé la loi fédérale sur un approvisionnement en électricité sûr. Un gouvernement qui met en œuvre ce cap de manière cohérente mobilise les capitaux privés, réduit les risques et crée des emplois en Suisse.

La continuité ne signifie pas l'immobilisme. La politique doit pouvoir répondre aux nouvelles technologies, aux évolutions des prix et aux enjeux de sécurité. Mais des arrêts brutaux de subventions, des procédures d'autorisation en constante mutation ou des objectifs politiquement édulcorés renchérissent les projets et déstabilisent les investisseurs. Après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, l'Allemagne a dû réorganiser son approvisionnement en gaz dans

l'urgence et à un coût considérable. La France a démontré en 2022 qu'un système électrique fortement centralisé pouvait lui aussi être vulnérable. La leçon à en tirer : diversifier les risques et déclencher les investissements à temps.

### L'INNOVATION CRÉE DE LA PROSPÉRITÉ

La capacité d'innovation de la Suisse et ses investissements constants dans la recherche, le développement, la formation et l'entrepreneuriat ont fait sa richesse. En 2025, elle a occupé la première place du Global Innovation Index pour la quinzième année consécutive. La Suisse consacre environ 3,2 % de son produit intérieur brut à la recherche et au développement. Ses quatre grands voisins se situent à environ 3,1 % pour l'Allemagne, 3,3 % pour l'Autriche, 2,2 % pour la France et 1,4 % pour l'Italie ; les États-Unis atteignent environ 3,4 %. Ces chiffres montrent que la Suisse appartient au peloton de tête — mais son avance ne saurait être considérée comme acquise.

La Chine investit massivement et de manière stratégique dans l'innovation. En 2025, ses dépenses de recherche et développement ont atteint 2,80 % du PIB ; dans le Global Innovation Index, elle est entrée pour la première fois dans le top dix des économies les plus innovantes. En valeur absolue, elle se rapproche également rapidement des États-Unis. Cette évolution souligne la valeur des innovations suisses, mais accroît aussi la pression concurrentielle sur les entreprises, les hautes écoles et les institutions de recherche du pays.

La Suisse doit rester dans la course : par des investissements nationaux solides dans la recherche et l'innovation, des infrastructures modernes, des conditions fiables pour les entreprises et les start-ups, ainsi qu'un environnement attractif pour la formation et la recherche. Les coopérations internationales en matière d'innovation sont tout aussi importantes. Le progrès scientifique se construit de plus en plus au sein de réseaux transfrontaliers ; la participation renouvelée aux programmes européens de recherche n'est donc pas accessoire, mais

relève d'une politique économique à part entière. S'isoler ou réduire les investissements dans la recherche et le transfert de technologie, c'est perdre du savoir-faire, de l'avance et des talents — tout en créant de nouvelles dépendances vis-à-vis de l'étranger.

La Suisse peut se permettre les investissements nécessaires. Selon les Perspectives de l'économie mondiale du FMI, sa dette publique brute s'élèvera en 2026 à environ 38,5 % du PIB. À titre de comparaison : l'Allemagne à environ 64,6 %, l'Autriche à 82,1 %, la France à 118,4 %, l'Italie à 138,4 % et les États-Unis à 125,8 %. La faiblesse de l'endettement ne constitue pas un blanc-seing pour des dépenses sans limite. Elle offre néanmoins à la Suisse une marge de manœuvre stratégique exceptionnelle pour des investissements productifs qui renforcent la création de valeur future, la résilience et les recettes fiscales.

La politique énergétique et la politique d'innovation obéissent donc à la même logique. La continuité politique instaure la confiance ; la confiance déclenche les investissements à long terme ; et ces investissements garantissent la prospérité, l'autonomie et la capacité d'action. L'alternative serait une politique de stop-and-go qui renchérit les capitaux, retarde les projets et accentue les dépendances. Les investissements dans l'énergie, la recherche et l'innovation ne constituent donc pas un fardeau pour l'avenir — ils sont un investissement dans l'avenir. ■

### Sources

- Office fédéral de l'énergie : *Statistique globale suisse de l'énergie 2024.*
- Office fédéral de l'environnement / Chancellerie fédérale : *Objectif zéro net 2050 ; Votation sur un approvisionnement en électricité sûr 2024.*
- Office fédéral de la statistique / OCDE : *Dépenses de recherche et développement en comparaison internationale (données comparables les plus récentes).*
- OMPI : *Global Innovation Index 2025.*
- Bureau national des statistiques de Chine : *Communiqué statistique 2025.*
- Fonds monétaire international : *Perspectives de l'économie mondiale, avril 2026 (dette publique brute en pourcentage du PIB).*



# Quand la géopolitique se heurte à la transition énergétique

**Norbert Rücker**

Responsable Economics & Next Generation Research, Bank Julius Baer ; Président, energie-cluster.ch

La géopolitique a fait son retour et a marqué de son empreinte le monde de l'énergie cette année. Avec la guerre en Iran, le cauchemar du marché pétrolier — la fermeture du détroit d'Ormuz — est devenu réalité. Pourtant, la crise pétrolière et la récession tant redoutées ne se sont pas matérialisées. Il est rapidement apparu que le détroit d'Ormuz n'était pas vraiment fermé et que les exportations ont pu rapidement se réorienter vers des alternatives. Les prix du pétrole sont restés largement en dessous des niveaux de 2022. La comparaison avec la période 2010–2015 est encore plus frappante : ajustés à l'inflation et donc au pouvoir d'achat, les prix actuels sont presque deux fois inférieurs à ceux d'il y a plus de dix ans. Cela peut être interprété comme

un signal de sérénité malgré les nombreux risques géopolitiques.

Cela n'est pas surprenant, car le marché a réagi de manière similaire à la crise énergétique de 2022 : le commerce du pétrole et du gaz s'adapte extraordinairement vite aux nouvelles réalités après des chocs. L'incitation vient des primes de prix qui compensent les coûts plus élevés des routes alternatives et freinent temporairement la demande. Le prix est le chef d'orchestre dans le concert de l'offre et de la demande. Le pragmatisme et l'opportunisme ouvrent la voie à la résilience. Justement maintenant, alors que les inquiétudes concernant les faibles niveaux de stockage de gaz refont surface, nous ne devrions

pas perdre de vue la leçon la plus importante de 2022. Quand l'Europe paie, les méthaniéristes arrivent et sécurisent l'approvisionnement. Pourquoi ? Parce que dans ces conditions, la concurrence en Asie se tourne en partie vers le charbon. Les réserves de gaz étaient extraordinairement pleines à partir de 2022, et ce n'était pas seulement dû à la météo. Une pénurie d'électricité entraîne une pénurie de gaz, car les centrales à gaz sont le dernier maillon de l'approvisionnement électrique en Europe. Les risques doivent être reconnus et compris. Les années passées montrent cependant que le marché mondial du gaz tolère rarement une telle pénurie. La contrepartie de la sécurité d'approvisionnement est de fortes hausses de prix temporaires.

L'influence de la transition énergétique est encore moins surprenante. La hausse des prix à la pompe suscite des émotions de manière fiabre, mais leur importance économique diminue. Une part toujours croissante des voitures et camions sur la route roule à l'électricité. Même si cette part est actuellement légèrement inférieure à 5% en Europe et en Suisse, l'impact des chocs pétroliers sur l'économie s'affaiblit, renforcé par l'amélioration de l'efficacité des moteurs à combustion. Cette tendance est très

robuste, car le progrès technologique est rapide. Grâce aux modèles chinois abordables, les parts de marché des voitures électriques dans les nouvelles immatriculations ont fortement augmenté dans les marchés émergents d'Asie du Sud-Est et d'Amérique du Sud, atteignant par exemple 20% au Brésil ou plus de 50% au Vietnam. La Chine éclipse tous les autres avec plus de 15 millions de voitures électriques immatriculées par an et des parts de marché de plus de 60%. L'Europe et la Suisse sont à près de 40%. Une dynamique encore plus forte se manifeste en Chine dans le transport lourd : la part des camions électriques devrait dépasser 35% sur l'ensemble de l'année. Les exportations pétrolières réduites du Moyen-Orient sont absorbées en partie par des importations chinoises réduites. Les experts observent et débattent actuellement de l'ampleur de la contribution de la transition énergétique à ce phénomène.

Les conséquences pour le marché de l'électricité sont tout aussi peu surprenantes. Le grand sujet reste l'excédent d'électricité solaire. Sur le marché de gros, l'électricité est disponible à des prix réduits à midi. Les jours exceptionnellement ensoleillés et venteux, les prix tombent régulièrement en territoire négatif, car les énergies renouvelables n'ont pas de coûts opérationnels, sont en partie intégrées dans des systèmes de rémunération fixes, et les centrales à charbon et nucléaires ont une flexibilité limitée. Ce phénomène n'est pas limité à l'Europe, mais s'observe dans le monde entier, des marchés électriques régionaux aux États-Unis, à l'Australie jusqu'en Chine. En raison de l'excédent solaire, les centrales à gaz étaient moins sollicitées, ce qui a atténué l'impact de la hausse des prix du gaz — due au conflit iranien — sur les prix de l'électricité. L'excédent a également compensé une partie du déficit d'énergie hydraulique et nucléaire résultant de la chaleur et de la sécheresse. Comme le marché pétrolier, le marché électrique fait preuve d'une résilience qu'il ne faut pas sous-estimer.

Cet excédent d'électricité de midi semble contredire les narratifs de pénurie dus à l'intelligence artifi-





cielle et aux centres de données, ou à l'électrification en général. Cette montagne russe des prix au cours de la journée va encore s'accroître. Le développement des renouvelables fournit plus d'électricité supplémentaire que la demande et relègue les centrales fossiles au rôle de figurants — comme voulu politiquement. Ce développement est économique et axé sur le rendement et se produirait probablement même sans les subventions encore existantes. Pourtant, la rentabilité de l'énergie solaire est difficile à cerner. En Allemagne, l'appel d'offres organisé par l'État en juillet a atteint un prix moyen inférieur à 50 EUR pour les installations au sol. En Espagne, les contrats d'achat d'électricité solaire à long terme conclus de manière privée tendent vers 30 EUR. Ces deux chiffres sont des exemples anecdotiques impliquant des coûts sans concurrence. Ces coûts sont non seulement inférieurs à ceux des technologies alternatives, mais aussi inférieurs aux prix du marché actuels et à ceux attendus encore plus bas à l'avenir. Les impressions se recoupent aux niveaux inférieurs du réseau. Les installations en toiture sur les bâtiments commerciaux et les maisons individuelles offrent une électricité moins chère que celle du réseau. Aux coûts de construction plus élevés correspondent des redevances de réseau plus élevées.

La rentabilité est extrêmement dynamique. L'excédent solaire et la dépression des prix du marché en journée pèseraient sur le développement et ralentiraient la transition énergétique, s'il n'y avait pas la vague d'innovation dans les batteries de stockage. Les ajouts de batteries en Europe sont estimés à environ 20 gigawatts pour cette année, ce qui représente 20% de tous les investissements dans les capacités de production et de stockage. La mise à l'échelle continue de la production, l'avancement de la technologie et le savoir-faire croissant en matière d'installation et d'intégration promettent des coûts encore en baisse. Grâce aux batteries, l'excédent solaire s'étend aux matinées et soirées moins ensoleillées, où les prix du marché sont encore plus élevés, ce qui soutient la rentabilité. La direction que prend cette dynamique peut être ob-

servée dans les marchés pionniers de Californie et d'Australie : une meilleure utilisation des grandes capacités solaires et éoliennes, des centrales thermiques flexibles poussées en réserve, économiquement sécurisées par le gestionnaire de réseau, et comme conséquence, des pics de prix atténués le matin, le soir et en moyenne sur toute la journée. Le trilemme de la sécurité d'approvisionnement, de la rentabilité et de la protection de l'environnement semble résoluble.

L'excédent d'électricité de midi, l'incertitude sur le marché du gaz et la dynamique de l'électrification routière constituent le terreau du couplage sectoriel — la liaison de l'électricité avec la chaleur et la mobilité. Le couplage sectoriel est emblématique de la décentralisation qui accompagne la transition énergétique et illustre les opportunités et défis associés. L'électricité solaire bon marché provenant d'un grand toit commercial aide à réduire les coûts lorsqu'elle est utilisée dans des camions électriques ou des pompes à chaleur. Les possibilités et applications sont diverses, comme le montre admirablement cette publication, et avec l'innovation continue, les opportunités deviennent de plus en plus

grandes. Les défis, en revanche, restent bien connus. La décentralisation signifie qu'au lieu de quelques-uns, ce sont aujourd'hui de nombreux acteurs qui participent à l'avenir énergétique. Ce n'est qu'avec la sensibilisation et le savoir-faire appropriés que les entreprises et les communes peuvent saisir les opportunités du couplage sectoriel. Cependant, le cadre réglementaire est en retard sur la réalité des marchés de l'énergie et crée des obstacles inutiles. Plus les acteurs impliqués sont nombreux, plus la réglementation devrait être simple et directe. Dans un pays à hauts salaires comme la Suisse, la bureaucratie pèse d'autant plus sur les coûts.

Le couplage sectoriel peut bien être décrit comme la première division de la transition énergétique aux niveaux inférieurs du réseau électrique. Chaque investissement dans le couplage sectoriel porte la promesse de résoudre le trilemme de la sécurité d'approvisionnement, de la rentabilité et de l'environnement. Les mesures pour améliorer le cadre réglementaire sont bien connues. Premièrement, un accès sans restriction au marché européen est crucial pour contrôler et utiliser l'excédent d'électricité. Selon tous les experts, un accord correspondant est le pilier le plus important de la sécurité d'approvisionnement. Deuxièmement, la pleine libéralisation du marché est un moteur d'innovation et de transition énergétique, car grâce à elle, des produits et services simples et abordables trouvent plus rapidement le chemin du marché. Troisièmement — et c'est le débat encore manquant — une réforme des redevances de réseau s'impose. Le système actuel a fait son temps. Plus les capacités solaires et de stockage émergent dans tous les coins du réseau et plus l'électricité circule dans les deux sens, moins bureaucratique et discriminatoire est une redevance de réseau pour tous basée sur la capacité (kilowatts) plutôt que sur la consommation (kilowattheures). Les ZEV et les CEL sont certes louables, mais en fin de compte peu efficaces et des solutions de substitution coûteuses. La Suisse fait preuve de beaucoup d'esprit pionnier, d'entrepreneuriat et d'innovation. La politique pourrait s'en inspirer. ■



# La transition énergétique devient une question d'infrastructure et de capital

## POURQUOI LES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES DEVIENNENT DÉTERMINANTS ET LE CAPITAL PRIVÉ PREND UN NOUVEAU RÔLE

**Daniel Oechslin,**

CEO / Chairman, OE-EN AG

Le débat sur la transition énergétique a longtemps été avant tout un débat sur les technologies. Le photovoltaïque, l'éolien, la mobilité électrique, les pompes à chaleur ou l'hydrogène étaient au centre des discussions. Le focus se déplace désormais. La question décisive n'est plus seulement de savoir quelles technologies sont disponibles, mais si les infrastructures nécessaires peuvent être planifiées, financées, construites et intégrées dans le système énergétique existant assez rapidement. La transition énergétique devient ainsi de plus en plus une question d'infrastructure — et inévitablement aussi une question de capital.

L'ampleur de cette évolution est considérable. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit des investissements mondiaux dans l'énergie d'environ 3,4 billions de dollars américains en 2026. Environ 2,2 billions devraient être consacrés aux énergies renouvelables, aux réseaux, au stockage, à l'énergie nucléaire, à l'électrification, à l'efficacité et à d'autres technologies à faibles émissions de CO<sub>2</sub>.

Mais le volume des investissements seul ne raconte qu'une partie de l'histoire. Ce qui compte, c'est où ce capital est investi.

### DE LA PRODUCTION AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Ces dernières années, d'importants capitaux ont afflué vers de nouvelles capacités de production. L'éner-



gie solaire et éolienne a été massivement développée dans le monde entier. Parallèlement, il apparaît de plus en plus clairement que la seule augmentation de la capacité de production ne crée pas un système énergétique fonctionnel.

L'électricité doit être transportée, stockée, décalée dans le temps, distribuée localement et coordonnée avec les consommateurs. Plus la production d'électricité devient dépendante de la météo et décentralisée, plus les réseaux, le stockage par batteries, les consommateurs flexibles, les systèmes de chaleur, la gestion de l'énergie et la commande intelligente deviennent importants. C'est précisément là que se créent aujourd'hui les goulets d'étranglement.

L'infrastructure de réseau est désormais explicitement considérée comme l'un des goulots d'étranglement critiques de l'électrification mondiale. Plus de 2 500 gigawatts d'installations de production, de stockage et de nouveaux consommateurs attendent dans des files d'attente pour un raccordement au réseau. Dans le même temps, le volume mondial annuel d'investissements dans les réseaux électriques devrait augmenter sensiblement. Le problème n'est pas seulement financier. Un parc solaire ou un système de stockage par batteries peut être construit relativement rapidement. En revanche, la planification, l'autorisation et la construction de grandes infrastructures de réseau prennent souvent de nombreuses années.

**La transition énergétique évolue ainsi d'une pure generation story vers une infrastructure story.**

#### LA SUISSE FAIT FACE AU MÊME DÉFI

En Suisse aussi, la pression à agir s'intensifie. La loi fédérale sur un approvisionnement en électricité sûr à partir d'énergies renouvelables a fixé des objectifs de développement contraignants. D'ici 2035, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique devrait atteindre au moins 35 TWh ; d'ici 2050, au moins 45 TWh. Mais le côté de la demande évolue également.



La mobilité et le chauffage sont de plus en plus électrifiés. Les entreprises développent des infrastructures de recharge. Les centres de données et les applications numériques créent de nouvelles charges. Et de plus en plus de bâtiments et de sites deviennent simultanément producteurs et consommateurs d'électricité. Ce n'est pas seulement la quantité annuelle d'énergie qui compte — ce qui est de plus en plus déterminant, c'est quand, où et avec quelle puissance l'énergie est produite et consommée. C'est précisément pour cette raison que la flexibilité et les capacités de stockage gagnent en importance.

Depuis début 2026, d'autres parties de la nouvelle loi sur l'énergie (acte modificateur unique) sont entrées en vigueur en Suisse. Le cadre réglementaire prend davantage en compte l'utilisation systémique de la flexibilité et du stockage. Les communautés d'électricité locales permettent également de nouvelles formes de commercialisation et d'utilisation locale de l'électricité autoproduite. C'est plus qu'un détail réglementaire. Cela modifie progressivement l'architecture du système énergétique : s'éloigner de quelques grands producteurs centraux et consommateurs passifs pour aller vers un réseau de production, stockage, consommation et optimisation locale.

### **L'INFRASTRUCTURE DOIT SUIVRE LE RYTHME DE L'ÉLECTRIFICATION**

L'ampleur des investissements nécessaires est déjà visible dans le réseau de transport suisse. Swissgrid a identifié 31 projets de réseau importants pour son Réseau stratégique 2040 et prévoit des investissements d'environ 5,5 milliards de francs. Mais le réseau de transport n'est qu'un niveau du système. La véritable transformation se produit simultanément dans les réseaux de distribution, sur les sites industriels et commerciaux, dans l'immobilier, les infrastructures de mobilité, la production et le stockage d'énergie. Des milliers de décisions d'investissement individuelles y émergent.

Une installation photovoltaïque supplémentaire peut par exemple rendre simultanément judicieux un système de stockage par batteries, une adaptation du raccordement au réseau, une infrastructure de recharge et un système de gestion de l'énergie. L'énergie excédentaire peut être stockée ou commercialisée localement. Les pics de charge peuvent être réduits et les flux d'énergie optimisés dans le temps. Cependant, le contexte global manque souvent des connaissances solides indispensables à la sécurité des investissements privés. De bons conseils et des modèles fiables et validés doivent être développés.

**Des installations individuelles deviennent de plus en plus des infrastructures énergétiques intégrées.**

### **L'ÉTAT PEUT CRÉER LE CADRE — MAIS NE PEUT PAS FINANCER CHAQUE PROJET**

Les pouvoirs publics et les entreprises d'approvisionnement en énergie restent des acteurs centraux. Les réseaux de transport et de distribution, la sécurité d'approvisionnement et le cadre réglementaire ne peuvent pas simplement être laissés au marché des capitaux. En même temps, il est évident que la transformation de l'ensemble du système énergétique ne peut pas être financée exclusivement par des budgets publics ou les bilans des fournisseurs d'énergie traditionnels — le nombre de projets nécessaires est trop important et l'infrastructure trop décentralisée.

C'est là qu'émerge un rôle de plus en plus important pour le capital privé et institutionnel. Les assurances, les caisses de pension, les family offices, les investisseurs en infrastructures et d'autres apporteurs de capitaux à long terme recherchent des placements avec des actifs réels, une utilisation économique à long terme et des flux de trésorerie transparents. Les infrastructures énergétiques peuvent en principe offrir exactement ces caractéristiques. Le défi consiste cependant à rendre les projets investissables. Un seul système de stockage par batteries, un projet énergétique sur un site industriel ou une infrastructure thermique est souvent trop petit pour un grand investisseur institutionnel.

Parallèlement, entre l'idée de projet et un actif d'infrastructure finançable, il y a plusieurs étapes de développement : site, raccordement au réseau, autorisations, planification technique, contrats, financement et enfin construction et exploitation. Le capital seul ne résout pas ce problème. Il faut des structures qui développent des projets, réduisent les risques, regroupent des actifs et en créent des portefeuilles investissables.

### **LE CAPITAL DE DÉVELOPPEMENT DEVIENT LE LIEN DÉCISIF**

Le capital est fondamentalement disponible pour les actifs d'infrastructure établis. Plus difficile est le financement de la phase au cours de laquelle une idée



de projet devient un actif réellement constructible et finançable. C'est pourtant là que se décide quels projets pourront être construits quelques années plus tard. Les investissements privés peuvent donc avoir le plus grand impact là où ils n'interviennent pas seulement après l'achèvement d'un actif, mais permettent déjà le développement de nouvelles infrastructures.

Les échanges entre développeurs d'énergie, entreprises industrielles et grands acteurs des infrastructures montrent également que les perceptions changent. L'énergie n'est plus seulement considérée comme une commodity achetée. Les questions de production, stockage, infrastructure de recharge, réseaux, flexibilité et approvisionnement font partie des décisions stratégiques d'infrastructure des entreprises. C'est emblématique d'une évolution plus large : les infrastructures énergétiques se rapprochent de l'immobilier, de la mobilité, de l'industrie et des marchés financiers.

#### **DES PROJETS INDIVIDUELS DOIVENT DEVENIR DES PORTEFEUILLES INVESTISSABLES**

Dans ce contexte, de nouveaux modèles émergent entre le développement de projets classique et l'investissement traditionnel en infrastructure. Il ne s'agit pas principalement de financer des technologies individuelles. Ce qui importe davantage, c'est la capacité à développer systématiquement un pipeline de projets d'infrastructure variés, à réduire progressivement les risques et à rassembler plusieurs actifs dans une structure investissable. Cette approche prend de plus en plus d'importance dans le stockage par batteries, la production d'énergie décentralisée, les infrastructures de recharge et les systèmes énergétiques hybrides.

Des plateformes d'investissement comme OE-CTN peuvent servir de pont possible entre le développement de projets et le marché des capitaux. L'approche consiste à rassembler plusieurs projets d'infrastructure énergétique dans une structure commune, créant ainsi des tailles qui peuvent devenir pertinentes pour

les investisseurs professionnels et institutionnels. Le principe fondamental est transférable :

**Des projets deviennent des actifs. Des actifs deviennent des portefeuilles. Et des portefeuilles deviennent une infrastructure investissable.**

Cela crée un lien entre deux mondes longtemps considérés séparément : le développement énergétique et les marchés financiers.

#### **LE CAPITAL FAIT PARTIE DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT**

La transition énergétique est souvent discutée en termes d'objectifs climatiques. La sécurité d'approvisionnement, la compétitivité et la résilience sont devenues au moins aussi importantes. Un système énergétique avec une production plus variable nécessite une flexibilité supplémentaire. Un système économique électrifié nécessite des réseaux plus performants. La production décentralisée nécessite du stockage et une commande intelligente. Et une infrastructure qui doit être fondamentalement restructurée en quelques décennies nécessite d'importantes quantités de capital à long terme.

Les technologies pour ce faire existent déjà pour la plupart. La tâche décisive des prochaines années consiste donc à traduire la technologie, les projets, la régulation et le capital en infrastructure fonctionnelle.

Pour les investisseurs, cela ouvre une nouvelle perspective : les investissements dans les infrastructures énergétiques ne sont plus seulement une opportunité de participer à la transition énergétique. Ils financent de plus en plus une partie fondamentale de l'infrastructure des prochaines décennies — et ce de manière économiquement rentable. La transition énergétique n'est donc pas seulement une transformation technologique, mais une opportunité dans laquelle le rassemblement des parties prenantes décrites sera la clé du succès. Car elle deviendra l'un des plus grands investissements infrastructurels de notre époque. ■



# La masse thermique des bâtiments : un stockage à court terme sous-estimé dans la transition énergétique

**Alfonso de Stefani**

ADapt GmbH

## STOCKER ET ORCHESTRER

L'électricité est LA monnaie de la technique. L'équilibre entre l'offre et la demande n'a rien d'un hasard. Des surplus apparaissent régulièrement — ils doivent être redistribués ou stockés aussi localement que possible pour une utilisation ultérieure. La nécessité du stockage

est largement reconnue. Ce qui l'est moins, c'est la nécessité de le gérer pour en exploiter réellement la capacité. L'accès à la production (offre) comme à la consommation (demande) est indispensable. Cela requiert une orchestration du niveau local au niveau international en temps réel — et suffisamment de stockage.

### UN STOCKAGE DÉJÀ EN PLACE

Les discussions sur le stockage d'énergie se tournent naturellement vers les batteries, les stations de pompage-turbinage ou l'hydrogène. Un vecteur de stockage est presque toujours oublié — pourtant présent dans chaque bâtiment : la masse thermique chaude. La masse thermique chaude — sols, murs et plafonds d'un bâtiment chauffé à l'intérieur du périmètre d'isolation — est en mesure d'absorber des surplus pour y puiser plus tard afin de couvrir les besoins. L'exploitation de cette propriété physique par une régulation adaptée permet de l'utiliser pour le déplacement de charge — avec un minimum de nouveaux matériaux et d'investissements.

Dans le contexte du couplage sectoriel, ce potentiel prend une importance particulière. L'électricité solaire ou éolienne excédentaire peut être stockée dans la masse des bâtiments via des pompes à chaleur, lorsque l'offre dépasse la demande. Le bâtiment devient ainsi un élément actif de la stabilisation du réseau — au niveau le plus bas du système énergétique, largement distribué et hautement évolutif.

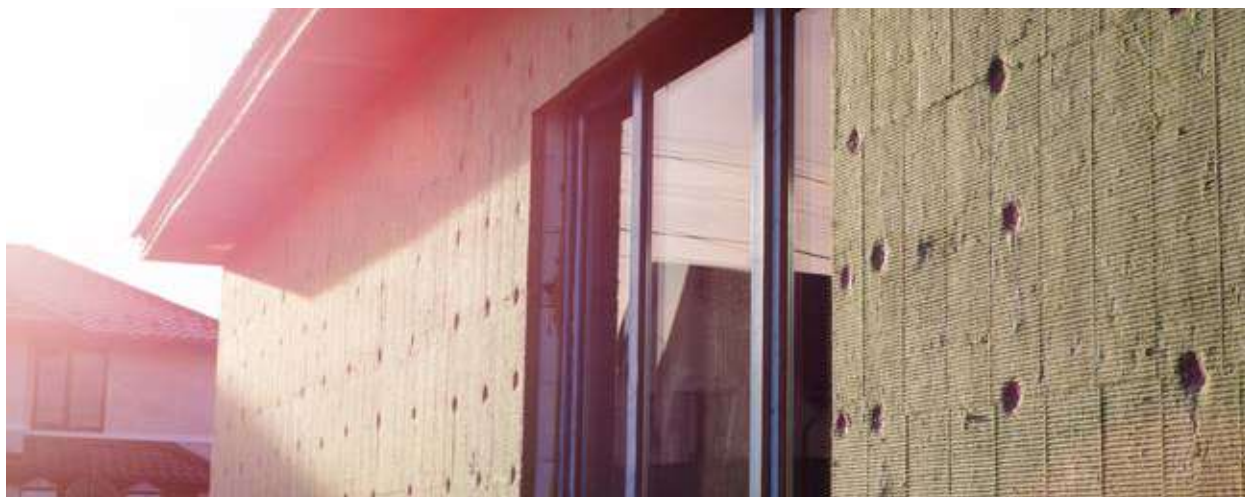
Le besoin de rattrapage devient régulable : jusqu'à présent, l'intervention ON/OFF relevait davantage d'une commande en boucle ouverte que d'une régulation en boucle fermée. Le couplage sectoriel en fonction de l'offre et de la demande au niveau concerné permet un déplacement proportionnel de la charge — sans les inconvénients connus.

### QUANTIFICATION : QUE CONTIENT RÉELLEMENT CE STOCKAGE ?

Trois sources indépendantes convergent vers un résultat remarquablement cohérent. Une étude de David Zogg (2022) portant sur un ensemble résidentiel d'immeubles collectifs à Möriken-Wildegg a mis en évidence une capacité de stockage thermique de 100 à 400 kWh pour les bâtiments résidentiels, accueillant chacun environ 20 personnes. Cela correspond à 5–20 kWh(th) par personne pour une variation de température de  $\pm 0,5$  K à l'intérieur de la zone de confort. Converti via une pompe à chaleur de coefficient de performance 3 (par temps froid), cela correspond à un équivalent électrique de 1,7 à 7 kWh(e) par habitant. La capacité de stockage de la masse bâtie était cinq fois supérieure à celle du ballon d'eau chaude — pourtant surdimensionné.

L'étude ETH PATHFINDER (Luca Baldini, 2025) quantifie le potentiel de flexibilité à l'échelle du système : les pompes à chaleur pourraient assurer en Suisse jusqu'en 2050 environ 5 TWh de transfert de charge, les véhicules électriques y ajoutant 3 TWh supplémentaires. La contribution des pompes à chaleur représente 2 kWh(e) par habitant pour 270 cycles annuels, toutes catégories de bâtiments confondues.

Une estimation indépendante basée sur le parc immobilier suisse aboutit à un résultat comparable. La surface de référence énergétique (SRE) totale de la Suisse s'élève à environ 852 millions de m<sup>2</sup> – 579 millions de m<sup>2</sup> pour les bâtiments résidentiels et 273

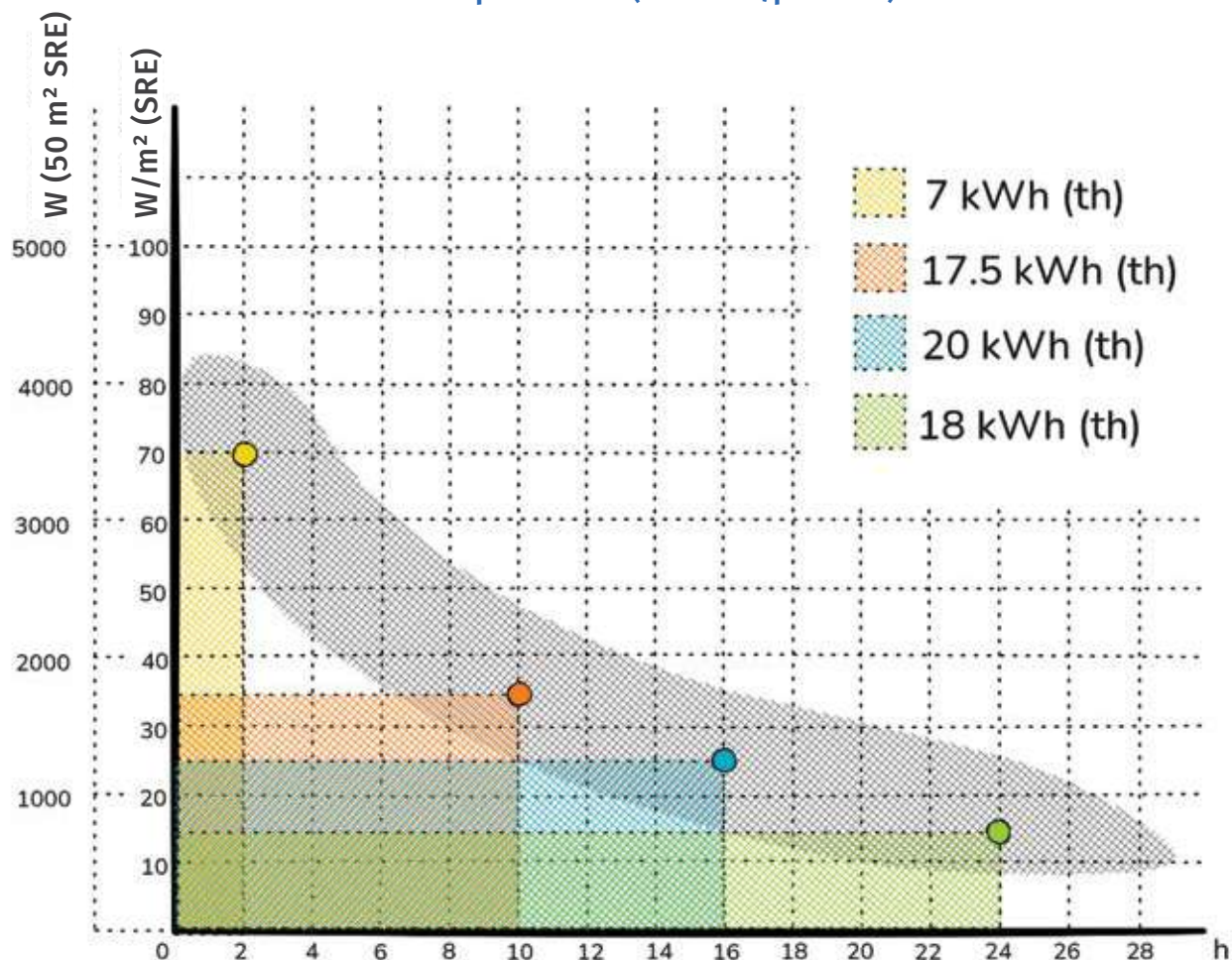


millions de  $m^2$  pour les infrastructures, soit environ  $95 m^2$  par personne. Avec un besoin moyen de chauffage de  $40\text{--}45 W/m^2$  SRE et une inertie thermique de la masse du bâtiment de 2 à 20 heures par kelvin, il en résulte un potentiel de stockage thermique d'environ  $20 kWh(th)$  par personne. Cela correspond à  $7 kWh(e)$  par personne pour une pompe à chaleur présentant un coefficient de performance (COP) de 3. Une estimation indépendante basée sur le stock anthropique – environ 90–100 tonnes de matériaux maintenus à température intérieure par personne, avec une ca-

pacité thermique massique moyenne de  $0,8\text{--}0,9 kJ/kg\cdot K$  – confirme cette valeur, avec  $20\text{--}25 kWh(th)$  par personne.

En envisageant les bâtiments futurs mieux isolés par l'extérieur, on obtient une profondeur de pénétration thermique plus grande et une inertie thermique de 10 à 20 heures par kelvin – alors que la puissance de chauffage diminue. Ces deux effets se compensent : La rénovation des bâtiments augmente la capacité de stockage.

### Capacité de stockage thermique de la masse bâtie chaude par habitant ( $50 m^2$ SRE/personne)



**Fig. 1:** Capacité de stockage de la masse thermique chaude des bâtiments — par habitant (base :  $50 m^2$  SRE/habitant). Quatre quantifications issues d'études et d'estimations (rectangles colorés) avec leurs points de fonctionnement respectifs (cercles). Zone grise : plage potentielle totale.

### COMPARAISON AVEC LE PLAN DE STOCKAGE ÉNERGÉTIQUE SUISSE

Le Plan de stockage énergétique suisse (PSI / ETH) prévoit une augmentation des capacités de stockage électrique à court terme, de 1,6 GWh(e) actuellement à 15–17 GWh(e). L'extension requise d'environ 15 GWh(e) correspond à 1,7 kWh(e) par habitant. Le potentiel de stockage de la masse du bâtiment – converti par l'intermédiaire d'une pompe à chaleur avec un coefficient de performance (COP) de 3 – peut être estimé, selon l'étude et les hypothèses retenues, entre 2 et 8 kWh(e) par personne et dépasse ainsi jusqu'à quatre fois la capacité de stockage supplémentaire nécessaire. Cette capacité existe déjà. Elle n'a pas besoin d'être construite — elle doit être activée (Fig. 1).

### CONDITION PRÉALABLE : UNE INFRASTRUCTURE DE RÉGULATION DU RÉSEAU JUSQU'À LA PIÈCE

Concrètement, cela implique des capteurs d'ambiance et des actionneurs capables de réagir à des consignes externes, ainsi qu'une interface de communication entre le système énergétique et les installations techniques du bâtiment. Ce qui, jusqu'à présent, était difficile à mettre en œuvre dans les bâtiments existants en raison des efforts nécessaires au câblage peut aujourd'hui être réalisé à moindre coût grâce aux technologies de récupération d'énergie (Energy Harvesting) et aux capteurs sans fil.

La précision est essentielle : un décalage de consigne de  $\pm 0,5$  K suffit à activer la capacité de stockage à court terme sans compromettre le confort des occupants. La technique de régulation permet également d'intégrer les prévisions météorologiques, optimisant ainsi l'autoconsommation. La masse thermique chaude ne concurrence pas les solutions de stockage chimique ou autres — elle les complète en tant qu'élément peu coûteux et économe en ressources d'une stratégie de stockage intégrée.

### CHIFFRES CLÉS

|                                                       |                                                                                                    |
|-------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Parc immobilier suisse (SRE totale)</b>            | env. 852 millions de m <sup>2</sup><br>(~95 m <sup>2</sup> /habitant)                              |
| <b>Potentiel de stockage thermique (étude Zogg)</b>   | 5–20 kWh(th)/habitant<br>à $\pm 0,5$ K d'écart                                                     |
| <b>Équivalent électrique (COP 3)</b>                  | 1,7–7 kWh(e)/habitant                                                                              |
| <b>Potentiel de flexibilité PAC (ETH PATHFNDNR)</b>   | ~2 kWh(e)/habitant,<br>270 cycles/an                                                               |
| <b>Estimation propre (charge thermique × inertie)</b> | 20 kWh(th)/habitant →<br>7 kWh(e)/habitant                                                         |
| <b>Stock anthropogène (maintenu en chaleur)</b>       | env. 90–100 t/habitant<br>→ 0,8–0,9 kJ/kg·K<br>→ 80–90 MJ(th)/habitant<br>→ 20–25 kWh(th)/habitant |
| <b>Inertie thermique (bâtiments futurs)</b>           | 10–20 h/K (min : >2 h/K,<br>max : >20 h/K)                                                         |
| <b>Extension de stockage requise (plan CH)</b>        | ~1,7 kWh(e)/habitant                                                                               |
| <b>Potentiel bâtiments vs. besoins de stockage</b>    | env. 2x–4x de<br>couverture                                                                        |
| <b>Condition d'activation</b>                         | Régulation de<br>pièce avec décalage<br>de $\pm 0,5$ K                                             |

### CONCLUSION

La masse thermique des bâtiments est un stockage à court terme qui a jusqu'ici reçu peu d'attention dans la stratégie énergétique suisse — alors même qu'il est physiquement présent, peu coûteux à activer et déployable à grande échelle sur l'ensemble du parc immobilier. Les études et estimations présentées ici suggèrent que le potentiel électrique équivalent dépasse largement les besoins supplémentaires de stockage identifiés. Une investigation scientifique approfondie et le déploiement systématique de la régulation au niveau de la pièce constituent une prochaine étape judicieuse sur la voie d'une transition énergétique interconnectée. ■

### Sources

- David Zogg, *Optimisation innovante de l'autoconsommation pour un ensemble résidentiel collectif, phase II* (2022) : [https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2022/04/81692020.08.27\\_AREAL\\_MOERIKEN-WILDEGG\\_Schlussbericht\\_Messphase\\_II\\_d\\_EC\\_BFE.pdf](https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2022/04/81692020.08.27_AREAL_MOERIKEN-WILDEGG_Schlussbericht_Messphase_II_d_EC_BFE.pdf)
- Luca Baldini et al., *The PATHFNDNR Machine* (ETH Zurich, 2025) : <https://www.research-collection.ethz.ch/bitstreams/e1df7233-51b6-4cbd-abb7-86942457587d/download>



Maike Schubert (Weisskopf & Partner) avec les participantes du premier cours « Couplage sectoriel » à l'SPF-OST en novembre 2025

# Des silos à la pensée systémique : la formation pour un avenir énergétique interconnecté

**Dr. Michel Haller,**

Institut SPF pour la technologie solaire, OST

**Roger Walther,**

Membre de la direction, secteur Construction durable, EBP Schweiz AG

La transition énergétique est souvent perçue comme un défi technologique. Le photovoltaïque, les pompes à chaleur, la mobilité électrique, le stockage par batteries et les réseaux intelligents dessinent certes le système énergétique de demain. Mais ce qui est déterminant, ce ne sont pas tant les technologies prises

isolément que la collaboration entre professionnels de différents secteurs, afin de développer des solutions viables qui les intègrent.

## DES SECTEURS AUTREFOIS SÉPARÉS QUI CONVERGENT

L'électricité, la chaleur et la mobilité formaient jusqu'ici des infrastructures énergétiques largement indépendantes. La décarbonisation change la donne. Planifier une pompe à chaleur aujourd'hui, c'est aussi agir sur le réseau électrique. Dimensionner une installation photovoltaïque exige de penser simultanément au stockage, à la mobilité électrique et aux prix de l'électricité.

Les bâtiments passent du statut de simples consommateurs d'énergie à celui de composants actifs d'un système énergétique en réseau.

Un quartier résidentiel moderne illustre bien cette évolution : des panneaux photovoltaïques alimentent les bâtiments, les pompes à chaleur, les batteries et les véhicules électriques. Les surplus sont stockés ou réinjectés dans le réseau. À l'avenir, les véhicules électriques pourront eux-mêmes jouer le rôle de stockages flexibles. Ces systèmes ouvrent de nouvelles perspectives en termes d'efficacité et de sécurité d'approvisionnement — mais ils augmentent aussi la complexité. Une décision dans un domaine a des répercussions immédiates sur les autres. C'est pourquoi les énergies renouvelables, le stockage, la mobilité électrique, les pompes à chaleur et l'électrification complète doivent être pensés ensemble et intégrés dès le départ dans le processus de planification.

### DES EXIGENCES NOUVELLES POUR LA FORMATION

Cette convergence transforme les compétences attendues des professionnels de l'énergie. Les formations sont encore largement organisées selon des disciplines classiques — génie électrique, technique du bâtiment, économie de l'énergie. Or, ce dont on aura besoin, ce sont des professionnels capables d'identifier les liens entre ces domaines et de connecter différents systèmes entre eux.

Il ne s'agit pas de remplacer l'expertise spécialisée. La maîtrise approfondie d'un domaine restera indispensable. Ce qui devient déterminant, c'est la capacité à comprendre l'impact de ses décisions sur le système dans son ensemble et à collaborer de manière interdisciplinaire. Les compétences systémiques, prospectives et de conception, ainsi que les aptitudes communicatives et coopératives, sont de plus en plus recherchées — afin que des solutions complexes puissent non seulement être planifiées, mais aussi concrètement mises en œuvre. La pensée systémique et le couplage sectoriel s'imposent ainsi comme des compétences clés de la transition énergétique.

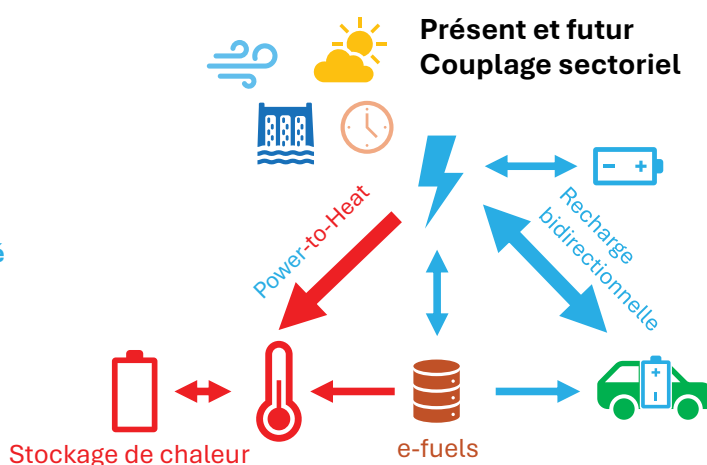
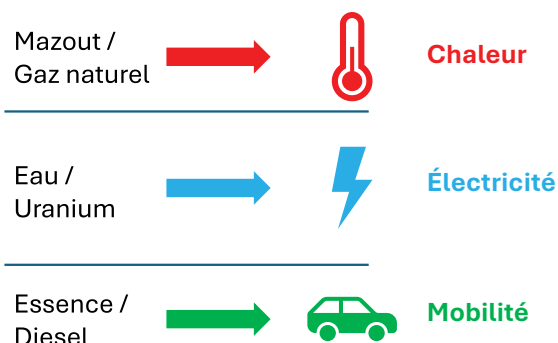
### L'OPTIMISATION PAR LE NUMÉRIQUE

La numérisation renforce cette évolution. Les systèmes de mesure intelligents, les plateformes de gestion de l'énergie, les jumeaux numériques, l'intelligence artificielle et les systèmes de régulation automatisés permettent une coordination toujours plus précise entre production, stockage et consommation. Les professionnels doivent donc non seulement comprendre les flux d'énergie, mais aussi maîtriser les outils numériques et accompagner les processus d'optimisation fondés sur les données.

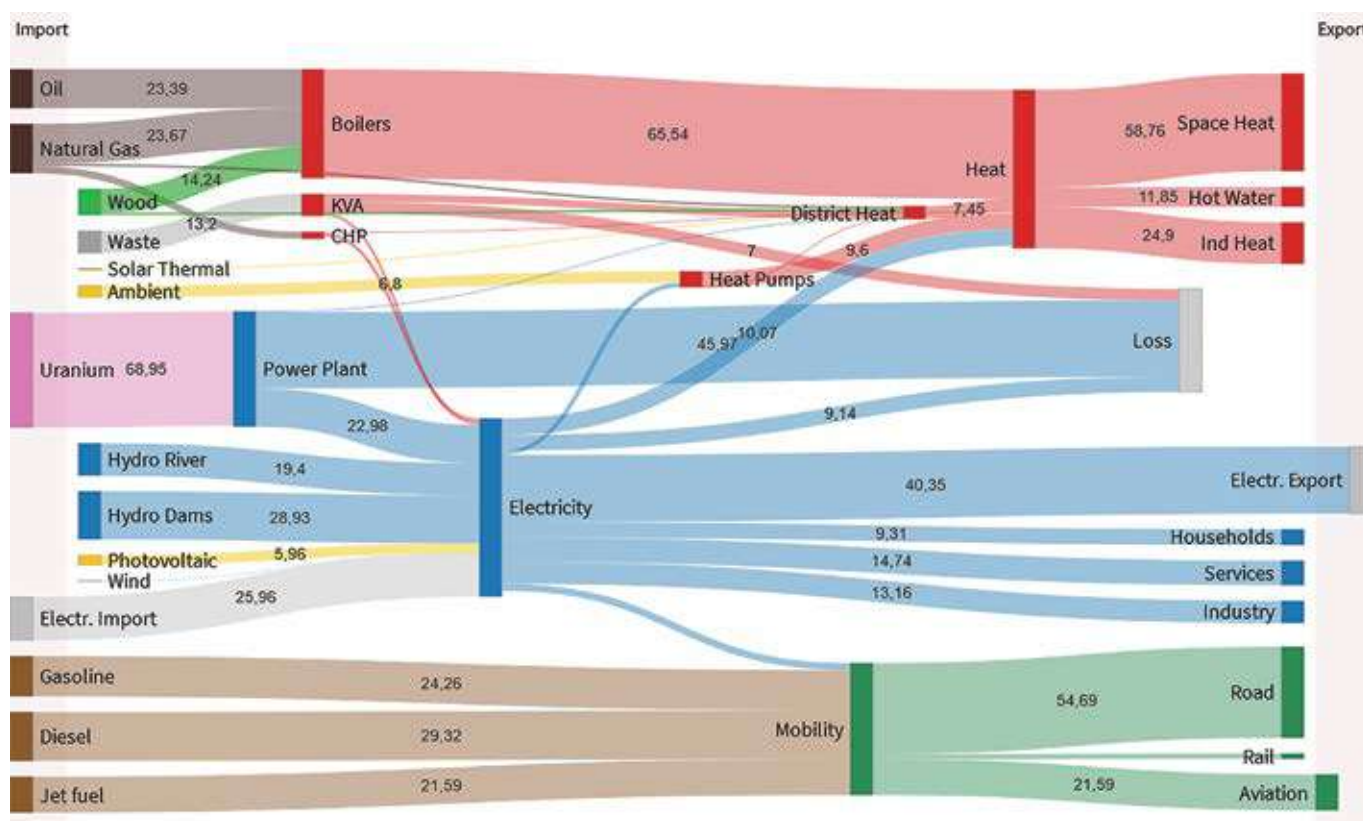
### DE NOUVEAUX FORMATS D'APPRENTISSAGE

Ces évolutions posent de nouveaux défis aux institutions de formation. Les cursus et les formations continues devraient davantage dépasser les frontières dis-

#### Passé secteurs séparés



**Fig 1.** Les secteurs autrefois séparés de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité s'interconnectent de plus en plus.



**Fig 2.** Diagramme de Sankey des flux énergétiques de la Suisse en 2024 - l'interconnexion entre les secteurs devient de plus en plus visible. Source : [www.energysankey.ch](http://www.energysankey.ch)

ciplinaires et encourager des formats d'apprentissage pratiques et interdisciplinaires. Il s'agit de plus en plus de traduire le savoir spécialisé en compétences opérationnelles — c'est-à-dire d'aller au-delà de la simple connaissance et de la prise de conscience. Ce qui compte, c'est que les connaissances acquises débouchent sur des décisions, une mise en œuvre et des progrès concrets. Les partenariats entre hautes écoles spécialisées et entreprises privées offrent des conditions idéales : l'intégration de projets réels et d'expériences d'application issues du secteur privé dans la formation continue d'une part, et le transfert des acquis de la recherche et du développement vers de nouveaux projets dans le secteur privé d'autre part, créent une valeur ajoutée substantielle.

La transition énergétique n'est donc pas seulement un projet d'infrastructure — c'est aussi un défi de formation. Des organisations internationales alertent depuis des années sur le fait que le manque de professionnels qualifiés constitue l'un des plus grands risques pour sa réussite

— non seulement en termes de nombre de personnes disponibles, mais aussi de qualifications requises. Une chose est claire au vu de l'essor du couplage sectoriel : le système énergétique de demain sera façonné par des professionnels capables de relier les disciplines techniques et de comprendre le système dans sa globalité.

Ceux qui souhaitent se préparer spécifiquement à ces exigences trouveront dans le cours de deux jours sur le couplage sectoriel de l'SPF-OST — Haute École des Sciences Appliquées de Suisse orientale, réalisé en collaboration avec des entreprises privées, une formation continue orientée vers la pratique. Le cours transmet les fondamentaux et les interdépendances entre électricité, chaleur, mobilité et numérisation, et développe précisément les compétences systémiques de plus en plus recherchées pour la planification, l'exploitation et le développement des systèmes énergétiques de demain. ■

# L'isolation des bâtiments : un levier clé pour la résilience hivernale du réseau électrique

**Dr. Michel Haller, Dr. Krisztina Kelevitz**

Institut SPF pour la technologie solaire, OST



La Suisse s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 — un objectif qui exige une transformation profonde de la production, de la distribution et de l'utilisation de l'énergie dans tous les secteurs. Au cœur de cette transformation, aux côtés du développement des énergies renouvelables et de l'électrification, se trouve le couplage sectoriel : l'intégration délibérée de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité dans un système énergétique cohérent et synergique. Une étude menée à l'SPF-OST — Haute École des Sciences Appliquées de Suisse orientale — a examiné comment les décisions prises dans le secteur du bâtiment, en particulier le rythme de rénovation thermique des enveloppes de bâtiments, façonneront directement la demande hivernale en électricité de la Suisse jusqu'au milieu du siècle.

## ÉLECTRIFICATION DE LA CHALEUR ET DE LA MOBILITÉ

L'électrification de l'approvisionnement en chaleur via les pompes à chaleur et de la mobilité via les véhicules électriques constitue les deux grandes transformations du côté de la demande dans la transition vers la neutralité carbone. Ensemble, ces évolutions généreront environ 18 TWh de demande électrique annuelle supplémentaire — tout en éliminant les quelque 200 TWh importés chaque année sous forme de combustibles fossiles et d'uranium.

## LA COUVERTURE HIVERNALE : LE DÉFI CENTRAL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La demande de chaleur atteint son pic en hiver, précisément au moment où la production solaire est la

plus faible. Ce déséquilibre saisonnier entre l'offre et la demande intérieures ne peut être comblé par des technologies de stockage à court terme telles que les batteries, les centrales hydrauliques par pompage ou les accumulateurs thermiques dans les bâtiments. Pour couvrir ce surplus de demande hivernal, il faudra recourir à l'énergie éolienne, aux importations ou à des solutions de stockage saisonnier – qui restent coûteuses.

Plusieurs études d'universités suisses et étrangères concluent qu'une sortie complète des importations de combustibles fossiles et du nucléaire indigène, combinée à une large électrification et à un développement massif du photovoltaïque sans stockage saisonnier, pourrait conduire à un déficit hivernal d'environ 10 TWh par an d'ici 2050. Les options actuellement en discussion incluent les importations, l'énergie éolienne et de grands stockages thermiques saisonniers en fosses intégrés aux réseaux de chaleur – qui soulagent les pompes à chaleur et réduisent ainsi la demande électrique en hiver. Leur déploiement dans le contexte suisse reste toutefois incertain, compte tenu des contraintes d'aménagement du territoire et de l'acceptation sociale. Des solutions de stockage chimique comme l'hydrogène, le méthanol, l'ammoniac ou des métaux tels que le fer et l'aluminium sont également envisageables, mais s'avèrent généralement bien plus coûteuses par kilowattheure d'électricité hivernale.

L'étude de l'SPF-OST a exploré une autre piste : et si l'on accélérât la rénovation des bâtiments, de sorte qu'ils nécessitent nettement moins de chauffage en hiver et que les pompes à chaleur qui y sont installées consomment en conséquence moins d'électricité ?

### LE MODÈLE POWERCHECK ET SES 60 CATÉGORIES DE BÂTIMENTS

Pour quantifier l'impact des décisions prises dans le secteur du bâtiment sur le système électrique, les auteurs ont enrichi l'outil de simulation énergétique PowerCheck d'un modèle ascendant détaillé du parc immobilier suisse. Ce modèle saisit la demande horaire en chaleur et en électricité à travers 60 catégories de bâtiments, définies par zone climatique, type d'usage et standard d'isolation. Les six zones climatiques s'étendent des zones basses à caractère urbain aux régions de montagne au-dessus de 1 000 mètres ; les types d'usage distinguent les maisons individuelles des immeubles collectifs (incluant les bureaux) ; et les standards d'isolation couvrent quatre périodes de construction historiques (avant 1960, 1961–1980, 1981–2000 et après 2000), ainsi qu'une cinquième catégorie pour les maisons passives.

Malgré la croissance démographique, la demande annuelle totale de chaleur des bâtiments suisses devrait passer de 87 TWh en 2019 à 59 TWh en 2050, grâce à l'amélioration des standards d'isolation. Pourtant, la part de l'électricité consacrée spécifiquement au chauffage des bâtiments – chauffage des locaux et





eau chaude sanitaire — pourrait progresser de 11 TWh à plus de 12 TWh dans le scénario de référence. Ce paradoxe apparent — moins de besoin en chaleur, mais davantage d'électricité pour la chaleur — découle directement du remplacement des chaudières à mazout et à gaz par des pompes à chaleur, beaucoup plus efficaces mais fonctionnant à l'électricité.

### DOUZE SCÉNARIOS, QUATRE PARAMÈTRES

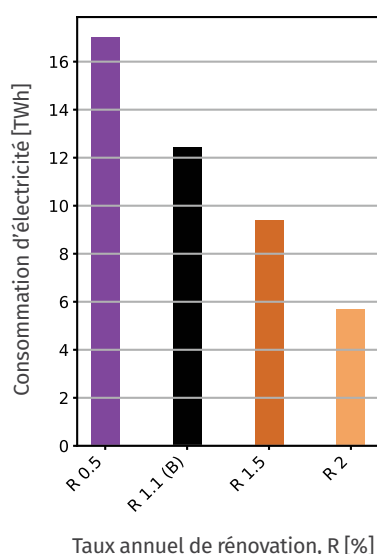
L'étude a examiné douze scénarios en faisant varier quatre paramètres : le taux annuel de rénovation thermique de l'enveloppe des bâtiments ; la part des besoins en eau chaude couverte par la récupération de chaleur des eaux usées ; la répartition entre pompes

à chaleur géothermiques et aérothermiques ; et les hausses de température projetées dues au changement climatique.

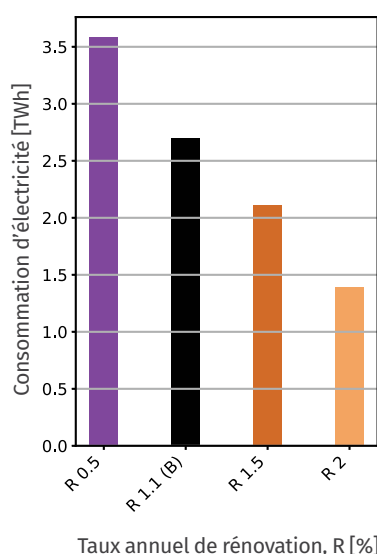
### LE LEVIER QUI ÉCLIPSE TOUS LES AUTRES

Le taux de rénovation thermique de l'enveloppe des bâtiments s'impose dans les simulations comme le levier de loin le plus puissant. Porter le taux annuel de rénovation énergétique de 1,1 % — valeur retenue dans le scénario de référence — à 2 % peut réduire le déficit hivernal d'environ 11 TWh à 6 TWh, soit une baisse de 44 %. À un taux de seulement 0,5 %, le déficit grimpe à 14 TWh. Il ne s'agit pas d'une différence marginale : un écart de 6 TWh représente un défi de planification fondamentalement différent de celui de près de 14 TWh, avec des implications très différentes pour les capacités d'importation, les centrales de réserve et les infrastructures de stockage.

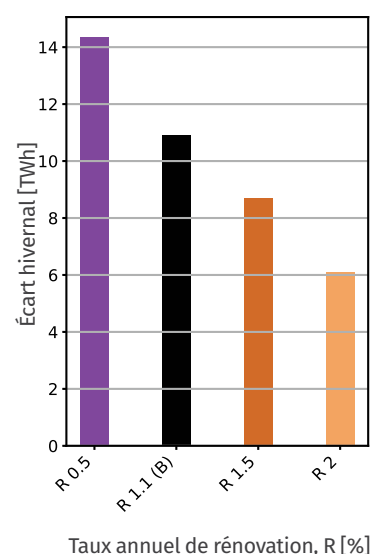
Le changement climatique et le choix de la technologie de pompe à chaleur constituent les facteurs suivants par ordre d'importance. Le changement climatique entraîne une diminution des besoins en chaleur, tandis que les pompes à chaleur géothermiques exploitent une température du sous-sol relativement stable. À l'inverse, les pompes à chaleur air-eau sont moins efficaces lors des froides journées d'hiver, précisément au moment où les besoins



(a) Bâtiment annuel



(b) Bâtiment en janvier



(c) Écart hivernal

en chauffage atteignent leur maximum. Un recours accru aux pompes à chaleur géothermiques offre un potentiel supplémentaire de réduction du déficit d'électricité hivernal, même si cet effet reste nettement inférieur à celui du taux de rénovation. La récupération de chaleur sur les eaux chaudes sanitaires apporte, à elle seule, une contribution modeste, mais permet, lorsqu'elle est combinée à des taux de rénovation plus élevés et à un recours accru aux pompes à chaleur géothermiques, de réduire substantiellement la demande d'électricité en hiver.

### L'URGENCE D'AGIR TÔT

La rénovation thermique du parc immobilier suisse est un programme de long terme. Un taux de rénovation annuel de 2 % — déjà ambitieux en soi — ne peut pas être reporté à 2040 : atteindre les objectifs 2050 depuis ce point de départ nécessiterait des rythmes de rénovation totalement irréalistes dans la dernière décennie. Les données actuelles suggèrent que le taux de rénovation effectif en Suisse n'atteint même pas le 1,1 % du scénario de référence. Cela illustre clairement que politique du bâtiment et politique énergétique sont indissociables dans le contexte de la neutralité carbone.



## CONCLUSION : L'ENVELOPPE DU BÂTIMENT, UN ACTIF STRATÉGIQUE POUR LA RÉSILIENCE HIVERNALE

L'étude démontre que l'isolation thermique des bâtiments est bien plus qu'une mesure de confort ou d'efficacité relevant du seul secteur de la construction — elle constitue une variable structurante de la capacité du système électrique suisse à équilibrer l'offre et la demande en hiver, en 2050 et au-delà. Le couplage sectoriel relie le parc immobilier directement au réseau électrique via les pompes à chaleur, et la qualité énergétique de ce parc détermine la quantité d'électricité que ces pompes consommeront — et à quel moment. Une Suisse qui rénove de manière ambitieuse peut réduire substantiellement le déficit d'électricité hivernal par cette seule mesure. L'étude positionne ainsi l'enveloppe du bâtiment comme un actif critique — et souvent sous-estimé — dans le portefeuille de la transition énergétique suisse. ■

### Source :

- Kelevitz et al., « Influence of Scenarios for Space Heating and Domestic Hot Water in Buildings on the Winter Electricity Demand of Switzerland in 2050 », *Energies* 2025, 18(21), 5601.
- <https://doi.org/10.3390/en18215601>



# Chaleur à distance et froid à distance

## DES RÉSEAUX THERMIQUES RÉSILIENTS AU CHANGEMENT CLIMATIQUE POUR LA SUISSE

**Frank Schürch**

Président du Conseil d'administration, a/energie SA

### 1. POURQUOI LE FROID APPARTIENT À LA PLANIFICATION THERMIQUE

D'ici 2024, la Suisse s'est réchauffée d'environ 2,9 °C par rapport à l'ère préindustrielle – environ deux fois plus que la moyenne mondiale.[1] Les vagues de chaleur deviennent plus fréquentes, plus intenses et plus longues ; les nuits chaudes perturbent la récupération des personnes et des bâtiments. En juin 2026, la moyenne suisse était 3,5 °C au-dessus de la norme

### MESSAGE CLÉ :

les nouveaux réseaux de chaleur à distance devraient planifier le froid dès le départ et l'inclure comme option ou variante obligatoire dans les appels d'offres. Le surinvestissement évite des mises à niveau coûteuses, exploite les sources locales toute l'année et améliore la santé, la sécurité d'approvisionnement et la viabilité économique.

1991-2020. MétéoSuisse a qualifié fin juin la vague de chaleur de «ampleur historique».[2]

CH2025 montre que dans un monde à 3 degrés, le jour le plus chaud en Suisse pourrait être en moyenne 4,4 °C plus chaud qu'en 1991-2020. À Genève, les jours de refroidissement passeraient d'environ 72 à 115, et les degrés-jours de refroidissement de 216 à 543.[3] Le refroidissement devient ainsi une tâche d'infrastructure pour les logements, les hôpitaux, les écoles, les établissements médico-sociaux, les bureaux et les entreprises.

### ÉVOLUTION EN SUISSE

Les chiffres varient avec la météo et l'adaptation : 747 décès liés à la chaleur ont été estimés en 2015, 474 en 2022, 556 en 2023 (révisé), 326 en 2024 et 410 en 2025. 84 % des personnes touchées en 2025 avaient au moins 75 ans.[4]

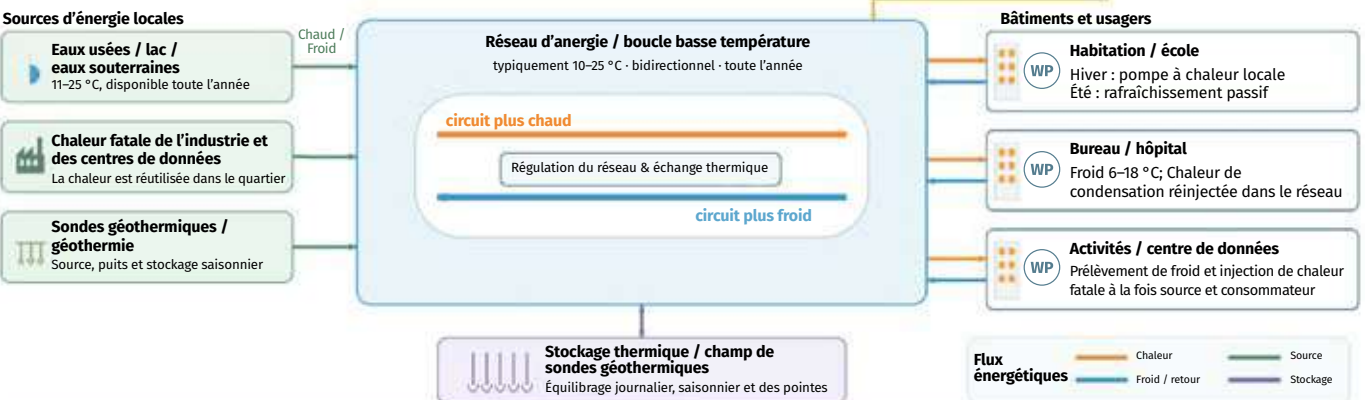
### Europe : estimations comparables issues de modèles

| Pays    | 2022   | 2023   | 2024   |
|---------|--------|--------|--------|
| Italie  | 18'801 | 13'790 | 19'038 |
| Espagne | 12'135 | 8'335  | 6'743  |
| France  | 5'839  | 3'614  | 2'451  |
| Europe  | 67'873 | 50'798 | 62'775 |

Modèle multi-pays uniforme, juin-septembre 2022-2024.[6] Les valeurs suisses de surveillance ne sont pas directement comparables sur le plan méthodologique.

### Réseau bidirectionnel de chaleur/froid à l'échelle du quartier

Sources locales, boucle basse température, pompes à chaleur décentralisées, stockage et électricité renouvelable



Idee clé : le froid fait partie du système énergétique – la chaleur fatale est récupérée, les stockages lissent les pointes et l'infrastructure fonctionne toute l'année.

**Schéma : réseau bidirectionnel à basse température (illustration propre d'après OFEN/SuisseEnergie et ewz).**

**Perspective :** compte tenu du vieillissement de la population, la Confédération prévoit pour 2045-2074 environ 1 000 décès liés à la chaleur par an avec une protection climatique mondiale, et jusqu'à 2 500 sans.[5] Pour 2026, les données définitives de mortalité ne sont pas encore disponibles.

### 2. CONCEPTION TECHNIQUE : DU RÉSEAU DE CHALEUR AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Le chauffage à distance distribue de l'eau chaude, le froid à distance de l'eau froide. Les systèmes combinés transportent les deux fluides séparément, ou font circuler de l'eau à une température proche de l'ambiance dans un réseau à basse température ou à anergie.

Les pompes à chaleur locales produisent de la chaleur en hiver ; des échangeurs de chaleur ou des refroidisseurs fournissent du froid en été. Leur chaleur de condenseur est injectée dans le réseau, dans la préparation d'eau chaude sanitaire ou dans des accumulateurs, plutôt que d'être rejetée inutilisée à l'air extérieur.

### SOURCES ET Puits APPROPRIÉS

**Priorité 1 :** chaleur résiduelle inévitable provenant des installations de froid, de l'industrie, des centres de données et des eaux usées épurées.



**Priorité 2 :** chaleur des lacs, rivières, nappes phréatiques et du sol – stables saisonnièrement, utilisables comme source et puits.

**Priorité 3 :** géothermie, solaire thermique, UIOM et biomasse durable pour les hautes températures et les charges de pointe.

#### POURQUOI LE COUPLAGE SECTORIEL EST DÉTERMINANT

Les pompes à chaleur couplent l'électricité et les réseaux thermiques ; le photovoltaïque estival couvre une partie de la production de froid.

Les accumulateurs et la régulation numérique décalent les charges, réduisent les pointes et exploitent les périodes d'électricité bon marché.

**Les besoins simultanés en chaleur et en froid augmentent l'efficacité :** la chaleur est transférée entre les bâtiments.

**Exemple suisse :** Altstetten-Höngg utilise les eaux usées épurées de l'STEP Werdhölzli toute l'année. À terme, 172 GWh de chaleur et 35 GWh de froid sont prévus ; les conduites d'energie et les câbles électriques partagent partiellement le même tunnel.[9]

#### Coûts et cycle de vie (indice de planification, réseau de chaleur = 100)

En attendant les offres, la pré-étude peut travailler côté réseau avec les fourchettes suivantes :

| Variante                                                      | Indice  |
|---------------------------------------------------------------|---------|
| Prête pour le froid                                           | 105–115 |
| Intégrée dès le départ                                        | 130–160 |
| Mise à niveau ultérieure avec réseau de froid séparé (cumulé) | 180–220 |

Valeurs indicatives, non contractuelles.

**Exemple 5 km :** pour des coûts de distribution de CHF 10 millions, on obtient environ CHF 10,5–11,5 millions, CHF 13–16 millions et CHF 18–22 millions respectivement. Si le réseau de froid séparé n'est construit qu'à l'année 10, la valeur actuelle nette combinée à un taux d'intérêt réel de 3 % s'élève encore à CHF 16,0–18,9 millions.

Plus-value sur 20/30 ans : les travaux de génie civil, les autorisations et les tracés communs réduisent les besoins en capital ; les revenus du froid augmentent le taux d'utilisation estival ; la récupération de chaleur économise de l'énergie ; moins d'installations indi-

viduelles réduit les coûts de remplacement, les nuisances sonores et les charges de pointe. Condition : demande de froid suffisante, clients ancrés, phasage et analyse de sensibilité.[10][11]

### 3. PLANIFICATION, AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE, OPPORTUNITÉS ET RISQUES

Les réseaux thermiques sont économiquement viables en cas de forte densité de besoins en chaleur/froid, de clients ancrés assurés et de tracés à long terme. L'OFEN cite la planification énergétique territoriale comme condition centrale pour les réseaux de chaleur/froid et les réseaux à énergie.[8]

#### DÉFIS

- Prévoir de manière fiable les charges et les facteurs de simultanéité.
- Coordonner les températures des bâtiments, les raccordements et la densification.
- Clarifier tôt les autorisations et les questions environnementales.

#### OPPORTUNITÉS

- Utilisation tout au long de l'année et revenus estivaux.
- Récupération de chaleur ; moins d'installations individuelles.
- Création de valeur locale, coûts prévisibles et résilience.

#### RISQUES

- Surinvestissement en cas de raccordement trop lent.
- Risques liés à l'électricité, à la puissance et aux sources.
- Effet de verrouillage dû aux hautes températures ou aux interfaces fermées.

### 4. RECOMMANDATIONS POUR LA MISE EN ŒUVRE

**Investisseurs:** Évaluer le cycle de vie plutôt que les coûts initiaux ; financer la capacité de froid et les modules, limiter les risques avec des clients ancrés et des phases.

**Communes / Services industriels:** Coordonner les planifications. Exiger dans les appels d'offres l'option

froid, le prix de variante et l'extensibilité ; utiliser les bâtiments publics comme clients ancrés.

**Constructeurs / Exploitants de réseau:** Prévoir des températures basses, la récupération, des accumulateurs, des réserves et des interfaces ouvertes ; construire les raccordements en mode prêt-pour-le-froid.

**Planificateurs:** Intégrer les scénarios climatiques, les pointes estivales, les eaux et le réseau électrique ; comparer chaleur seule, prête pour le froid, intégrée et solution séparée ultérieure sur 20/30 ans.

## CONCLUSION :

un réseau de chaleur à distance sans option de froid entraîne plus tard des mises à niveau coûteuses et des pointes de consommation électrique. Malgré des surcoûts, les solutions intégrées n'ont une chance sur le marché que si les communes, la Confédération, les investisseurs, les exploitants et les planificateurs exigent déjà l'option froid — avec un prix de variante, un plan de développement et les coûts sur 20/30 ans — dans les études, les appels d'offres et les concessions. Seul ce qui est mis en appel d'offres peut être proposé et financé. L'objectif est un réseau extensible combinant chaleur, froid, sources locales, récupération, accumulateurs et électricité renouvelable. ■

### Sources (état : juillet 2026)

- [1] MétéoSuisse : *Klimat CH2025 – Tendance des températures.*
- [2] MétéoSuisse : *Bulletin climatique juin 2026.*
- [3] MétéoSuisse : *Davantage de chaleur extrême.*
- [4] OFEV/NCCS : *Décès liés à la chaleur 2025.*
- [5] OFSP/NCCS : *Mortalité liée à la température jusqu'en 2060.*
- [6] ISGlobal/Nature Medicine : *Mortalité liée à la chaleur en Europe 2022–24.*
- [7] SuisseEnergie : *Planification des réseaux thermiques.*
- [8] OFEN : *Réseaux thermiques – aptitude/viabilité économique.*
- [9] ewz : *Réseau énergétique Altstetten-Höngg.*
- [10] SuisseEnergie : *Financement des réseaux thermiques, 2026.*
- [11] UE-JRC : *Smart Thermal Networks (2023/2017).*

# Niveau: Bâtiment

Au niveau du bâtiment, les efforts de décarbonation ciblent les systèmes qui influencent directement la performance énergétique d'un site : infrastructure de chauffage et de refroidissement, ventilation, enveloppe du bâtiment et intégration de sources d'énergie renouvelable. Les bâtiments sont à la fois producteurs et consommateurs d'énergie et recèlent souvent un potentiel inexploité en matière de gains d'efficacité, de récupération de chaleur ou de production sur site. Qu'il s'agisse d'une construction neuve ou d'une rénovation, le rôle d'un bâtiment dans la transition énergétique dépend d'une connaissance approfondie du système, d'une planification à long terme et de la capacité à relier les mesures techniques aux besoins opérationnels. Les exemples suivants illustrent différentes approches de la décarbonation à l'échelle du bâtiment.



# Centre de données Ostschweiz : actif de couplage sectoriel et hub énergétique régional

**Luigi di Cola**

Hoval AG Schweiz

La numérisation et la transition énergétique figurent parmi les processus de transformation les plus fondamentaux engagés en Suisse. Les centres de données sont souvent perçus avant tout comme de grands consommateurs d'électricité. Une analyse systémique montre

pourtant qu'ils peuvent devenir des composantes à part entière des infrastructures énergétiques régionales : en couplant les secteurs de l'électricité, de la chaleur et des données, ils évoluent vers de véritables actifs de couplage sectoriel.



Le centre de données de Suisse orientale (RZO) à Gais, dans le canton d'Appenzell Rhodes-Extérieures, constitue à cet égard un exemple concret de portée nationale. La combinaison d'une alimentation électrique renouvelable, d'un refroidissement adiabatique, d'une valorisation de la chaleur résiduelle et d'un réseau de chauffage de proximité génère une valeur économique qui dépasse largement le simple stockage de données.

#### LE BÂTIMENT COMME SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Le RZO n'a pas été conçu comme un centre de données classique, mais comme un système intégré d'énergie, d'infrastructure et de données. Le bâtiment – un cube noir distinctif dont la façade et la toiture sont quasi intégralement recouvertes de panneaux photovoltaïques – remplit simultanément les fonctions d'un centre de données, d'une centrale solaire et d'un fournisseur de

chaleur. Il est en exploitation depuis janvier 2018, dispose d'une certification Tier IV (disponibilité 99,99998 %) et fonctionne comme un centre de données en colocation – un « hôtel » pour les infrastructures serveurs d'entreprises et d'institutions publiques. Il est exploité par la société Rechenzentrum Ostschweiz AG, détenue majoritairement par les Kraftwerke Sankt Gallen-Appenzell (SAK) et les Services industriels de Saint-Gall (sgsw).

L'emplacement du site à 912 mètres d'altitude à Gais joue un rôle déterminant dans le concept énergétique. Quatre éléments s'articulent de manière cohérente :

- **Photovoltaïque en toiture et en façade** : production annuelle d'env. 230 000 kWh, utilisée directement dans le bâtiment.
- **Refroidissement naturel et adiabatique** : l'altitude permet un refroidissement à l'air extérieur pendant une grande partie de l'année. Lorsque les températures sont plus élevées, un refroidissement par évaporation adiabatique (Hoval ServeCool) prend le relais – sans groupe frigorifique à compression énergivore.
- **Valorisation de la chaleur résiduelle** : la chaleur produite lors du fonctionnement des équipements informatiques n'est pas dissipée dans l'environnement, mais injectée dans le réseau local d'énergie et de chauffage à distance.
- **Réseau de chaleur** : la chaleur alimente la fromagerie d'alpage voisine de Bergkäserei Gais et pourra, à terme, alimenter d'autres bâtiments de la région.

| Indicateur clé                  | Valeur                         |
|---------------------------------|--------------------------------|
| PUE (Power Usage Effectiveness) | 1,15                           |
| Puissance PV installée          | 310 kWc                        |
| Production PV annuelle          | env. 230 000 kWh               |
| Consommation électrique totale  | 6 700 MWh/an                   |
| Chaleur injectée dans le réseau | 1 500 MWh/an                   |
| Économies de CO <sub>2</sub>    | env. 360 t CO <sub>2</sub> /an |
| Coûts d'investissement          | env. CHF 28.5 mio.             |
| Début d'exploitation            | janvier 2018                   |
| Certification                   | Tier IV                        |
| Localisation                    | Gais AR, 912 m d'altitude      |

Du point de vue du couplage sectoriel, le bâtiment lui-même est le principal vecteur d'innovation. Les flux énergétiques suivent un cycle fermé : énergie électrique → traitement des données → chaleur résiduelle → réseau de chaleur → alimentation du bâtiment. Le RZO joue ainsi le rôle d'un hub multi-utilities et non plus simplement celui d'un centre de données.

### LA CHALEUR RÉSIDUELLE COMME RESSOURCE RÉGIONALE

La quasi-totalité de l'énergie électrique consommée par un centre de données est finalement convertie en chaleur. Alors que cette chaleur était auparavant rejetée sans valorisation dans l'environnement, le RZO l'utilise comme source d'énergie renouvelable. La chaleur est injectée via des échangeurs thermiques dans un réseau basse température, puis portée au niveau de température requis par des pompes à chaleur.

Selon SAK, à pleine capacité, environ 1,5 MW de puissance thermique continue seront disponibles, suffisants pour alimenter : la fromagerie d'alpage Bergkäserei Gais, plusieurs entreprises artisanales, des bâtiments publics à proximité et jusqu'à 150 maisons individuelles. Le centre de données devient ainsi un producteur d'énergie thermique à l'échelle régionale.

### VALEUR ÉCONOMIQUE

#### Bénéfices directs :

- Sécurité des données et infrastructure cloud pour les entreprises régionales et les institutions publiques
- Souveraineté numérique
- Soutien à environ 100 clients, dont une université, plusieurs cantons et des prestataires de services bancaires

#### Bénéfices indirects :

- Valorisation de chaleur résiduelle jusqu'ici inexploitée
- Réduction des systèmes de chauffage fossiles dans la région
- Renforcement de la création de valeur régionale
- Meilleure utilisation des réseaux énergétiques existants

Le centre de données s'intègre dans un système énergétique régional cohérent. Grâce à l'utilisation intelligente de la chaleur résiduelle, à l'intégration des énergies renouvelables et à la connexion aux réseaux thermiques, le RZO évolue du simple dépôt de données vers un nœud d'infrastructure clé de la transition énergétique.

### DÉFIS

- **Extension du réseau :** la demande croissante en électricité des centres de données exige des infrastructures de réseau à haute capacité.





- **Rentabilité de la valorisation de la chaleur résiduelle** : celle-ci suppose des réseaux de chaleur existants ou planifiés, des clients à proximité et une sécurité d'investissement à long terme.
- **Réglementation** : l'intégration des secteurs de l'électricité, de la chaleur et des données nécessite des cadres réglementaires coordonnés.

Dans une prochaine étape de développement, le couplage sectoriel du RZO pourrait être étendu à la conversion électricité-chaleur (power-to-heat), au stockage par batteries pour la stabilisation du réseau et à l'optimisation du réseau assistée par intelligence artificielle.

#### POTENTIEL DE RÉPLICATION

Le RZO constitue un modèle de référence facilement reproductible pour des centres de données durables en Suisse. La synergie entre haute efficacité énergétique,

alimentation en énergie renouvelable, valorisation de la chaleur résiduelle et infrastructure de sécurité offre un modèle pour les projets futurs. La répllication est particulièrement pertinente là où des infrastructures énergétiques et de communication performantes coïncident avec une demande de services de centre de données. À terme, des centres de données régionaux similaires pourraient contribuer de manière significative à la souveraineté numérique et à la numérisation durable de la Suisse.

Le prochain centre de données est actuellement en phase de planification. Son efficacité pourra être encore améliorée grâce à la livraison de sa chaleur résiduelle à un grand champ de sondes géothermiques pour un stockage thermique saisonnier, permettant ainsi en hiver une utilisation efficace de cette chaleur par les consommateurs environnants. L'absorption de la chaleur résiduelle est déjà assurée à 100 %. ■

# Triewald DMES — Systèmes multi-énergie décentralisés : une infrastructure pour le couplage sectoriel et le stockage à long terme

Marc Meyer, Gregor Zust

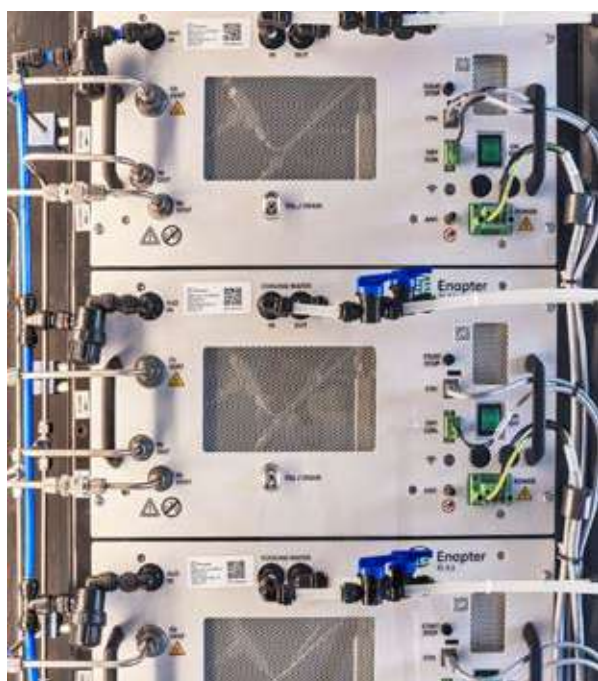
eRevo AG



## LE PROJET

La transition énergétique se heurte à un problème fondamental non résolu. En été, les installations photovoltaïques produisent plus d'électricité que ce qui peut être utilisé localement. Les surplus sont écrêtés, cédés gratuitement ou vendus à des prix négatifs. En hiver — lorsque les besoins en chaleur, la mobilité électrique et les charges industrielles se cumulent — la puissance disponible fait défaut, tandis que les capacités de raccordement au réseau sont déjà saturées dans les zones urbaines. Ce qui manque n'est pas tant de la production supplémentaire qu'une infrastructure capable de stocker l'énergie sur des jours, des semaines et des saisons entières, pour la restituer au moment précis où elle est nécessaire.

C'est ce défi qu'eRevo AG relève avec son système multi-énergie décentralisé (DMES) baptisé Triewald. Les bâtiments, les sites industriels et les quartiers ne sont plus considérés comme de simples consommateurs passifs, mais comme des infrastructures énergétiques actives capables de produire, stocker et valoriser thermiquement l'électricité, tout en interagissant intelligemment avec le réseau. Triewald intègre photovoltaïque, stockage à court terme, électrolyse, stockage d'hydrogène par hydrure métallique, pile à combustible, récupération de chaleur et pilotage numérique en une centrale énergétique locale. L'hydrogène est produit sur site à partir d'électricité renouvelable, stocké et reconverti en électricité et en chaleur selon les besoins — sans chaîne d'approvisionnement externe.



Le cœur technologique est un stockage solide à base d'hydrure métallique. L'hydrogène n'est pas stocké sous forme de gaz haute pression, mais lié chimique-

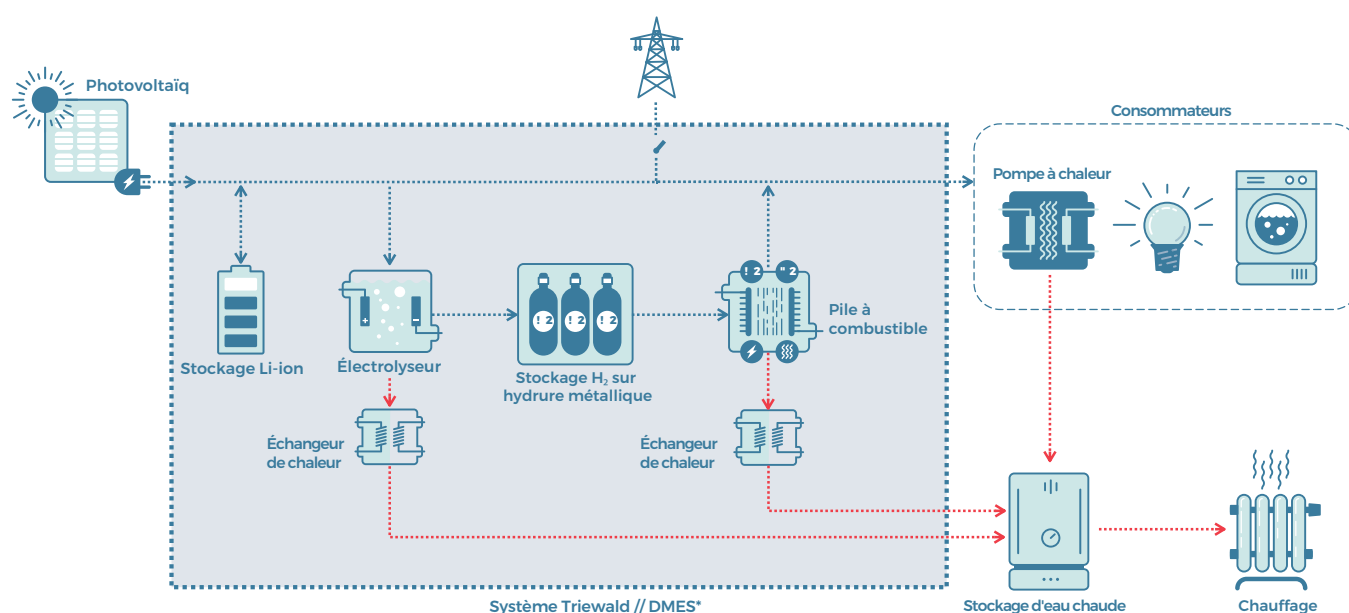
ment dans une structure métallique. Cette forme de stockage modifie fondamentalement le profil de sécurité et permet d'atteindre des volumes de stockage élevés directement dans des bâtiments occupés — là où les batteries et les solutions haute pression atteignent leurs limites. Triewald complète le stockage par batteries sans le remplacer : les batteries assurent la flexibilité à court terme, la gestion des pics de charge et le décalage jour-nuit, tandis que le stockage par hydrure couvre les décalages de plusieurs jours et saisonniers. La chaleur dégagée lors de l'électrolyse et de la reconversion en électricité est systématiquement valorisée en eau chaude, chauffage, réseaux de chaleur ou procédés industriels. Le couplage sectoriel n'est pas ici un avantage accessoire — il est au cœur même de la logique du système.

#### ACTEURS IMPLIQUÉS

eRevo AG, Eich (canton de Lucerne), [www.erevo.ch](http://www.erevo.ch) assume le rôle d'architecte système et d'intégrateur. Des composants industriels établis et fabriqués en série sont combinés à une architecture système proprié-

## TRIEWALD DMES

Électricité, chaleur, stockage et consommateurs dans un seul système - intégré au bâtiment



\*DMES = \*DMES = Systèmes multi-énergies décentralisés

POWERED BY eRevo

taire, ce qui réduit les risques technologiques et liés à la chaîne d'approvisionnement. La mise en œuvre s'appuie sur un réseau de partenaires spécialisés : GRZ Technologies (stockage par hydrure métallique, Suisse), des fabricants d'électrolyseurs d'Allemagne et d'Italie, Qynn Energy (économie de l'énergie basée sur les données et modélisation du ROI), enerpeak (ingénierie énergétique), RISAM (sécurité et protection incendie), saprom (conformité au droit suisse), Hälgl Group (CVCS) ainsi que SyEnergy et Maréchaux (électricité, batteries, onduleurs hybrides). Des partenariats de développement commercial ont été conclus avec Integral Design Build et le groupe Halter, ainsi qu'un échange stratégique avec GETEC pour les structures industrielles et de contracting.

### OBJECTIFS

- Permettre le décalage saisonnier et plurijournalier de l'énergie de manière intégrée dans les bâtiments, sûre et autorisable.
- Réaliser le couplage sectoriel de l'électricité et de la chaleur avec un rendement global supérieur à 75 %.
- Absorber localement les surcapacités du réseau et les restituer en différé, afin de réduire l'extension du réseau et l'écrêtement.

- Démontrer la rentabilité sans subventions et sans écarts de prix spéculatifs.
- Établir une couche de contrôle assistée par IA sur l'ensemble des flux énergétiques via Energy Intelligence.

### STATUT ET CHIFFRES CLÉS

Depuis avril 2024, la première installation DMES au monde entièrement intégrée dans un bâtiment, basée sur l'hydrure métallique avec récupération thermique, fonctionne en charge complète à Eich (canton de Lucerne). Le démonstrateur sert de référence pour la technique, l'exploitation, la sécurité et l'aptitude à l'autorisation, et réduit les risques clés liés à l'intégration système et aux procédures d'approbation.

- **Démonstrateur Eich** : 508 kWh électriques (dont 480 kWh stockage H<sub>2</sub> et 28 kWh stockage à court terme), 250 kWh thermiques, électrolyse 7,2 kW, pile à combustible 8 kW.
- **Triewald INDUSTRY** : modulaire de 0,5 à 16 MWh par local ; configuration de référence 3 200 kWh électriques et 2 000 kWh thermiques ; durée de vie supérieure à 30 ans, garantie jusqu'à 20 ans.
- **Triewald AREAL** : centrales énergétiques à partir d'environ 100 MWh ; conception de référence 12 MW / 92 MWh électriques plus 20 MWh de stockage à court





terme et 25 MWh thermiques, intégrés dans seulement 440 m<sup>2</sup> de surface dans le bâtiment.

- **Rendement global** : supérieur à 75 % pour une utilisation combinée électrique et thermique.
- **Étude site EWL Lucerne** : variantes de 774 à 3 200 kWh étudiées. Optimum économique autour de 1 700 kWh, autoconsommation supérieure à 90 %.
- **Circularité** : les matériaux à base d'hydrure métallique sont composés principalement de métaux recyclés et sont recyclables en fin de vie.
- **Chaîne d'approvisionnement** : la majorité des composants clés provient d'Europe — notamment de Suisse, d'Italie et d'Allemagne.
- **Pipeline** : site SFP Root (avec Integral Design Build), projet de tour dans la région de Bâle-Campagne, schémas logistiques avec GETEC, premières approches AREAL avec le canton de Lucerne.

#### AVANTAGES ET DÉFIS

Triewald rend l'énergie renouvelable planifiable, stockable et valorisable thermiquement. Le système augmente l'autoconsommation, réduit les coûts d'achat sur le réseau et d'extension du réseau, renforce la sécurité locale d'approvisionnement et absorbe les surcapacités du réseau là où elles se produisent. Comme

seule une proportion minimale de l'hydrogène existe sous forme de gaz libre, l'intégration dans des bâtiments existants et des sites urbains est possible — là où le stockage par batteries à grande échelle se heurte de plus en plus à des contraintes de protection incendie, de surface et d'autorisation. À l'échelle d'un site, les centrales énergétiques jouent le rôle de nœuds tampons actifs entre la production locale, la consommation et le réseau.

Les défis résident moins dans la technique que dans les cycles de projet et les conditions-cadres. Douze à dix-huit mois entre le lancement du projet et la réalisation exigent une discipline financière et un portefeuille de projets solide. eRevo répond aux incertitudes réglementaires concernant les installations d'hydrogène dans les bâtiments en participant activement au groupe de travail de la SSIGE consacré à la fiche technique H10001 récemment publiée, contribuant ainsi à façonner les futures conditions-cadres plutôt que de se limiter à les appliquer. Les décisions d'investissement s'effectuent en pratique souvent par étapes : le stockage à court terme d'abord, le stockage à long terme comme extension déjà planifiée — comme l'illustre le site SFP à Root.

## APERÇU ÉCONOMIQUE

Un projet Triewald INDUSTRY type représente environ 2 millions de CHF d'investissement, les installations plus importantes atteignant 3 à 4 millions de CHF. La modélisation du ROI pour le site EWL à Lucerne montre un retour sur investissement de dix à quatorze ans sur une durée d'exploitation de 30 ans — calculé sans subventions ni revenus spéculatifs. Les moteurs de valeur sont l'augmentation de l'autoconsommation, la valorisation de la chaleur, l'évitement de coûts réseau et la flexibilité de stockage. Les prix dynamiques de l'électricité et les tarifs de réseau constituent un levier de potentiel supplémentaire. Le marché suisse adressable comprend 50 à 80 projets de sites et industriels pertinents pour le DMES par an.

Energy Intelligence garantit la performance économique sur l'ensemble du cycle de vie : pilotage prévisionnel sur 24 à 72 heures, optimisation multi-actifs sur l'électricité, la chaleur, l'hydrogène et les achats réseau, services réseau tels que l'écrêtement de pointe et l'équilibrage dans les structures vZEV et LEG, ainsi qu'une couche opérationnelle auto-apprenante qui analyse en continu les données d'exploitation et adapte les paramètres de pilotage.



## ENSEIGNEMENTS

- La logique du système ne peut pas se réduire aux prix de l'électricité. La rentabilité découle du couplage entre électricité, chaleur et flexibilité de stockage.
- Le stockage par hydrure métallique modifie fondamentalement la logique d'autorisation et de sécurité, ouvrant l'espace urbain à l'hydrogène.
- Le stockage à court terme et à long terme sont complémentaires. Les installations DMES efficaces combinent les deux horizons temporels.
- Le logiciel est déterminant. Sans orchestration basée sur les données, le potentiel des systèmes couplés reste inexploité.
- Une participation précoce à l'élaboration des réglementations réduit les risques projet plus efficacement que des autorisations individuelles obtenues a posteriori.

## POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

Le livre blanc de Swissgrid de mars 2026 indique que l'intégration de jusqu'à 40 GW de photovoltaïque dans les conditions actuelles est à peine envisageable. La réponse réside dans le stockage décentralisé et l'intégration systémique. Triewald DMES offre une approche d'infrastructure éprouvée et reproductible — intégrée dans les bâtiments pour les usages commerciaux, industriels et résidentiels collectifs, et à l'échelle d'un site comme centrale énergétique pour les quartiers, les clusters industriels et les structures d'autoconsommation collective ou de communautés locales d'énergie. Avec le nouveau cadre légal pour les communautés locales d'électricité et la pression croissante sur les réseaux, un segment de marché structurel émerge, dans lequel les bâtiments et les sites deviennent des nœuds actifs du système d'approvisionnement énergétique. ■

# Rénovation sérielle en Suisse : du projet pilote au modèle systémique

Marc Bättschmann

Tend AG



Les immeubles d'habitation génèrent en Suisse plus de 3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Face à ce constat, la pratique de rénovation reste structurellement inefficace, en raison de plusieurs obstacles bien documentés : les modèles économiques existants restent rentables sans rénovation, les propriétaires manquent d'information et de prise de conscience, la rentabilité est faible en l'absence de pression immédiate, les durées d'amortissement sont longues et en concurrence avec d'autres investissements, les emplacements moyens n'offrent pas d'attrait particulier, et la complexité réglementaire et organisationnelle est élevée. Les technologies, les savoir-faire et de nombreuses réalisations de référence existent pourtant.

L'approche de la rénovation sérielle répond à ces obstacles en traitant la rénovation énergétique comme un processus standardisable et industrialisable — inspiré du modèle néerlandais Energiesprong, avec des solutions clés en main, une préfabrication en série et une logique système intégrée qui permettent ensemble de réduire les coûts de rénovation.

## DE L'ARTISANAT SUR MESURE AU PRODUIT STANDARDISÉ

La rénovation énergétique repose aujourd'hui encore sur une large part de travail manuel sur chantier. La nouvelle approche mise sur des processus numérisés et standardisés ainsi que sur des éléments de

construction et de technique du bâtiment préfabriqués, permettant d'atteindre un standard énergétique climatiquement neutre à des coûts socialement supportables.

Le changement central est le passage de la planification au cas par cas — où chaque bâtiment est un prototype — à un modèle de «managed care» : au lieu que les propriétaires coordonnent individuellement de nombreux planificateurs et artisans, un guichet unique intègre la planification, la réalisation et l'exploitation. Un exemple de référence montre une réduction des coûts d'environ 20 %, avec une qualité supérieure, un déroulement plus rapide et moins de problèmes d'exécution.

Du principe Energiesprong, l'approche reprend l'objectif d'une rénovation zéro-net de haute qualité, réalisable de manière neutre par rapport aux charges locatives.

Sur le plan organisationnel, un intermédiaire neutre identifie des bâtiments similaires, propose aux propriétaires une offre globale et les accompagne à travers des prestations préliminaires forfaitisées, éventuellement préfinancées, jusqu'à la décision d'investissement. Facteurs de succès : étude préalable gratuite, économies de 10 à 20 % et réalisation en site occupé.

Le modèle Energiesprong est un processus numérisé basé sur des éléments préfabriqués pour la façade, la toiture et la technique du bâtiment. L'objectif est un standard zéro-net ; la rénovation est réalisée en quelques semaines dans un bâtiment habité et doit si possible être neutre par rapport aux charges locatives. Ce modèle ne peut être reproduit directement en Suisse et doit être adapté aux exigences et conditions locales — notamment en ce qui concerne l'aspect du bâtiment après rénovation de la façade.

En complément de la préfabrication sérielle, l'approche recourt à la clusterisation : des groupes de propriétaires développent ensemble des stratégies de renouvellement à long terme pour des concepts énergétiques spatialement cohérents (définition selon Ja-

kob et al., recherche énergétique Ville de Zurich 2012). Des études de la HSLU montrent un potentiel d'économies d'investissement de jusqu'à 20 % grâce aux économies d'échelle.

Le modèle de mise en œuvre se décline en trois phases :

- (1)** Analyse détaillée et stratégie par objet,
- (2)** Exécution de la rénovation énergétique en tant qu'entreprise générale à prix fixe (remplacement du chauffage, photovoltaïque, stockage, infrastructure de recharge, enveloppe du bâtiment), et
- (3)** Exploitation — monitoring, facturation et reporting de performance via un système de gestion de l'énergie coordinateur.

Par l'intégration systématique du photovoltaïque, des pompes à chaleur, du stockage et de l'infrastructure de recharge, le bâtiment rénové devient un élément d'un système énergétique intersectoriel — il produit, stocke et gère l'énergie au-delà des frontières des secteurs traditionnels.

## LE MODÈLE ÉCONOMIQUE

Le modèle économique repose sur les éléments suivants :

- Un intermédiaire neutre recherche des bâtiments similaires selon des critères définis.





- Il propose activement aux propriétaires une offre de rénovation globale.
- L'intermédiaire accompagne les propriétaires à travers des prestations préliminaires clairement définies, éventuellement forfaitisées, pour établir les bases de la décision d'investissement. Ces prestations sont le cas échéant financées par le modèle économique lui-même.
- Le propriétaire opte pour une rénovation du bâtiment compatible avec le zéro net.
- Le prestataire assure le suivi de la réalisation du projet avec un interlocuteur unique.
- L'impact des mesures est documenté et vérifié par l'analyse des données de coûts et d'exploitation collectées.
- Un nouveau «marché» avec des offres globales d'entreprises générales propose des logements abordables au standard zéro net.

### PROJETS PILOTES

À Stallikon (ZH, 22 logements) et Aesch (21 logements), des rénovations énergétiques avec photovoltaïque, champs de sondes géothermiques et pompes à chaleur ont été réalisées en 2025 selon le modèle d'entreprise générale (voir Livre blanc Couplage sectoriel 2025).

Ces projets ont permis de tester le modèle de guichet unique comme offre pour les maîtres d'ouvrage. La mise en œuvre a permis de standardiser et de

rendre les processus nettement plus efficaces, tout en générant de nouveaux enseignements sur les potentiels d'optimisation et la manière de les réaliser avec les entreprises impliquées.

### AVANTAGES ET DÉFIS

Le modèle bénéficie aux propriétaires privés, institutionnels et publics. Les propriétaires privés manquent souvent de capitaux suffisants ou priorisent d'autres dépenses, de sorte qu'une rénovation n'intervient que si l'incitation est suffisamment forte. Les investisseurs institutionnels disposent souvent de trop peu de ressources pour une concep-



tion et une mise en œuvre globales de la rénovation énergétique, et manquent de bases solides pour une décision d'investissement.

#### PRINCIPAUX AVANTAGES :

- Un interlocuteur central pour la propriété
- Une offre globale clés en main
- Sécurité des coûts et des délais
- Une exploitation pérenne
- Des économies d'échelle documentées

Les principaux défis restent les obstacles identifiés en introduction, ainsi que — spécifique aux clusters — la coordination au-delà des limites parcellaires et les logiques de financement différentes des propriétaires privés, institutionnels et publics.

#### ENSEIGNEMENTS ET FACTEURS DE SUCCÈS

##### Principaux enseignements de la pratique :

- L'approche fonctionne lorsque la mise en réseau crée une valeur financière pour toutes les parties. Les avantages écologiques seuls ne constituent pas une motivation suffisante.
- La réalisation aboutit souvent uniquement grâce à l'implication d'un tiers neutre.
- L'engagement des investisseurs institutionnels diminue dès que le périmètre du projet dépasse leur sphère d'influence ou que la structure de décision devient trop complexe pour une approche intégrée.

##### Principaux facteurs de succès :

- Un interlocuteur central pour les propriétaires
- Optimisation du cycle de vie plutôt qu'approche par mesure individuelle
- Combinaison standardisée de produits éprouvés
- Processus standardisés en planification et en exécution
- Monitoring d'exploitation complet comme base de surveillance et d'optimisation
- Préfabrication du plus grand nombre possible de composants
- Attribution claire des risques à l'intégrateur système



L'approche s'inscrit dans le prolongement de plusieurs projets de recherche : ClustSan (OFEN/HSLU, 2020–2023), RENOWAVE (Flagship Innosuisse, 2022–2026), IEA EBC Annexe 75 ainsi que le manuel de clustering de la recherche énergétique de la Ville de Zurich (2018).

#### POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

Le plus grand potentiel de réplication se trouve dans l'habitat collectif de la période de boom de la construction. L'approche est adaptable aux propriétaires professionnels comme privés, aux coopératives et aux communes. Selon la statistique des bâtiments et des logements (OFS 2022), les immeubles collectifs représentent 27,6 % de tous les bâtiments mais 53,8 % des résidents — les bâtiments de dix logements et plus abritent à eux seuls 28,4 % de la population, ce qui souligne le potentiel de mise à l'échelle de ce segment pour la transition énergétique suisse. ■



# Bâtiment vestiaires Waldegg, Horgen : alimentation solaire, récupération des eaux de douche et partage local d'énergie

**Claudio De Giacomi, Manuel Marti**  
Joulia SA

Les vestiaires sont souvent considérés comme des bâtiments secondaires dans les installations sportives — utiles, mais rarement pris en compte d'un point de vue énergétique. Le nouveau bâtiment vestiaires de l'installation sportive Waldegg à Horgen ZH montre que même de tels bâtiments peuvent servir de projets phares pour le couplage sectoriel.

La commune de Horgen, Energiestadt avec label Or depuis 2020, a décidé en 2022 de construire un nouveau bâtiment avec une ambition claire : couvrir entièrement les besoins en chaleur et en eau chaude

par l'énergie solaire, sans énergies fossiles ni distribution de chaleur par eau. Le bâtiment est principalement utilisé par le club de hockey Horgenberg Hammers et le FC Horgen — entraînements en soirée en semaine et tournois journaliers le week-end. Il est en exploitation depuis le 15 mai 2025.

## CONCEPT ÉNERGÉTIQUE ET LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Le concept énergétique repose sur le principe de réduction : aussi peu de technique que nécessaire, aussi grande autonomie que possible. Le couplage sectoriel se manifeste à trois niveaux.

Premièrement, le couplage solaire-thermique : une installation PV de 183 m<sup>2</sup> en toiture produit environ

28 600 kWh par an, alimentant une pompe à chaleur air-eau qui charge deux ballons d'eau chaude centraux de 5 000 litres chacun. En hiver, la chaleur résiduelle des ballons rayonne à travers l'enveloppe en briques d'argile environnante, chauffant le bâtiment de l'intérieur vers l'extérieur — comme un poêle en faïence.

Deuxièmement, la récupération de chaleur des eaux usées : des rigoles de douche Joulia avec échangeurs thermiques intégrés récupèrent jusqu'à 60 % de la chaleur résiduelle des eaux de douche encore chaudes pour préchauffer l'eau froide entrante. Cela réduit considérablement la demande énergétique pour les douches et lisse les pics de charge — même en période de faible ensoleillement.

Troisièmement, le partage local d'électricité : le surplus de production PV, particulièrement abondant en été et pendant les vacances, est injecté dans le bâtiment scolaire voisin pour y être utilisé.

**MISE EN ŒUVRE TECHNIQUE**

Le cœur de l'installation est constitué de deux ballons d'eau chaude Jenni (5 000 litres chacun, diamètre 1,2 m, hauteur 5 m), positionnés au centre du bâtiment et entourés de briques d'argile massives. Cette conception associe architecture et technique énergétique : les briques stockent la chaleur

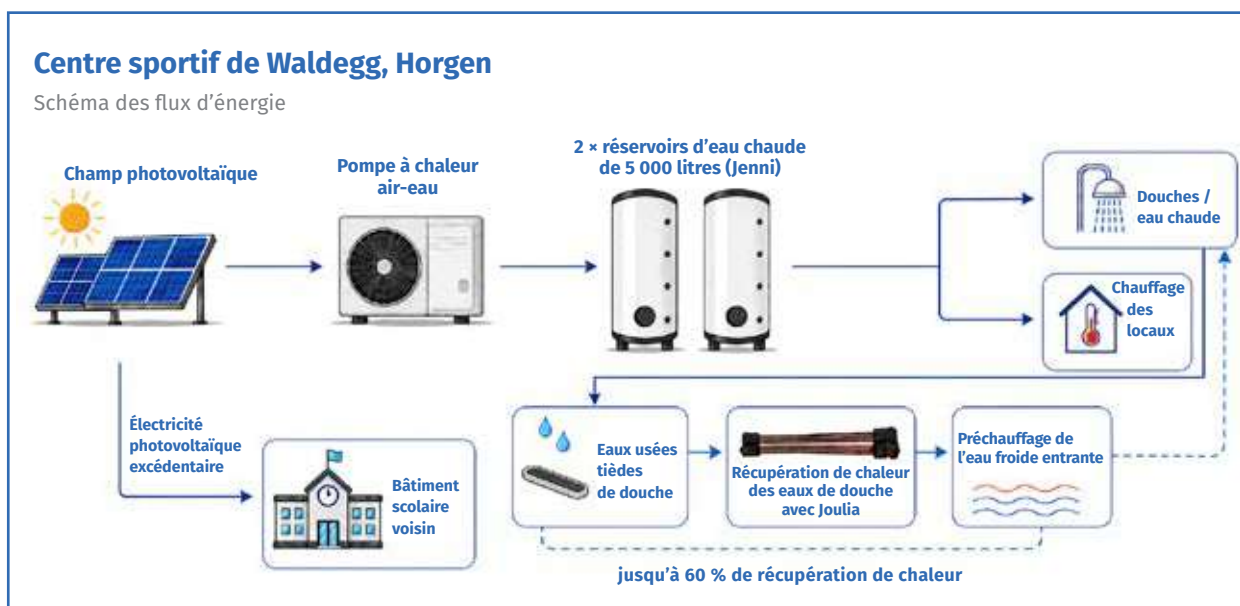
et la restituent progressivement aux pièces environnantes.

Les quatre salles de douche collectives sont équipées de rigoles de douche Joulia avec échangeurs thermiques récupérant jusqu'à 60 % de la chaleur des eaux usées (puissance de pointe max. 20 kW). La douche individuelle de l'arbitre est équipée d'un modèle inline plus petit (jusqu'à 40 % de récupération). Deux stations d'eau fraîche Hoval garantissent une eau chaude sanitaire hygiénique. Des mitigeurs thermostatiques à

| CHIFFRES CLÉS                           |                                               |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Installation PV:                        | 183 m², env. 28 600 kWh/an                    |
| Pompe à chaleur air-eau:                | COP 2,8                                       |
| Stockage eau chaude:                    | 2 × 5 000 litres (Jenni)                      |
| Récupération chaleur douches:           | Joulia (jusqu'à 60%, max. 20 kW en pointe)    |
| Amortissement rigoles de douche Joulia: | 1,2 an                                        |
| Besoin eau chaude sanitaire:            | env. 70 000 kWh/an (jusqu'à 200 douches/jour) |
| Besoin chauffage:                       | env. 13 000 kWh/an                            |
| En exploitation depuis:                 | 15 mai 2025                                   |
| Certification:                          | Minergie (en cours)                           |



Copyright Foto: Hotz Partner AG SIA, Vojtech Vondra



fermeture automatique limitent la durée des douches et réduisent la consommation d'eau.

Quatre unités de ventilation mécanique avec récupération de chaleur évacuent l'humidité temporairement élevée après les douches. Une infrastructure de mesure complète — production PV, rendement de la pompe à chaleur, consommation d'eau chaude, ventilation, électricité générale, températures ambiantes — permet l'optimisation continue de l'exploitation.

#### LOCALISATION ET ACTEURS

Le bâtiment est situé à côté du domaine scolaire Waldegg, en bordure de la zone bâtie de Horgen (env. 25 000 habitants, chef-lieu de district sur le lac de Zurich). Le maître d'ouvrage est le service Immeubles et Sport de la commune de Horgen, qui a organisé un concours d'architecture remporté par Hotz Partner AG (Zurich/Wädenswil). La physique du bâtiment a été confiée à Wichser Akustik + Bauphysik (Zurich) et le génie sanitaire à Josef Moser AG (Cham). L'impulsion pour la récupération de chaleur des eaux de douche est venue de l'Office cantonal des déchets, de l'eau, de l'énergie et de l'air du canton de Zurich (AWEL).

#### AVANTAGES ET DÉFIS

Les vestiaires ont généralement des périodes d'utilisation intensive mais brèves, avec une forte demande

énergétique — principalement due à l'eau chaude des douches. Les installations techniques sont souvent cachées et leur consommation rarement optimisée. Ce projet démontre l'approche inverse : avec un effort de planification légèrement plus élevé en amont, bâtiments et systèmes peuvent être optimisés pour que les coûts d'exploitation à long terme soient faibles et la dépendance énergétique extérieure minimisée.

Le principal défi, comme pour tout système intégré nouveau, est la mise au point et le réglage des composants interconnectés — un processus encore en cours.

#### POTENTIEL DE RÉPLICATION

Le besoin en infrastructure de vestiaires et de douches est croissant dans toute la Suisse : le football seul compte plus de 1 337 clubs avec 18 043 équipes. Si les données de consommation sur plusieurs saisons confirment le potentiel d'économies attendu, le bâtiment Waldegg pourra servir de modèle pour les remplacements et nouvelles constructions à travers le pays. Le modèle est transposable à d'autres centres sportifs, établissements scolaires et piscines de loisirs présentant un profil d'utilisation similaire. ■

# Niveau: Zone

Dès le 1er janvier 2026, la loi révisée sur l'électricité de la Suisse permettra la création de Communautés locales d'électricité (CEL). L'électricité solaire produite localement pourra alors être consommée sur site ou vendue directement à des consommateurs voisins. Cela ouvre de nouvelles possibilités aux zones industrielles, aux sites commerciaux et aux prestataires de mobilité pour accroître leur autonomie énergétique et réduire leur dépendance au réseau, souvent avec de meilleurs rendements que les rétributions d'injection traditionnelles. La législation révisée crée des conditions favorables aux projets intégrés qui combinent installations photovoltaïques en toiture, infrastructure de recharge, solutions de mobilité électrique, gestion de l'énergie et partenariats locaux entre entreprises privées et fournisseurs d'énergie.



**Figure 1 :** Le Hard Areal de GeHa AG à Winterthour, comprenant 45 ménages (appartements) et 40 entreprises. (Google Earth)

# Les Positive Energy Districts en pratique

**Martina Rechsteiner, Pascal Kienast, Matteo Spada, Yousra Sidqi, Tania B. Lopez Garcia, Lucas Truniger, Lona Tulinski, Vicente Carabias, Matthias Haase**

ZHAW Haute École des Sciences Appliquées de Zurich, reca@zhaw.ch

L'approvisionnement énergétique des zones et des quartiers est en pleine mutation. Des exigences croissantes en matière de protection du climat, de sécurité d'approvisionnement et de rentabilité font de la production d'énergie locale et renouvelable, de l'efficacité énergétique et de la flexibilité des facteurs de réussite incontournables. Les Positive Energy Districts (PED) — quartiers à énergie positive — offrent une approche globale pour répondre à ces enjeux.

Un PED est un quartier qui produit, sur l'ensemble d'une année, davantage d'énergie qu'il n'en consomme. Ce résultat est atteint notamment grâce à la combinaison d'énergies renouvelables, de systèmes de stockage intelligents, de gestion de charge et du couplage sectoriel entre l'électricité, la chaleur, le froid et la mobilité. L'objectif n'est pas seulement d'atteindre un bilan énergétique positif, mais aussi d'intégrer activement le quartier dans le système énergétique global<sup>1</sup>.



Un PED va donc bien au-delà d'un quartier qui produit le maximum d'énergie possible. Outre l'infrastructure technique, les systèmes numériques, les incitations économiques, le cadre réglementaire et la participation des habitants jouent un rôle déterminant. Le défi consiste à intégrer ces différents éléments en un système cohérent et fonctionnel.

Une évolution réglementaire majeure est l'introduction, depuis janvier 2026, des communautés électriques locales (CEL — en allemand : *lokale Elektrizitätsgemeinschaften*, LEG) dans le cadre de la nouvelle loi suisse sur l'électricité. Elles permettent de partager l'électricité produite localement au sein d'un périmètre géographique étendu, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives pour l'organisation et la valorisation économique des systèmes énergétiques locaux.

Le site du Hard Areal à Winterthur offre un terrain d'observation particulièrement intéressant pour étudier ces évolutions en situation réelle. Le site dispose déjà de diverses installations de production d'énergie, d'une structure organisationnelle

collective et d'une communauté d'utilisateurs active. Il est par ailleurs confronté à de concrètes transformations à mener. En tant que laboratoire vivant (living lab), il offre des conditions idéales pour expérimenter de nouvelles technologies et de nouveaux modèles économiques dans des conditions réelles.

### LE HARD AREAL COMME LABORATOIRE VIVANT

La communauté Hard (GeHa AG) est située à la périphérie de Winterthur et se compose de bâtiments du XIXe siècle rénovés. Elle est organisée sous la forme d'une société anonyme autogérée à but non lucratif. Fondée en 1986, GeHa AG a intégré très tôt les énergies renouvelables et une approche écologique dans le développement du site. En 2026, la communauté célèbre son 40e anniversaire.

La communauté Hard dispose de sa propre centrale hydroélectrique d'une puissance de 525 kW, injectant de l'électricité directement dans le réseau de Stadtwerk Winterthur au niveau de tension cinq. La production annuelle, de l'ordre de 2 000 à 3 500 MWh, correspond à la consommation annuelle d'environ 725 ménages. Les besoins en chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, soit environ 800 à 900 MWh par an, sont couverts par une chaudière centrale au gaz (450 kW, fonctionnant au biogaz) et une installation de capteurs solaires thermiques (environ 100 m<sup>2</sup>, ballon de 10 000 litres), la chaleur étant distribuée dans les différents bâtiments via un réseau de chaleur de proximité. Fin 2021, GeHa AG a installé une centrale photovoltaïque (48 kWc) produisant environ 35 à 45 MWh d'électricité par an. Six bornes de recharge pour véhicules électriques sont disponibles sur le parking voisin ; elles peuvent être rechargées directement et de manière optimisée via l'installation PV, grâce à un compteur commun et un système de gestion de charge indépendant des fabricants. Afin de mesurer la consommation énergétique du site, la majorité des ménages et des entreprises sont connectés à des compteurs intelligents via le gestionnaire de réseau de distribution régional.

Les priorités du site portent sur un approvisionnement en chaleur durable, l'optimisation des flux énergétiques et des coûts, la promotion de la mobilité électrique et le renforcement de l'usage de l'énergie solaire. La décision de la ville de Winterthur de mettre hors service son réseau de gaz définit le cadre dans lequel une nouvelle solution de chauffage doit être trouvée pour le Hard Areal. Plusieurs options sont actuellement à l'étude ; une solution par pompe à chaleur sur nappe phréatique a été écartée en raison de diverses contraintes techniques et de site, et la solution retenue pour le futur approvisionnement en chaleur est encore en cours d'élaboration.

La transformation du site n'est toutefois pas uniquement une tâche technique. Au-delà des évolutions énergétiques, les changements touchent aussi des dimensions sociales et technologiques : transition démographique, mesures d'atténuation des effets de la chaleur et recours à l'intelligence artificielle. Les décisions importantes sont prises démocratiquement lors de trois à quatre assemblées générales annuelles, et chaque membre contribue en moyenne

vingt heures de travail bénévole par an. Cette forme d'organisation collective crée un contexte singulier pour la mise en œuvre des changements.

C'est précisément cette combinaison d'infrastructure technique, de gouvernance communautaire et de vraies questions de transformation qui fait du Hard Areal un laboratoire vivant adapté. Les trois projets de recherche présentés ci-après examinent différents aspects de l'approvisionnement énergétique futur à l'échelle du quartier. Ensemble, ils montrent que le couplage sectoriel va bien au-delà de la connexion technique des systèmes d'électricité, de chaleur, de froid et de mobilité. Il englobe également la coordination numérique des installations, l'organisation économique des flux énergétiques, des cadres réglementaires adaptés, la participation des usagers et la prise en compte de la résilience.

#### **PEDVOLUTION : INTÉGRATION TECHNIQUE ET NUMÉRIQUE DE SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES À COUPLAGE SECTORIEL**

Une condition essentielle pour un PED est la capacité à coordonner différentes sources d'énergie



**Figure 2 :** Les sept solutions synergiques de PEDvolution (Visualisation : Lona Tulinski, réalisée avec NotebookLM (Google), 2026).

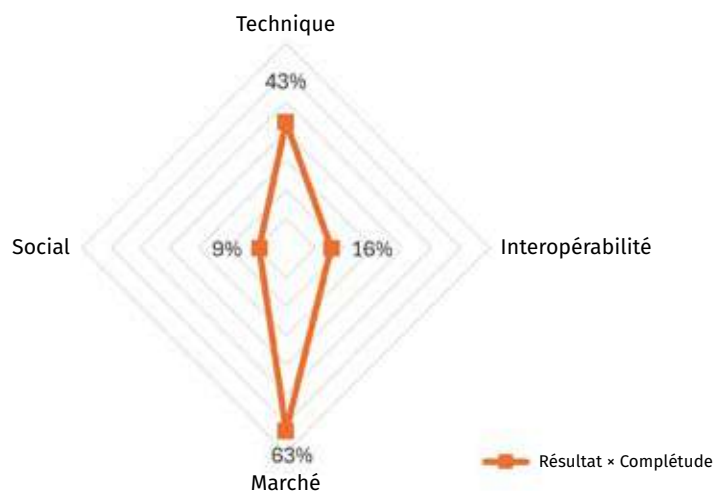
et différents consommateurs. Le photovoltaïque, l'hydroélectricité, l'approvisionnement en chaleur, la mobilité électrique, le stockage et la consommation des bâtiments sont aujourd'hui souvent gérés comme des systèmes distincts. Pour une utilisation optimale de l'énergie produite localement, il est cependant nécessaire de les coordonner.

Le projet Horizon Europe PEDvolution<sup>2</sup> développe sept solutions interconnectées pour faire progresser et mettre à l'échelle les PED de manière continue. Une vue d'ensemble est présentée à la figure 2. Les sept outils de PEDvolution sont conceptuellement prêts et techniquement en boucle de rétroaction dans la phase de développement, mais n'influencent pas encore substantiellement le fonctionnement du site. Au Hard Areal, l'accent porte actuellement sur la collecte de données de référence, la mesure des performances et la mise en réseau numérique des systèmes énergétiques existants. En parallèle, des travaux stratégiques sont en cours sur la sortie du gaz, l'extension du PV et du réseau, ainsi que sur le développement futur du site.

L'intégration numérique via une « Plateforme d'interopérabilité » pose les bases du couplage sectoriel opérationnel et stratégique. Elle permet d'enregistrer la production et la consommation au sein des PED et de les coordonner plus efficacement à l'avenir. L'enjeu n'est pas seulement la connexion technique des installations individuelles, mais leur intégration dans un système global et son développement continu. La plateforme agrège les données des sources d'énergie existantes (hydroélectricité, photovoltaïque, solaire thermique) et des consommateurs (chauffage au gaz, usages professionnels et résidentiels, mobilité électrique).

#### **PED READINESS ASSESSMENT : OÙ EN EST UN QUARTIER SUR LA VOIE DU PED ?**

Un instrument clé issu du projet est le PED Readiness Assessment (PED RA), développé par la ZHAW. Il évalue non seulement si un quartier remplit les conditions techniques requises pour un PED, mais



**Figure 3 :** Diagramme en toile d'araignée des quatre dimensions du PED Readiness Assessment, développé par la ZHAW (2026).

apprécie l'ensemble de son état de développement. Quatre dimensions sont prises en compte : Technologie, Marché, Social et Interopérabilité. Cette approche intègre ainsi, au-delà des conditions techniques, les aspects économiques, sociaux et numériques du développement des PED.

Le PED RA sert ainsi d'outil stratégique pour identifier les points forts et les lacunes d'un quartier, et en déduire des trajectoires de développement concrètes. Il établit également un cadre d'évaluation commun pour différents acteurs — villes, gestionnaires de réseau, planificateurs et propriétaires — et instaure un langage partagé pour apprécier les conditions de développement et de mise à l'échelle des PED.

PEDvolution montre ainsi comment l'intégration technique et numérique de systèmes énergétiques à couplage sectoriel peut être mise en œuvre. Cette approche globale est déterminante dans la pratique. Un quartier peut, par exemple, disposer d'un fort potentiel pour les énergies renouvelables, tout en échouant faute de modèles économiques adaptés, d'une acceptation insuffisante ou de systèmes de données incompatibles. Le PED RA rend ces lacunes visibles et indique où des actions ciblées peuvent être engagées.

### POSITIVE ENERGY DISTRICTS ANIMÉS PAR LES CITOYENS : COMMENT FONCTIONNENT LES CEL SUR LES PLANS ÉCONOMIQUE, RÉGLEMENTAIRE ET ORGANISATIONNEL ?

La possibilité technique de produire de l'énergie localement et de la partager au sein d'une communauté ne suffit pas à rendre automatiquement une communauté électrique locale (CEL) attractive pour toutes les parties prenantes. Pour une mise en œuvre durable des Positive Energy Districts, une question centrale se pose : comment les systèmes énergétiques locaux doivent-ils être organisés pour que les investissements soient rentables, que l'électricité produite soit utilisée le plus efficacement possible et que les différents acteurs en tirent un bénéfice concret ?

Le projet Driving Urban Transitions PERSIST<sup>3</sup> examine comment les Positive Energy Districts peuvent être conçus pour être économiquement viables, résilients et socialement acceptés. L'accent est mis sur

la participation active des acteurs locaux et le développement d'outils d'aide à la décision adaptés à la pratique.

### GRIDLY : SIMULER LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES LOCAUX DE MANIÈRE INTERACTIVE

La Haute école de Lucerne (HSLU), en collaboration avec diverses partenaires de terrain dont la ville de Winterthur, a développé l'outil de simulation Gridly. Il modélise les marchés locaux de l'électricité générés par les CEL et rend visible la manière dont les structures tarifaires, la composition de la communauté et la flexibilité déterminent la rentabilité. Structures tarifaires, composition des CEL, disponibilité des différentes technologies et volonté des membres d'assurer une flexibilité de la demande sont prises en compte.

Gridly permet la simulation interactive de différents scénarios et peut être adapté aux besoins de différents groupes d'utilisateurs. L'outil s'adresse ainsi non seulement aux spécialistes, mais aussi aux ha-



Figure 4 : Capture d'écran de l'outil Gridly (première version).

bitants, aux planificateurs et aux autres parties prenantes.

Gridly poursuit deux objectifs : rendre intelligibles le fonctionnement et les avantages de différentes configurations de CEL, et permettre leur évaluation quantitative. Il facilite également les échanges entre CEL et gestionnaires de réseau de distribution en montrant comment les communautés énergétiques locales peuvent être structurées de sorte que leurs membres et le réseau électrique en bénéficient — la CEL étant considérée comme partie intégrante du système énergétique global.

### LE COUPLAGE SECTORIEL À L'ÉCHELLE LOCALE

Gridly poursuit deux objectifs : rendre compréhensibles le fonctionnement et les avantages des différentes configurations de CEL et permettre leur évaluation quantitative. Parallèlement, Gridly favorise le dialogue entre les CEL et les gestionnaires de réseau de distribution en montrant comment les communautés énergétiques locales peuvent être structurées de manière à bénéficier à la fois à leurs membres et au réseau électrique, tout en considérant la CEL comme une composante du système énergétique dans son ensemble.

Cela apparaît particulièrement clairement dans le contexte de l'électrification de l'approvisionnement en chaleur. Lorsque les systèmes de chauffage fossiles sont remplacés par des pompes à chaleur, la demande locale en électricité augmente — notamment en hiver — et les profils de charge d'un quartier s'en trouvent modifiés. Avec Gridly, il est possible d'analyser les répercussions de tels changements sur l'approvisionnement électrique local, l'autoconsommation, les échanges d'énergie au sein de la CEL et les coûts de l'électricité.

Il en ressort une condition essentielle à la mise en œuvre du couplage sectoriel : les différentes technologies ne doivent pas seulement être disponibles techniquement, mais aussi être coordonnées de manière économiquement et organisationnellement pertinente. La conception tarifaire et le comportement des membres jouent un rôle tout aussi impor-

tant que l'équipement technique. Gridly établit ainsi le lien entre la logique technique du couplage sectoriel et les conditions économiques et réglementaires nécessaires à son fonctionnement.

### COMMERCE LOCAL D'ÉLECTRICITÉ ET ÉQUITÉ

Gridly aborde également la question de la distribution de l'électricité produite localement au sein d'une communauté. Le modèle utilise un algorithme d'optimisation à flux maximum qui maximise la quantité d'électricité échangée localement. Des conditions d'équité sont intégrées afin que les avantages du marché local de l'électricité ne se concentrent pas de manière disproportionnée chez certains membres.

Cette distinction est pertinente pour la conception concrète des CEL. Une optimisation purement technique pourrait conduire à ce que certains membres gèrent une part disproportionnée des échanges locaux d'électricité, tandis que d'autres en profiteraient à peine. Les conditions d'équité assurent une distribution plus large des avantages au sein de la communauté.

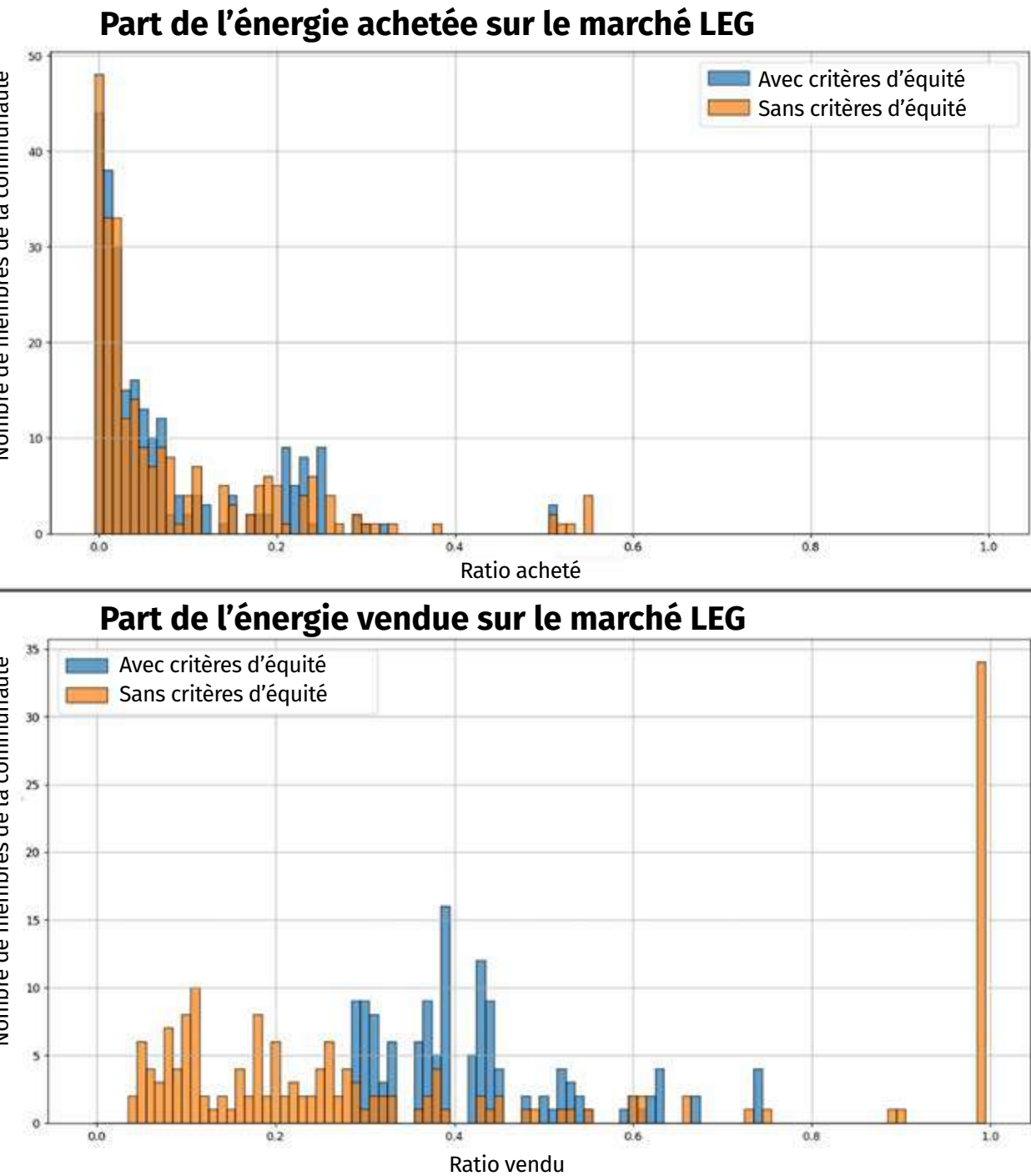
La figure 5 compare les échanges d'électricité dans une CEL avec et sans critères d'équité. Le scénario hypothétique prévoit que 25 % des membres disposent de leurs propres installations photovoltaïques (avec des profils PV synthétiques), en intégrant les données de charge réelles de la communauté Hard. La partie supérieure de la figure 5 montre que la production PV supposée est insuffisante pour couvrir la majeure partie de la demande en électricité de la communauté. Dans ce contexte, peu de différence est observable entre les cas avec et sans conditions d'équité, la plupart des membres devant quoi qu'il en soit s'approvisionner depuis le réseau. Le graphique inférieur est particulièrement révélateur : sans conditions d'équité, un faible nombre d'utilisateurs vend l'intégralité de sa production sur la saison à la CEL, tandis que beaucoup d'autres ne vendent presque rien. Avec les conditions d'équité, la plupart des membres vendent entre 30 et 50 % de leur production PV.

**LA FLEXIBILITÉ, FACTEUR CLÉ**

Une autre observation centrale concerne la flexibilité de la consommation. La production photovoltaïque intervient principalement en journée, tandis qu’une partie de la consommation se répartit sur d’autres plages horaires. Si certains consommateurs peuvent

être décalés dans le temps, une plus grande part de l’électricité produite localement peut être utilisée directement au sein de la communauté.

Les analyses montrent que la configuration optimale d’une CEL dépend moins de sa taille que de sa



**Figure 5 :** Comparaison de l’algorithme à flux maximum avec et sans contraintes d’équité<sup>4</sup>.

composition — en particulier la part des membres disposant de leurs propres installations PV et le niveau de flexibilité disponible. Dans le cas de la communauté Hard, le taux d'autoapprovisionnement le plus élevé est atteint avec une configuration où environ 30 % des membres disposent d'une installation PV. Même sous des hypothèses conservatrices, l'importance de la flexibilité se confirme : même en ne considérant dans un premier temps que des appareils ménagers simples comme les machines à laver, la possibilité de décaler la consommation dans le temps s'avère être le deuxième facteur d'influence en importance.

Trois facteurs essentiels pour un fonctionnement efficace d'une CEL peuvent être déduits de cette analyse :

- Composition de la communauté : quels types de bâtiments participent (p. ex. logements, écoles, bureaux, hôpitaux) ? Combien sont équipés d'installations PV ?
- Répartition des coûts et rémunération de l'électricité : comment les coûts et la rémunération de l'électricité sont-ils répartis entre les membres ?
- Ressources disponibles et volonté d'assurer la flexibilité.

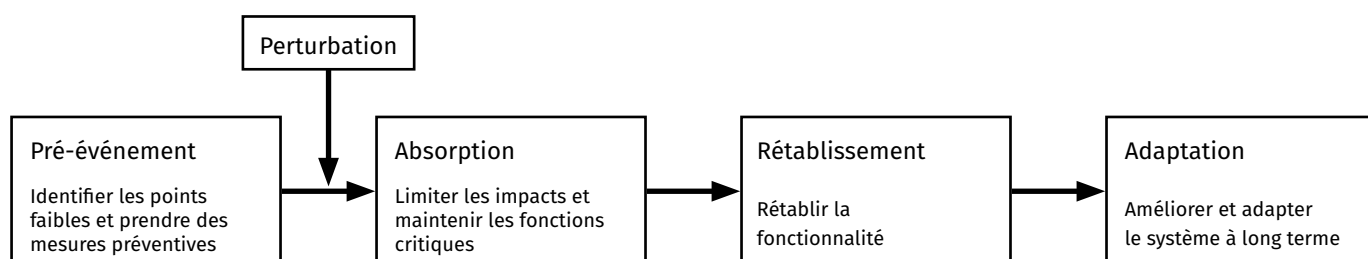
PERSIST montre ainsi qu'un système énergétique local ne réussit pas par la seule disponibilité des technologies. Ce qui compte, c'est l'interaction entre technologie, incitations économiques, flexibilité et

participation. PERSIST complète ainsi la perspective technique et numérique de PEDvolution en posant la question de la manière dont les systèmes énergétiques à couplage sectoriel peuvent être organisés, utilisés et portés par les acteurs impliqués au niveau du quartier.

#### UPCHANGE : ÉVALUATION DE LA RÉSILIENCE DES BÂTIMENTS ET DES QUARTIERS DANS LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES À COUPLAGE SECTORIEL

La transformation de l'approvisionnement énergétique ne génère pas que de nouvelles opportunités : elle crée aussi de nouvelles dépendances. Plus l'électricité, la chaleur, le froid, la mobilité, le stockage et la gestion numérique sont étroitement couplés, plus une perturbation dans un domaine peut se répercuter sur les autres.

UPCHANGE<sup>5</sup> développe des solutions pour les Positive Energy Buildings and Districts. Un axe central est l'évaluation de la résilience des bâtiments et des quartiers face à des événements tels que les phénomènes météorologiques extrêmes, les coupures de courant ou les défaillances techniques. Cette section porte sur le cadre d'évaluation de la résilience, qui examine comment les bâtiments et les quartiers dans des systèmes à couplage sectoriel répondent à des événements perturbateurs, et comment les interactions entre électricité, chaleur, froid, stockage, gestion basée sur les TIC et stratégies opérationnelles peuvent être prises en compte.



**Figure 6 :** Structure par phases du cadre d'évaluation de la résilience, avec les quatre phases complémentaires de Pré-événement, Absorption, Rétablissement et Adaptation (adapté de la note 6).

### RENDRE LA RÉSILIENCE MESURABLE

Le cadre d'évaluation de la résilience UPCHANGE considère quatre phases : Pré-événement, Absorption, Rétablissement et Adaptation (figure 6). Il évalue dans quelle mesure un système est prépa-

ré à une perturbation, dans quelle proportion ses performances sont affectées pendant l'événement, avec quelle rapidité il se rétablit et dans quelle mesure il s'adapte durablement à des conditions modifiées.

**Tableau 1 :** Sélection d'ICP du cadre d'évaluation de la résilience

| ICP                                      | Phase de résilience | Ce que mesure l'ICP                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|------------------------------------------|---------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Charge de pointe / Capacité              | Pré-événement       | Évalue si la capacité disponible est suffisante par rapport à la charge de pointe. À l'échelle du bâtiment, cela peut se rapporter à la capacité locale de chauffage, de refroidissement ou électrique; à l'échelle du quartier, à la production de réseau de chaleur/froid ou à la capacité du réseau. |
| Diversité du mix d'approvisionnement     | Pré-événement       | Mesure le degré de diversification du mix énergétique. Une diversité plus élevée indique une moindre dépendance à une source unique et une redondance potentiellement plus élevée.                                                                                                                      |
| Couverture par le stockage               | Pré-événement       | Indique combien de temps les besoins critiques pourraient être couverts par les capacités de stockage ou de tampon disponibles.                                                                                                                                                                         |
| Heures SET / Heures de dépassement       | Absorption          | Mesure la durée pendant laquelle les conditions intérieures dépassent des seuils de confort ou de sécurité acceptables lors d'une perturbation. À l'échelle du quartier, les valeurs peuvent être agrégées par bâtiment.                                                                                |
| Degrés-heures                            | Absorption          | Capture à la fois la durée et l'intensité de l'inconfort thermique ou des dépassements de seuil.                                                                                                                                                                                                        |
| Survie passive                           | Absorption          | Évalue combien de temps un bâtiment peut maintenir des conditions intérieures acceptables ou sûres sans systèmes actifs ni approvisionnement extérieur. À l'échelle du quartier, les résultats peuvent être rapportés via des indicateurs statistiques à l'échelle des bâtiments.                       |
| Énergie non fournie                      | Absorption          | Quantifie la quantité d'énergie qui ne peut être fournie lors d'une perturbation. À l'échelle du quartier, cela peut représenter la demande totale non couverte dans le réseau ou le portefeuille.                                                                                                      |
| Disponibilité des équipements            | Absorption          | Mesure la disponibilité opérationnelle des composants ou sous-systèmes critiques, tels que pompes à chaleur, pompes, régulateurs ou composants de réseau.                                                                                                                                               |
| Écart offre-demande                      | Absorption          | Décrit l'écart entre les services énergétiques requis et fournis. Permet d'identifier les moments ou périodes d'approvisionnement insuffisant.                                                                                                                                                          |
| Temps de rétablissement                  | Rétablissement      | Mesure la rapidité avec laquelle le système retrouve des niveaux de service acceptables après une perturbation.                                                                                                                                                                                         |
| Temps moyen de réparation                | Rétablissement      | Décrit la durée moyenne des événements de défaillance des composants ou sous-systèmes pertinents.                                                                                                                                                                                                       |
| Gradient de montée en régime             | Rétablissement      | Capture la vitesse à laquelle le service ou les performances du système sont rétablis.                                                                                                                                                                                                                  |
| Temps de reconfiguration du réseau       | Adaptation          | Mesure le temps nécessaire pour rétablir l'approvisionnement par reconfiguration d'un réseau de chaleur ou de froid de quartier.                                                                                                                                                                        |
| Indice de flexibilité                    | Adaptation          | Mesure la capacité du système à décaler, réduire ou ajuster l'offre et la demande tout en respectant des contraintes définies.                                                                                                                                                                          |
| Robustesse face au changement climatique | Adaptation          | Évalue dans quelle mesure les performances du système restent stables dans des conditions climatiques futures ou des scénarios météorologiques plus extrêmes.                                                                                                                                           |

Différents indicateurs clés de performance (ICP) sont utilisés pour l'évaluation. Ils rendent mesurables différents aspects de la résilience et permettent la comparaison de scénarios de perturbation ainsi que des mesures techniques et opérationnelles envisageables. Une sélection d'ICP est résumée dans le tableau 1.

Les différents indicateurs sont ensuite combinés en une évaluation globale. Différentes priorités peuvent être prises en compte : pour un bâtiment, le confort thermique durant une vague de chaleur peut être particulièrement important, tandis que pour un système de quartier critique, la sécurité d'approvisionnement ou un rétablissement rapide peut être davantage pondéré. Il est également possible de tester la stabilité de l'évaluation selon différentes pondérations.

L'intérêt principal du cadre est de rendre la résilience mesurable, comparable et transparente. Dans le cas d'application, un score de résilience plus faible indique que le bâtiment est plus affecté dans un scénario de perturbation donné — par exemple en termes de confort thermique, d'énergie non fournie ou de temps de rétablissement. La comparaison entre scénarios est particulièrement utile : si, par exemple, une vague de chaleur entraîne un score nettement inférieur à celui d'une courte panne du système CVC, les vulnérabilités critiques et les domaines d'action prioritaires deviennent visibles. Les principaux défis résident dans la disponibilité des données appropriées, la qualité des modèles de bâtiments et de quartiers, et l'interprétation des scores agrégés, qui doivent toujours être lus en parallèle avec les ICP sous-jacents, les hypothèses et les incertitudes.

#### EXEMPLE D'APPLICATION : RÉSILIENCE D'UN BÂTIMENT DE RÉFÉRENCE

Un bâtiment de référence à plusieurs étages a été étudié comme exemple d'application. Il comprend plusieurs logements, des espaces de circulation communs et une petite zone de bureau au rez-de-chaussée. Le modèle prend en compte l'usage résidentiel, les charges internes, l'infiltration, les besoins en eau chaude sanitaire

et les systèmes de chauffage et de refroidissement par zone — ce qui le rend adapté à l'évaluation des besoins énergétiques, du confort thermique et de la résilience à l'échelle du bâtiment.

L'exemple se concentre sur la réponse du bâtiment à une vague de chaleur de sept jours début juillet 2026, lors de laquelle la température extérieure a été augmentée de +10 °C par rapport à la moyenne saisonnière. Ce scénario est particulièrement pertinent, car les vagues de chaleur aggravent les conditions intérieures critiques, sollicitent davantage les systèmes de refroidissement et mettent à l'épreuve la capacité d'un bâtiment à maintenir le confort thermique aussi longtemps que possible dans des conditions extrêmes. Des scénarios perturbateurs supplémentaires ont également été analysés : une vague de froid en octobre 2025 (-15 °C), une coupure de courant d'un jour et une panne du système CVC de deux heures. Les scores de résilience résultants sont représentés à la figure 7.

Les résultats montrent que tous les scénarios de perturbation réduisent le score de résilience par rapport au fonctionnement normal, avec une chute particulièrement marquée lors de la vague de chaleur. Cela indique que le bâtiment est particulièrement sensible aux températures élevées et met en lumière des domaines d'action potentiels tels que le rafraîchissement passif, l'ombrage, la capacité de stockage ou des stratégies de régulation adaptées. Les plages d'incertitude montrent dans quelle mesure l'évaluation globale dépend des priorités choisies : selon que le confort thermique, la sécurité d'approvisionnement ou un rétablissement rapide est davantage pondéré, le score global peut varier. L'exemple illustre bien comment le cadre peut intégrer différentes perspectives tout en identifiant des pistes d'amélioration concrètes.

Cette même logique est ensuite transposée à l'échelle du quartier et du PED. Au Hard Areal à Winterthour, les interactions entre bâtiments, réseaux communs, production locale d'énergie, stockage et gestion basée sur les TIC peuvent également être prises en compte.

Scores de résilience du bâtiment de référence en fonctionnement normal et sous différents scénarios disruptifs

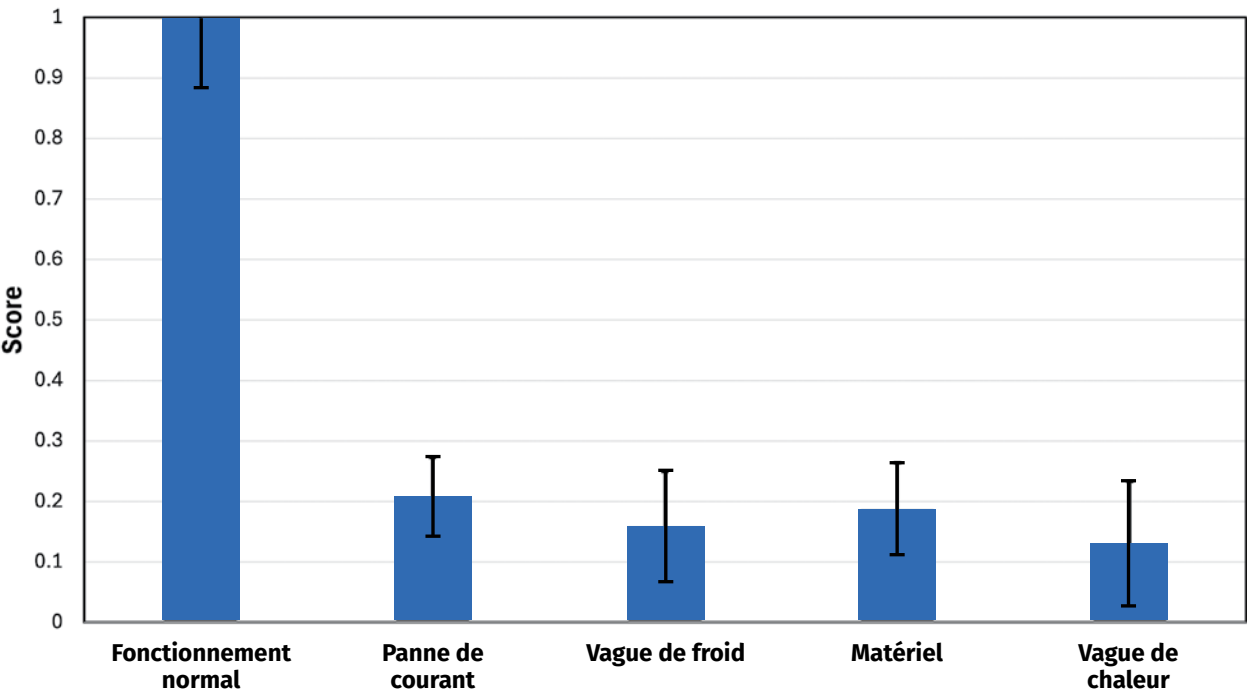


Figure 7 : Scores de résilience du bâtiment de référence en fonctionnement normal et sous différents scénarios perturbateurs. Les barres d’erreur indiquent les plages d’incertitude<sup>6</sup>.

UPCHANGE complète ainsi l’intégration technique et numérique de PEDvolution et la perspective économique et organisationnelle de PERSIST par une dimension supplémentaire et centrale : la résilience du système global.

Les trois projets de recherche mettent en lumière différents aspects de la transition vers les quartiers à énergie positive et montrent que celle-ci nécessite l’intégration de technologies, de solutions numériques, de structures économiques et organisationnelles, ainsi que de mesures de résilience. En tant que laboratoire vivant, le Hard Areal offre la possibilité de réunir ces différentes perspectives et de les tester dans la pratique.

La communauté internationale de recherche travaille en étroite collaboration pour optimiser le couplage sectoriel entre l’électricité, la chaleur, le froid et la mobilité, afin que les solutions développées puissent se déployer dans le cadre des Positive Energy Districts. La ZHAW

soutient ces efforts en tant que partenaire de recherche suisse et accompagne la recherche et le développement appliqués dans des démonstrateurs de la ville de Winterthour par des études de cas. ■

References

[1] Haindlmaier G., Reiter C., Hinterberger R. (2025). DUT: PED Framework 3.0, A Policy Guide to Advance Positive Energy Districts in Europe. <https://dutpartnership.eu>

[2] <https://pedvolution.eu/> [16.8.2026], avec le soutien de l’UE et du SEFRI

[3] <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/forschung/projekte/detail/?pid=6500> [16.8.2026], avec le soutien de l’UE et du SERI

[4] T. B. Lopez-Garcia, S. Kehrli and Y. Sidqi, «Equitable energy sharing in local energy communities: a fast and fair allocation method,» 2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Valette, Malte, 2025, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGTEurope64741.2025.11305536.

[5] <https://upchange.solutions/> [16.8.2026], avec le soutien de l’UE et du FNS

[6] Spada, M. (2026) Multi-Hazard Resilience Assessment of Sector-Coupled Buildings, BauSIM, 9–11.09.2026, Zurich, Suisse.

# Herisau : réseau thermique comme système énergétique flexible – chaleur fatale, sondes géothermiques et pilotage intersectoriel

**Maike Schubert, Philipp Erdmann**

Weisskopf Partner GmbH

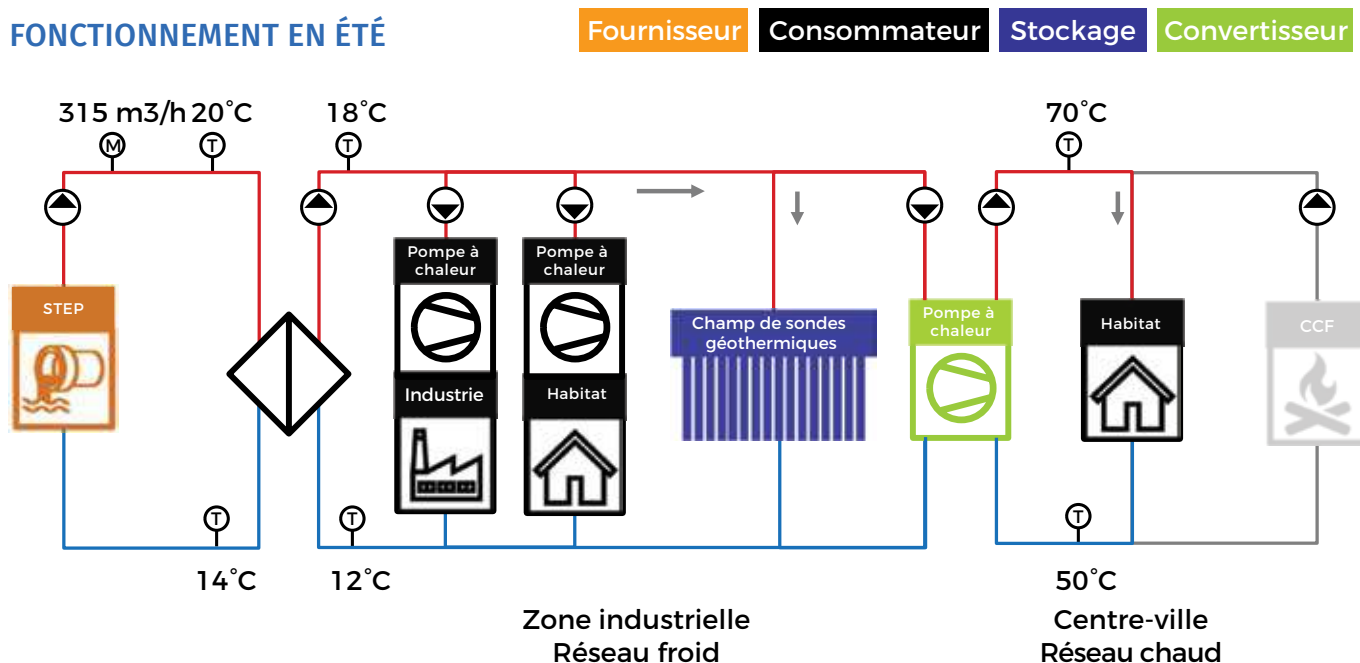
La commune de Herisau couvre ses besoins annuels en chaleur d'environ 261 GWh principalement par des chauffages au gaz et au mazout – plus de 220 GWh provenant de sources fossiles. La SAK (St. Gallisch-Appenzelische Kraftwerke AG), en collaboration avec la commune, développe un réseau thermique pour remplacer progressivement cette infrastructure. Le résultat va bien au-delà d'une solution conventionnelle de chauffage à distance : le système est conçu dès le départ comme un système énergétique flexible et couplé par secteurs, capable de réagir activement aux prix de l'électricité, aux signaux du réseau et aux états de stockage saisonniers.

L'étude de faisabilité est achevée et la réalisabilité technique confirmée. Le projet se trouve actuellement en phase de projet préliminaire (Vorprojekt).

## CONCEPT ÉNERGÉTIQUE ET LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Le concept repose sur une structure à double réseau : un réseau anergétique (basse température) dessert la zone autour de la station d'épuration des eaux (ARA) et la zone industrielle de Bachwis ; un réseau haute température alimente le centre-ville et le secteur de la gare. Les deux réseaux sont reliés par une centrale de pompes à chaleur à Ebnet, qui élève le niveau de température du bas au haut niveau. Des pompes à chaleur décentralisées assurent cette fonction locale-

## FONCTIONNEMENT EN ÉTÉ



ment pour les consommateurs raccordés au réseau anergétique.

Le couplage sectoriel s'opère via les pompes à chaleur, qui constituent le lien entre les secteurs électrique et thermique. Les réseaux thermiques sont généralement pilotés en mode thermique — mais l'inertie thermique des accumulateurs tampons, du stockage saisonnier et de la distribution offre un potentiel de flexibilité considérable. Les pompes à chaleur peuvent fonctionner précisément lorsque l'électricité est bon marché ou que des surplus photovoltaïques sont disponibles, et être modulées à la baisse en périodes de pointe. En été, la chaleur fatale excédentaire de l'ARA régénère le champ de sondes géothermiques — transférant ainsi cette énergie vers l'hiver, où la température de stockage plus élevée rend les pompes à chaleur plus efficaces et maintient la chaleur de l'ARA disponible à la demande.

#### MISE EN ŒUVRE TECHNIQUE

L'ARA de Herisau fournit 19.3 GWh/an de chaleur fatale, extraite via deux échangeurs thermiques de 800 kW chacun. La centrale de pompes à chaleur d'Ebnét (2.5 MWél) assure la liaison entre les deux réseaux ; des pompes à chaleur décentralisées (env. 1.5 MWél) élèvent le niveau de température chez les consommateurs du réseau an-

ergétique. La chaufferie bois de Nordhalde (12.9 GWh/an) couvre les pointes de charge hivernales. Le champ de sondes géothermiques sert de stockage thermique saisonnier d'une capacité d'environ 12 GWh ; l'étude de faisabilité a analysé des variantes avec 317 et 401 sondes à des profondeurs de 300 à 400 m. Des accumulateurs tampons techniques complètent le système à la centrale de pompes à chaleur (env. 3 MWh) et à la chaufferie bois (env. 1.5 MWh). En été, le réseau anergétique peut également fournir du froid (besoin : 500 MWh/an).

#### LOCALISATION ET ACTEURS

Herisau offre une combinaison distinctive de haute densité thermique en centre-ville, de potentiels de chaleur fatale industrielle dans la zone ARA/Bachwis et de sites adaptés pour les installations centrales et le stockage. La proximité de l'ARA, de la zone industrielle, du secteur de la gare et d'Ebnét permet une architecture système techniquement cohérente. Des centres de données prévus dans la zone pourraient apporter à l'avenir des potentiels supplémentaires en chaleur fatale et en froid.

Les contraintes de planification incluent les conduites existantes, la route nationale, d'éventuels sites contaminés et les procédures d'autorisation ; des synergies existent avec des projets d'infrastructure en cours

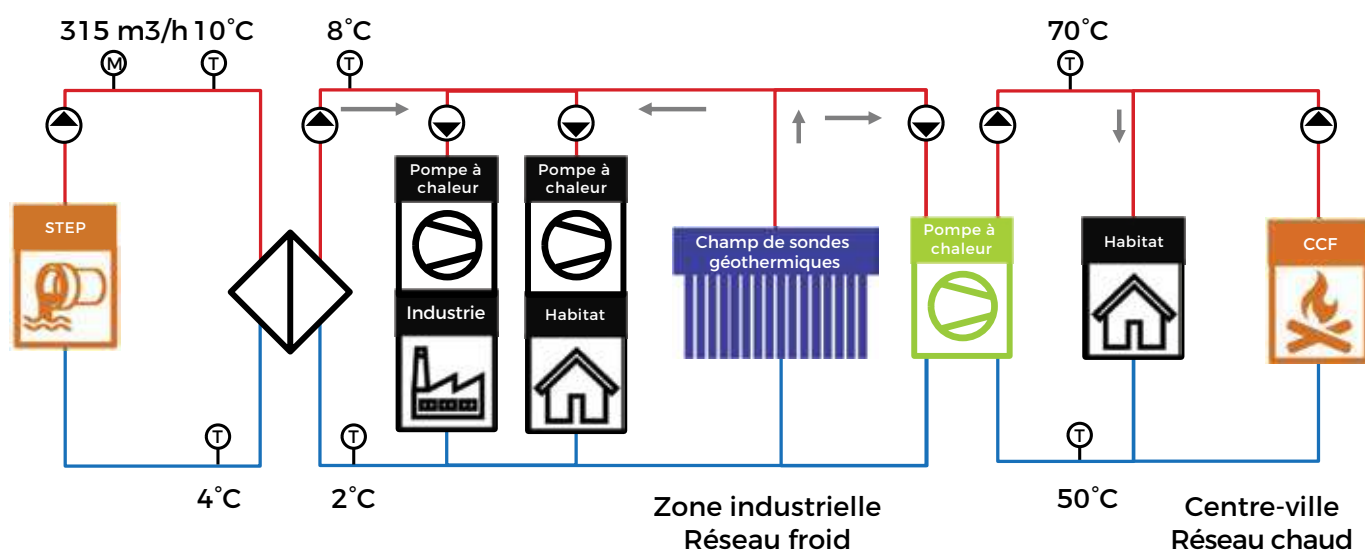
#### FONCTIONNEMENT EN HIVER

Fournisseur

Consommateur

Stockage

Convertisseur





## CHIFFRES CLÉS

|                                        |                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Besoin en chaleur:</b>              | ARA/Industrie : 14.6 GWh/an   Centre : 28 GWh/an                                                                                                                      |
| <b>Besoin en froid:</b>                | 500 MWh/an                                                                                                                                                            |
| <b>Sources de chaleur:</b>             | Chaleur fatale ARA 19.3 GWh/an   Centrale PAC 15.1 GWh/an   Chaufferie bois 12.9 GWh/an                                                                               |
| <b>Puissance électrique installée:</b> | Centrale PAC 2.5 MWél   PAC décentralisées env. 1.5 MWél                                                                                                              |
| <b>Stockage saisonnier:</b>            | Champ de sondes géothermiques env. 12 GWh thermiques                                                                                                                  |
| <b>Accumulateurs tampons:</b>          | Centrale PAC env. 3 MWh   Chaufferie bois env. 1.5 MWh                                                                                                                |
| <b>CAPEX:</b>                          | CHF 39 millions                                                                                                                                                       |
| <b>Réduction CO<sub>2</sub>:</b>       | env. 40 000–50 000 t CO <sub>2</sub> /an (estimation : 220 GWh de chaleur fossile × facteurs de conversion gaz/mazout ; non encore confirmé par le porteur de projet) |
| <b>Avancement du projet:</b>           | Projet préliminaire (étude de faisabilité achevée)                                                                                                                    |

pour le tracé et les infrastructures cyclables. La SAK est l'acteur central en tant que contractant, maître d'ouvrage et futur exploitant. La commune de Herisau est la collectivité publique initiatrice. Weisskopf Partner GmbH a conduit l'étude de faisabilité et est responsable de la planification CVC, de l'expertise en réseau électrique et de l'intégration de la flexibilité ; Sollberger Ingenieure GmbH assure la planification MSRL et le système de conduite de réseau.

### AVANTAGES, DÉFIS ET POTENTIEL DE RÉPLICATION

La valeur centrale réside dans la combinaison de la décarbonation et de la flexibilité. Le remplacement de la chaleur fossile par la chaleur fatale de l'ARA, la géothermie et la biomasse réduit substantiellement les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur thermique. Parallèlement, le système peut réagir aux prix variables de l'électricité grâce à la gestion de la demande via les pompes à chaleur, lisser les surplus photovoltaïques en été et soulager le réseau électrique en période de forte demande. Le stockage saisonnier dans le champ de sondes transfère la chaleur estiva-

le de l'ARA vers la saison de chauffe, là où elle est le plus nécessaire.

Les défis résident dans l'investissement en capital élevé, la coordination entre plusieurs acteurs et les contraintes de planification. L'évolution des cadres réglementaires pour les marchés de flexibilité électrique constitue un paramètre de planification aux développements encore ouverts — mais qui doit être anticipé tôt, afin que les interfaces nécessaires soient intégrées au réseau dès la conception.

Le potentiel de réplication ne réside pas dans la reproduction à l'identique de la conception technique, mais dans la méthodologie : identifier les sources locales de chaleur fatale, choisir la structure de réseau adaptée, intégrer le stockage dès le départ et traiter la flexibilité comme un paramètre de conception — et non comme une option de modernisation ultérieure. Cette approche est transposable à de nombreuses communes suisses disposant d'une forte densité thermique et de sources de chaleur fatale disponibles. ■

# Sondes géothermiques durables grâce à la régénération par collecteurs PVT

**Timon Wanzenried**

B-Solartec AG

Les sondes géothermiques (SG) exploitent la chaleur stockée dans le sol pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire. Couplées à une pompe à chaleur, elles fonctionnent de manière très efficace, nécessitent peu de place et permettent même un rafraîchissement passif agréable en été. Les sondes géothermiques sont considérées comme renouvelables, respectueuses de l'environnement, sans CO<sub>2</sub>, durables — et presque inépuisables.

Mais le sont-elles vraiment ?

Si la Terre recèle d'énormes températures en son cœur, le flux géothermique remontant en surface est environ 250 fois inférieur à la quantité de chaleur qu'une sonde active extrait sur plusieurs années. Sans mesures com-

pensatoires, le sol se refroidit lentement mais continuellement.

Les sondes sont aujourd'hui dimensionnées pour que la température du sol ne descende pas en dessous de -1,5 °C après 50 ans de fonctionnement. Mais que se passe-t-il ensuite ? Et que se passe-t-il lorsque de plus en plus de sondes sont installées à proximité les unes des autres dans un même quartier ?

C'est exactement ce qui s'observe en Suisse. Le nombre de forages augmente fortement depuis plusieurs années. Ce développement est pertinent d'un point de vue énergétique et constitue une étape importante pour la transition énergétique. Mais dans les zones densément peuplées, des installations de plus en plus nom-

breuses se disputent le même sous-sol. Les spécialistes parlent déjà de stress de densité : les sondes voisines s'influencent mutuellement et accélèrent le refroidissement du terrain.

Pour que les sondes géothermiques restent durables à long terme, il faut restituer régulièrement de la chaleur au sol. Ce processus est appelé régénération de la sonde. L'objectif est de réinjecter dans le sol l'énergie extraite et de stabiliser ainsi la température de la source de chaleur dans la durée.

Plusieurs sources de chaleur sont disponibles pour cette régénération.

#### Chaleur provenant de l'environnement :

- Collecteurs solaires hybrides (PVT)
- Capteurs solaires thermiques
- Échangeurs thermiques air extérieur

#### Chaleur provenant du bâtiment :

- Rafrâichissement passif du bâtiment (GeoCooling)
- Chaleur résiduelle de climatisations, ventilations, salles serveurs ou autres installations techniques

#### COUPLAGE SECTORIEL DANS UN SEUL COMPOSANT

La surface disponible, tant en toiture que dans les espaces extérieurs, est une ressource de plus en plus rare. Les toits sont aujourd'hui généralement déjà occupés par des installations photovoltaïques, tandis que les espaces extérieurs ne permettent souvent pas l'installation de

systèmes techniques supplémentaires — pour des raisons esthétiques, économiques ou réglementaires.

C'est pourquoi des solutions combinant plusieurs fonctions sur une même surface sont recherchées. B-Solartec AG utilise des collecteurs solaires hybrides (PVT) qui répondent précisément à cette exigence : ils produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur. L'électricité est consommée directement ou injectée dans le réseau ; la chaleur sert à régénérer la sonde géothermique. Aucune surface de toit ou de terrain supplémentaire n'est donc nécessaire pour des capteurs thermiques séparés ou d'autres systèmes de régénération.

Au contraire : avec des modules PVT, le rendement énergétique total d'une surface de toit — électricité et chaleur utile combinées — peut être multiplié par plus de trois par rapport à une installation photovoltaïque classique. Alors que les modules PV conventionnels convertissent environ 20 % du rayonnement solaire en électricité, les modules PVT atteignent un rendement global de 80 à 90 % grâce à la récupération de chaleur supplémentaire.

En face, les modules PVT fonctionnent comme des panneaux photovoltaïques classiques. Au dos, un absorbeur capte également la chaleur du rayonnement solaire et de l'air ambiant.

Cette chaleur convient particulièrement bien à la régénération des sondes géothermiques, car elle est disponible à un niveau de température relativement





bas. La majeure partie de la régénération a lieu en été, lorsque la chaleur est disponible en surplus. Un système de régulation développé spécialement permet d'injecter de la chaleur dans le sol pendant les autres saisons. Autre avantage : en période de chauffe, le fluide froid revenant de la pompe à chaleur vers la sonde peut d'abord être acheminé dans les modules PVT, où il est préchauffé avant de retourner dans la sonde. Cela réduit l'extraction de chaleur du sol et ménage la sonde.

### LES AVANTAGES D'UNE SONDE RÉGÉNÉRÉE

La régénération active apporte des avantages tant techniques qu'économiques :

- Des températures plus élevées dans la sonde améliorent l'efficacité de la pompe à chaleur et réduisent les coûts d'exploitation.
- Les performances de la sonde sont maintenues au-delà des 50 ans de conception.
- L'utilisation durable du sous-sol est assurée sur le long terme.
- Selon le projet, les forages peuvent être moins profonds ou les sondes installées à des distances plus faibles.
- La combinaison chauffage, rafraîchissement, production d'électricité et régénération augmente la valeur globale de l'installation énergétique.

### EXEMPLES DE PROJETS

**Wil, Untere Bahnhofstrasse** — immeuble mixte commercial et résidentiel (construction neuve, toit plat avec végétalisation extensive) : 386 collecteurs hybrides, 164 kWp électrique / 376 kWp thermique ; 18 sondes de 250 m ; taux de régénération env. 75 %.

**Winterthur, Hündlerstrasse** — ensemble résidentiel (bâtiment existant, toit en pente, installation ajoutée) : 249 collecteurs hybrides, 107 kWp électrique / 244 kWp thermique ; 13 sondes ; régénération env. 85 %.

**Villa Küssnacht** — bâtiment résidentiel (installation intégrée en toiture) : 38 capteurs hybrides, 12,7 kWc électriques / 28,5 kWc thermiques ; réduction de 30 % de la longueur des sondes géothermiques.

### CONCLUSION

Les sondes géothermiques constituent un élément essentiel de la transition énergétique. Pour qu'elles conservent leurs avantages sur plusieurs décennies, elles doivent être considérées comme des systèmes de stockage d'énergie et régénérées régulièrement. Les collecteurs solaires hybrides (PVT) associent production d'électricité et restitution de chaleur en un seul système — une contribution décisive à une utilisation durable de la géothermie à long terme. ■



# Refroidissement par chaleur résiduelle pour centres de données et industrie

**Silvan Suter**

Thermal Transformer AG

## CONTEXTE & MOTIVATION

La demande d'électricité pour le refroidissement croît rapidement. En 2024, les centres de données en Suisse ont consommé environ 2,1 TWh d'électricité, soit environ 3,6 % de la consommation nationale totale ; une étude commandée par SuisseEnergie (OFEN) prévoit une hausse à 2,5–3,2 TWh d'ici 2030. Une grande partie de cette consommation est imputable au refroidissement de l'infrastructure serveur. Dans le même temps, les centres de données génèrent en permanence de la chaleur résiduelle — par exemple provenant du refroidissement liquide des racks GPU modernes — que la technologie de Thermal Transformer AG permet d'utiliser sur place

pour refroidir le reste de l'infrastructure informatique, sans avoir à consommer d'électricité supplémentaire : la chaleur résiduelle du centre de données alimente ainsi son propre refroidissement. Un second domaine d'application indépendant concerne l'industrie : dans les installations de compression de gaz, une grande partie de la chaleur de process est perdue sous forme de chaleur résiduelle inutilisée, qui peut également être valorisée pour produire du froid. Thermal Transformer AG développe pour ces deux applications un refroidisseur à adsorption qui convertit directement la chaleur résiduelle basse température en puissance frigorifique, remplaçant largement les refroidisseurs électriques.

## CONCEPT ÉNERGÉTIQUE & LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Le refroidisseur couple les secteurs thermique et électrique en utilisant l'énergie thermique — chaleur résiduelle à partir de 45 °C — comme énergie d'entraînement pour la production de froid au lieu de l'électricité. Plutôt que d'évacuer inutilement la chaleur résiduelle ou de l'injecter dans un réseau de chaleur à distance, elle est convertie directement sur place en froid et couvre les besoins de refroidissement de l'infrastructure informatique ou des processus industriels. Cela réduit la consommation d'électricité pour le refroidissement jusqu'à 30 % dans les centres de données et diminue les besoins énergétiques des installations de compression de gaz jusqu'à 15 %, soulageant ainsi les réseaux électriques locaux et fermant le cycle chaleur-froid directement sur site.

## COMPOSANTS TECHNIQUES

Contrairement à un refroidisseur électrique classique, un refroidisseur à adsorption ne nécessite pas de compresseur électrique. À la place, un matériau spécial — un sorbant — est alternativement chargé et déchargé : lorsque le matériau adsorbe de la vapeur d'eau, du froid est produit ; lorsqu'il est ensuite à nouveau « séché » avec de la chaleur, il est prêt pour le cycle suivant. Thermal Transformer AG a développé pour ce processus une technologie de revêtement nouvelle et particulièrement rapide (Rapid Thermal Swing Adsorption, RTSA), qui permet d'utiliser efficacement une chaleur résiduelle comparativement basse dès 45 °C pour produire du froid — nettement inférieure aux systèmes actuellement disponibles sur le marché. Le résultat est un refroidisseur compact d'une puissance frigorifique de 100–200 kW, qui utilise l'eau comme frigorigène, évite les frigorigènes nocifs pour le climat et ouvre un large spectre de sources de chaleur résiduelle grâce à sa basse température d'entraînement.

## SITE & CONDITIONS-CADRES

Le projet est ancré en Suisse orientale : Thermal Transformer AG a son siège à Pfäffikon SZ, Konvekta AG (fabrication des échangeurs de chaleur) à Saint-Gall, et Burckhardt Compression AG (validation industrielle)



## Burckhardt Compression AG

à Winterthur. Les marchés cibles comprennent également des sites de centres de données européens, où les fortes densités de puissance par rack et les goulots d'étranglement du réseau rendent particulièrement aiguë la demande de refroidissement par chaleur résiduelle.

## ACTEURS IMPLIQUÉS

Le consortium réunit recherche et industrie : SPF-OST – Haute école spécialisée de Suisse orientale (conception du système, technique du vide) et HEIG-VD – Haute École d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (conception des évaporateurs/condenseurs) comme partenaires de recherche ; Thermal

## Chiffres clés & KPIs

|                                           |                                                                               |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Puissance frigorifique</b>             | 100 kW (entraînement 45 °C, centres de données) / 200 kW (75 °C, industrie)   |
| <b>Chaleur d'entraînement</b>             | 200 kW à partir de 45 °C — température d'entraînement la plus basse du marché |
| <b>Volume du système</b>                  | 5 m <sup>3</sup>                                                              |
| <b>Réduction d'électricité</b>            | jusqu'à 30 % (centres de données) / jusqu'à 15 % (industrie)                  |
| <b>Économies de CO<sub>2</sub></b>        | env. 42 t/an par unité de 100 kW                                              |
| <b>Réduction TCO (centres de données)</b> | 51 % sur 10 ans                                                               |
| <b>Réduction TCO (industrie)</b>          | 84 % sur 20 ans                                                               |

Transformer AG (intégration système, technologie de revêtement, direction de projet), Konvekta AG (fabrication des échangeurs de chaleur) et Burckhardt Compression AG (intégration industrielle et distribution) comme partenaires de mise en œuvre.

### ÉTAT ACTUEL

Le projet est mis en œuvre dans le cadre d'un projet d'innovation Innosuisse. L'objectif est de faire progresser la technologie RTSA du stade de laboratoire précoce à la démonstration industrielle. À cet effet, un démonstrateur de 10 kW sera d'abord construit et caractérisé à l'SPF-OST à Rapperswil, avant d'être exploité et validé sur le terrain d'essai industriel de Burckhardt Compression à Winterthur avec de la vraie chaleur résiduelle de compresseur. Sur cette base, la transition vers une installation pilote de 100 kW est prévue d'ici fin 2027.

### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Pour les centres de données, le principal levier économique est la puissance de raccordement au réseau : celle-ci est aujourd'hui souvent le facteur limitant pour l'expansion d'un site, et non la surface disponible. Comme le refroidissement par chaleur résiduelle fonctionne pratiquement sans consommation d'électricité supplémentaire, un nombre nettement plus élevé de racks serveurs peut être exploité avec le même raccordement — un avantage économique direct pour les opérateurs qui atteindraient sinon leur limite de raccordement.

Dans le contexte industriel, l'utilisation de la chaleur résiduelle des compresseurs pour pré-refroidir le gaz d'aspiration — comme le gaz naturel dans les installations GNL, le CO<sub>2</sub> ou l'hydrogène — augmente l'efficacité des installations de compression de gaz : un gaz plus froid nécessite moins d'énergie pour être comprimé, ce qui réduit la consommation d'électricité et se traduit directement par des coûts d'exploitation plus bas.

### BÉNÉFICES & DÉFIS

Les bénéfices résident dans la réduction drastique de la consommation d'électricité pour le refroidisse-

ment, le soulagement des réseaux de distribution saturés et un coût total de possession nettement inférieur à celui des refroidisseurs électriques. La technologie utilise également l'eau comme frigorigène et évite les frigorigènes nocifs pour le climat. Les principaux défis sont de nature commerciale : les cycles d'approvisionnement et de décision sont longs tant sur le marché des centres de données que dans le secteur industriel, et les opérateurs d'infrastructures critiques de refroidissement répugnent à adopter une technologie pas encore établie sur le marché. La mise en place des premières installations pilotes avec des clients de référence réputés est donc déterminante pour créer la confiance, démontrer l'expérience opérationnelle et ouvrir la voie à une commercialisation plus large.

## ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

Le projet s'appuie sur deux décennies de recherche IBM ainsi que sur des projets précurseurs (THRIVE, RTSA-Carbon-Capture) et montre que l'intégration étroite de partenaires de recherche (SPF-OST, HEIG-VD) avec des partenaires spécialisés de fabrication et de marché (Konvekta, Burckhardt Compression) est essentielle pour amener une technologie du laboratoire à la maturité industrielle. Comme la solution est modulairement évolutive (de quelques kW à plusieurs MW) et fonctionne indépendamment du secteur partout où de la chaleur résiduelle basse température dans la plage 45–90 °C est disponible, son potentiel de réplication en Suisse est important : en plus des centres de données et des installations de compression de gaz, la technologie convient également à l'alimentation de réseaux de froid locaux (froid à distance) qui approvisionnent plusieurs bâtiments ou un site entier en froid à partir d'une chaleur résiduelle partagée — par exemple sur des sites à usage mixte combinant utilisations industrielle, commerciale et résidentielle. La technologie contribue ainsi concrètement au couplage sectoriel au niveau du site et de l'installation. ■

# Niveau: Commune

Les communes jouent un rôle central dans la transition énergétique de la Suisse, à la fois comme propriétaires d'infrastructures et comme initiatrices de solutions résilientes face au climat. Les projets suivants montrent comment les autorités locales font avancer des concepts énergétiques innovants, souvent en partenariat avec des acteurs privés et la population. De l'approvisionnement en chaleur décentralisé à la planification énergétique intégrée, ces initiatives sont évolutives, reproductibles et alignées sur les objectifs de zéro émission nette à long terme.





# Les Services industriels de Saint-Gall : un système énergétique intelligent prend forme

**St.Galler Stadtwerke (sgsw)**

gazenergie / Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG)

## CONTEXTE & MOTIVATION

La ville de Saint-Gall a inscrit dans son règlement communal l'objectif de devenir climatiquement neutre d'ici 2050. Le concept énergétique 2050 (EnK2050) sert depuis vingt ans d'instrument de planification central pour atteindre cet objectif ambitieux. Les Services industriels de Saint-Gall (sgsw) ont développé une vision énergétique qui appréhende le système dans sa glo-

balité et mettent en œuvre de nombreuses mesures prévues dans l'EnK2050.

La «centrale virtuelle de Saint-Gall» est la vision d'un approvisionnement énergétique intelligemment interconnecté pour l'avenir. De nombreuses sources d'énergie décentralisées — installations photovoltaïques, réseaux de chaleur, stockages, véhicules électriques et

consommateurs flexibles — sont reliées numériquement et gérées conjointement. De ces installations individuelles naît un système global performant qui coordonne de manière optimale électricité, chaleur et mobilité. L'objectif est d'utiliser l'énergie produite localement de la manière la plus efficace possible, de soulager le réseau électrique, d'accroître la sécurité d'approvisionnement et de faire progresser la décarbonation de la ville. Le «QuartierLab Russen/Hof» sert de terrain d'essai pour développer et expérimenter cette forme d'approvisionnement énergétique tourné vers l'avenir.

### CONCEPT ÉNERGÉTIQUE & LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Le projet «QuartierLab Russen/Hof» repose sur le principe du couplage sectoriel, toutes les composantes pilotables étant optimisées conjointement : installations PV, centrales de cogénération (CHP), stockages thermiques, pompes à chaleur, chauffage de proximité (réseau de chaleur GSG), infrastructure de recharge pour véhicules électriques, consommateurs pilotables et systèmes numériques de mesure et de contrôle.

Pour atteindre une optimisation, plusieurs paramètres doivent être pris en compte simultanément : prévisions météorologiques, prévisions de consommation, production photovoltaïque, limites réseau, niveaux de stockage thermique et états de charge des véhicules électriques. L'énergie doit être utilisée autant que possible là où elle est produite, avec le taux d'auto-suffisance le plus élevé possible. Toutes les flexibilités disponibles sont mobilisées de manière coordonnée.

Dans le «QuartierLab Russen/Hof», les sgsw ne visent plus l'optimisation d'installations individuelles, mais cherchent à acquérir de l'expérience avec un système énergétique intégré à l'échelle du quartier, dans des bâtiments existants et dans des conditions réelles — à l'image d'un laboratoire où l'on mesure, teste, analyse, calibre et expérimente en permanence.

### COMPOSANTES TECHNIQUES

La production d'électricité est assurée par des installations photovoltaïques et des centrales de cogénéra-

tion. La production de chaleur s'appuie sur le réseau énergétique d'energienetz GSG AG, des centrales de cogénération (à terme avec du biogaz, des gaz de synthèse ou de l'hydrogène), des stockages thermiques et des pompes à chaleur. Le stockage repose actuellement sur des stockages thermiques; des grands stockages par batteries sont prévus à l'avenir. La mobilité est intégrée dans la gestion de la flexibilité, avec à terme un pilotage intelligent des bornes de recharge.

Le modèle de distribution repose sur des groupements d'autoconsommation (ZEV / vZEV) et des communautés d'électricité locales (CEL). Une plateforme de données dédiée (DataHub / API) coordonne l'ensemble des flux d'énergie et des processus de contrôle.

### SITES & CONDITIONS-CADRES

Le cluster initial se situe dans le quartier Winkeln/Hof-Chräzeren à l'ouest de Saint-Gall et comprend 29 immeubles d'habitation collectifs des années 1970 et 1990 dans les «Russen» et le «Hof» voisin, avec une extension prévue à l'ensemble du quartier. Le site réunit des conditions idéales : des bâtiments existants for-





mant un ensemble largement continu de près de 290 unités de logement. Les propriétés sont équipées d'installations photovoltaïques, de centrales de cogénération ou de pompes à chaleur, ainsi que de bornes de recharge. Les propriétaires sont fortement impliqués et font preuve d'une grande volonté de participation. Le quartier étant habité, les solutions peuvent être testées dans les conditions réelles du quotidien plutôt que simplement simulées.

#### ACTEURS DU PROJET

Le projet a été mis sur pied sous forme de partenariat public-privé, avec pour objectif une collaboration entre la puissance publique et des entreprises privées partageant ressources et savoir-faire. Il a été initié par les Services industriels de Saint-Gall (sgsw). Les pro-

priétaires et gestionnaires des immeubles mettent leurs bâtiments et installations à disposition et servent d'intermédiaires avec les clients finaux. Participent également la ville de Saint-Gall, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN, projet pilote et de démonstration dans le domaine de la gestion de la flexibilité et des congestions), ainsi que des partenaires technologiques spécialisés dans les algorithmes et les systèmes de contrôle.

#### ÉTAT D'AVANCEMENT

Le projet a officiellement démarré au printemps 2024 et se trouve depuis lors en phase de mise en œuvre. Les sgsw considèrent le «QuartierLab Russen/Hof» comme un environnement dans lequel des solutions peuvent être testées et des expériences accumulées sur une longue durée. Dans l'esprit d'un processus d'amélioration continue, des composantes techniques et numériques supplémentaires sont intégrées progressivement. Aucune date de clôture n'a été fixée. Les étapes comprennent l'évaluation et la définition des paramètres du projet, la mise en place du laboratoire réel, l'intégration des systèmes de mesure et le lancement de l'exploitation pilote — parallèlement au développement continu des algorithmes et à l'intégration de nouvelles composantes.

#### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

La logique économique repose moins sur la vente d'énergie supplémentaire que sur l'optimisation du système global. Les principaux flux de création de

| CHIFFRES CLÉS & KPI               |                                                |
|-----------------------------------|------------------------------------------------|
| Bâtiments dans le cluster initial | 29                                             |
| Installations photovoltaïques     | 10 systèmes, 805 kWc au total                  |
| Production PV                     | environ 740 MWh/an                             |
| Places de stationnement pour VE   | 43 préparées, 20 bornes actives                |
| Centrales de cogénération         | 9 unités, ~350 kWél / ~640 kWth                |
| Production cogénération           | ~1 500 MWh électricité / ~3 700 MWh chaleur/an |
| Unités de logement                | près de 290                                    |
| Démarrage du projet               | printemps 2024                                 |

valeur se manifestent dans un taux d'autoconsommation plus élevé, une moindre dépendance au réseau et, corollairement, une réduction des besoins en énergie de réglage. La meilleure utilisation de l'infrastructure existante se traduit également par un besoin moindre ou différé en renforcement du réseau.

La possibilité d'utiliser les capacités réseau de manière plus efficiente, de reporter ou d'éviter les investissements dans le renforcement du réseau et de commercialiser la flexibilité comme facteur de différenciation est particulièrement intéressante.

### BÉNÉFICES & DÉFIS

Le projet génère des avantages économiques, écologiques et techniques pour le réseau. Une gestion optimisée des flexibilités réduit les coûts d'énergie de réglage, améliore l'utilisation des actifs existants et augmente les taux d'autoconsommation. Une utilisation accrue de l'énergie solaire produite localement et l'optimisation intersectorielle de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité réduisent les émissions de CO<sub>2</sub>. La gestion active des congestions et le contrôle coordonné des charges améliorent également la sécurité d'approvisionnement.

Ces avantages s'accompagnent de défis importants. Les règles de marché actuelles ne reflètent pas en-



core pleinement les flexibilités intersectorielles. Sur le plan technique, l'intégration de nombreux systèmes hétérogènes, la qualité des prévisions et l'interopérabilité entre composantes et plateformes constituent des enjeux majeurs. Sur le plan organisationnel, le projet exige la coordination de nombreux acteurs et des règles claires en matière de protection des données et de gouvernance opérationnelle.

## ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

Les enseignements tirés confirment le potentiel d'une exploitation intégrée et intersectorielle à l'échelle du quartier. Il a été démontré que les flexibilités issues de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité peuvent être coordonnées pour accroître l'autoconsommation et réduire la charge du réseau. Les algorithmes d'optimisation prévisionnelle se sont avérés efficaces pour détecter précocement les congestions locales. Par ailleurs, une gestion locale de l'énergie peut être largement automatisée sans interventions manuelles continues.

L'approche présente un potentiel de réplication considérable pour les quartiers suisses — en particulier là où la pénétration du photovoltaïque, des pompes à chaleur et de la mobilité électrique est élevée et où des compteurs intelligents sont déployés. Le développement du cadre réglementaire via les CEL et les vZEV crée les conditions supplémentaires pour exploiter les potentiels de flexibilité de manière plus économique et transférer l'architecture système à d'autres cas d'application. ■



# PowerPyramid – Micro-centrale hybride éolienne-solaire pour l’approvisionnement énergétique décentralisé

**Frido Stutz**

NewGreenTec International AG

## CONTEXTE ET CONCEPT ÉNERGÉTIQUE

La PowerPyramid a été développée pour valoriser des surfaces de toits plats et d’infrastructures jusqu’alors inexploitées en vue d’une production d’électricité décentralisée tout au long de l’année. Les installations

photovoltaïques classiques atteignent leurs rendements les plus élevés en journée et pendant les mois d’été ; la nuit, par temps couvert et en hiver, un besoin en production d’énergie renouvelable reste insatisfait. Le système répond à cette problématique en combinant directement une éolienne à axe vertical indépendante de la direction du vent avec des modules photovoltaïques inclinés sur une structure porteuse pyramidale

commune — énergie éolienne et solaire sont exploitées sur la même petite surface, et leurs profils de production complémentaires se combinent.

L’électricité produite est consommée en priorité directement dans le bâtiment ou le site raccordé. Les surplus peuvent charger un accumulateur, alimenter des véhicules électriques, faire fonctionner des pompes à chaleur ou être distribués à d’autres consommateurs dans le cadre de structures CAC (communauté d’autoconsommation) ou CEL (communauté d’énergie locale). Plusieurs secteurs peuvent ainsi être reliés : les bâtiments résidentiels, de bureaux et commerciaux reçoivent de l’électricité locale ; les pompes à chaleur et les systèmes d’eau chaude sont intégrés ; l’infrastructure de recharge pour la mobilité électrique peut être connectée ; et les communautés d’autoconsommation bénéficient d’une source disponible même en dehors des heures de production solaire typiques.

### COMPOSANTS TECHNIQUES

Pour la production éolienne, une éolienne à double axe vertical silencieuse et indépendante de la direction du vent est utilisée, conçue pour les flux d’air variables et turbulents qui se produisent au-dessus des bords de toits et à faible hauteur d’installation. La production solaire est assurée par des modules photovoltaïques inclinés disposés sur la sous-structure pyramidale.

Les principaux composants comprennent : la structure porteuse pyramidale, l’éolienne à double axe vertical avec générateur, les modules photovoltaïques intégrés, les micro-onduleurs, le contrôleur éolien et le tableau de commande, ainsi que le système de monitoring et de lest. La structure commune regroupe tous les composants sur une surface d’environ cinq mètres carrés. Un accumulateur, des pompes à chaleur, une infrastructure de recharge et des systèmes de gestion de l’énergie peuvent être intégrés en option.

### EMPLACEMENT ET CONDITIONS-CADRES

La PowerPyramid convient particulièrement aux surfaces planes jusqu’alors inexploitées — toits plats de bâtiments résidentiels, de bureaux, commerciaux et indus-

triels, ainsi que gaines d’ascenseurs, ponts et structures portantes comparables. Les sites bénéficiant d’une bonne exposition au vent, d’une fréquence éolienne suffisante et d’un faible ombrage sont les plus adaptés. La production énergétique réelle dépend fortement des conditions de vent, de la géométrie du bâtiment et de l’orientation, et doit être évaluée au cas par cas.

La statique du bâtiment constitue un facteur-cadre essentiel. La version standard pèse environ 230 kg sans lest et un peu plus de 520 kg avec lest. Selon la construction du toit, la zone de charge au vent et les exigences cantonales, des vérifications statiques et une procédure d’autorisation sont nécessaires. NewGreenTec coordonne l’analyse de site, l’intégration électrique et la liaison avec les ingénieurs en statique, les électriciens et les autorités de délivrance des permis.

### ÉTAT ACTUEL

La PowerPyramid est proposée comme micro-centrale éolienne-solaire standardisée et configurable selon le projet. La version standard actuelle a une surface de base d’environ 2,3 × 2,2 mètres et une hauteur d’environ 2,5 mètres. Une variante plus grande, la PowerPyramid L, offre une surface de base d’environ 4,6 × 4,6 mètres et une hauteur d’environ 5,5 mètres, combinant huit modules PV de 700 Wc avec une éolienne de 3 kW. D’autres variantes sont disponibles avec des éoliennes différentes, sans éolienne ou sans modules photovoltaïques. Le monitoring, l’intégration de stockage et l’utilisation dans les modèles CEL et CAC sont continuellement développés.

### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Le modèle économique repose principalement sur la réduction des achats d’électricité au réseau grâce à la production locale. La complémentarité temporelle entre éolien et solaire est l’avantage clé : l’énergie éolienne est produite notamment lorsque la production photovoltaïque est faible ou nulle. Cela peut répartir l’autoconsommation sur davantage d’heures de la journée et de l’année, et réduire la capacité de stockage nécessaire.

La durée d’amortissement est fortement dépendante du site. Les facteurs déterminants sont la disponibilité du



## CHIFFRES CLÉS

|                                       |                                                                                                          |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Surface au sol (standard):</b>     | env. 2,3 × 2,2 m (environ 5 m²), hauteur env. 2,5 m                                                      |
| <b>Poids:</b>                         | env. 230 kg (sans lest) / env. 520 kg (avec lest)                                                        |
| <b>PowerPyramid S:</b>                | environ 2 000 Wc de puissance nominale ; jusqu’à env. 2 500 kWh de production annuelle sur de bons sites |
| <b>PowerPyramid L:</b>                | huit modules PV de 700 Wc, éolienne de 3 kW ; surface env. 4,6 × 4,6 m, hauteur env. 5,5 m               |
| <b>Durée de vie technique prévue:</b> | env. 20–30 ans                                                                                           |

vent, le profil d’autoconsommation, les tarifs d’électricité, la rémunération de l’énergie excédentaire et les coûts d’autorisation. Les sites présentant une consommation élevée de jour comme de nuit et une bonne exposition au vent en toiture sont les plus intéressants économiquement.

## AVANTAGES ET DÉFIS

La PowerPyramid exploite l’énergie éolienne et solaire sur la même petite surface et étend la production locale d’électricité aux périodes de faible ou d’absence d’ensoleillement. L’éolienne à axe vertical indépendante de la direction du vent est conçue pour les flux d’air vari-

ables en toiture et ne nécessite pas d’orientation active. L’installation par lestage peut réduire les interventions sur l’étanchéité du toit, dans la mesure où la statique et la charge au vent le permettent.

Des défis subsistent. Le rendement éolien réel sur les bâtiments est fortement dépendant du micro-site et doit être évalué par une analyse de site, une mesure ou une simulation avant tout investissement. Le bruit, la visibilité, les turbulences et les exigences locales d’autorisation peuvent influencer la faisabilité. La statique du toit, la résistance aux tempêtes, les concepts de protection électrique et l’intégration des composants nécessitent une planification soignée.

## POTENTIEL DE RÉPLICATION ET POINTS D’ATTENTION

Le potentiel de réplication est important, notamment sur les toits plats de bâtiments résidentiels, de bureaux, commerciaux et industriels. Les gaines d’ascenseurs, ponts et autres infrastructures portantes peuvent également offrir des surfaces d’installation adaptées lorsque les conditions de vent, de statique, de sécurité et d’autorisation sont réunies.

Une analyse minutieuse du micro-site est un facteur de succès essentiel. Quelques mètres de différence de position sur un toit peuvent modifier significativement l’écoulement d’air, les turbulences, l’ombrage et le rendement. L’intégration précoce des ingénieurs en statique, des électriciens, des gestionnaires de réseau et des autorités d’autorisation est tout aussi importante. Les systèmes de stockage doivent être dimensionnés sur la base de données mesurées de production et de consommation.

La PowerPyramid suit une approche modulaire pour l’approvisionnement énergétique décentralisé : énergie éolienne et solaire combinées sur une petite surface, étendues en option avec stockage et gestion de l’énergie, et intégrées dans des structures d’autoconsommation, CAC ou CEL. Le système peut contribuer à la production d’électricité hivernale, à une plus grande autonomie locale et à une meilleure valorisation des infrastructures bâties existantes. ■

# De la rénovation de ventilation au réseau de chaleur — comment une piscine couverte a lancé la transition énergétique d'Allschwil

**Andreas Dill**

Commune d'Allschwil

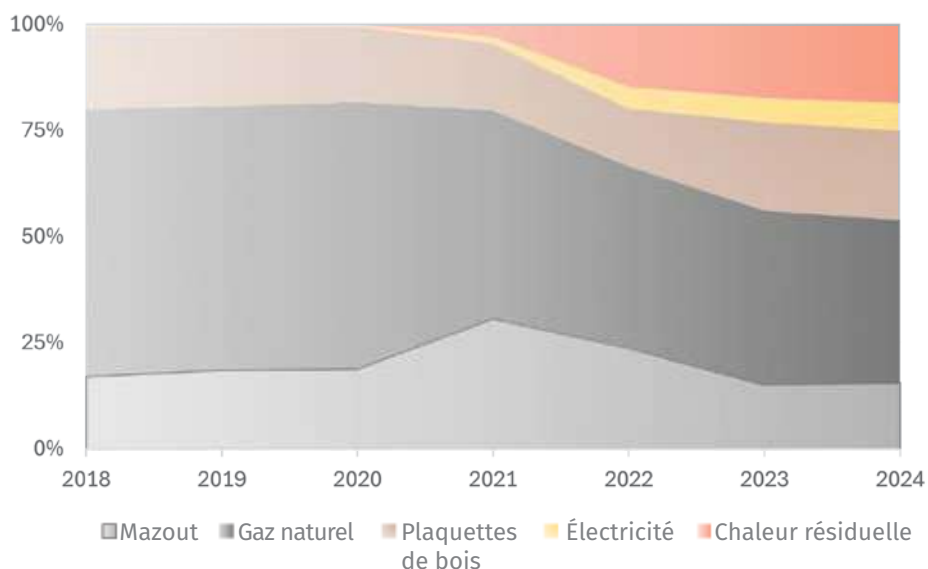
Lorsqu'en 2019 la rénovation de l'installation de ventilation de la piscine couverte du centre scolaire de Neuallschwil s'est imposée, personne n'aurait imaginé que ce projet en apparence banal permettrait à la commune d'Allschwil de se mettre en bonne posture pour atteindre les objectifs de la stratégie climatique 2050.

Dès la phase de conception, la conviction s'est rapidement imposée qu'un simple remplacement des gaines de ventilation serait insuffisant — tant au regard des exigences en matière d'efficacité énergétique que des objectifs climatiques de la commune. Un bureau spécialisé a donc été mandaté pour planifier une rénovation globale, avec pour objectif de récupérer la chaleur

fatale importante générée par la ventilation de la piscine. HLK Consulting, à Dornach, s'est révélé un partenaire qui ne se satisfait pas de solutions standard, mais cherche toujours des approches pragmatiques, originales et efficaces. La planification a montré que de nouveaux groupes de ventilation permettraient d'améliorer sensiblement l'efficacité énergétique. Problème : ces groupes se trouvent en sous-sol, directement sous le bassin. Les poser par le haut en perçant le fond du bassin aurait été simple, mais aurait nécessité une fermeture prolongée de la piscine. L'alternative — les installer latéralement depuis l'extérieur — aurait requis l'excavation d'un grand puits temporaire, ce qui représentait un coût considérable.



**Fig. 1 :** La centrale bois «Neuallschwil».



**Fig. 2 :** Grâce à la réalisation de ce réseau de chaleur et au remplacement des producteurs de chaleur fossile qui en découle, la part d'énergie thermique fossile dans les 8 réseaux existants a pu être réduite de plus de 80% à près de 50%.

### UN PROBLÈME DEVIENT UNE OPPORTUNITÉ

La question s'est alors posée : faut-il renoncer à l'amélioration de l'efficacité énergétique, ou existe-t-il une autre voie ? Il y en avait une : en supprimant la centrale de chauffage au gaz existante pour la remplacer par une installation de chauffe au bois déchiqueté, l'excavation nécessaire pour l'installation latérale pouvait devenir la fosse de fondation d'une grande centrale bois.

La commune a donc pris contact avec Primeo Energie, l'exploitante du chauffage au gaz existant pour le complexe scolaire, et l'a convaincue du potentiel d'un tel projet. Cette démarche a réussi, d'une part grâce aux relations de longue date entretenues entre la commune et Primeo Energie, et d'autre part parce que Primeo Energie exploitait déjà depuis 2016 une centrale bois à l'école Gartenhof, alimentant en chaleur plusieurs écoles, salles de sport et le quartier adjacent. La commune a également pu présenter des données sur les besoins énergétiques actuels et futurs des quartiers environnants.

### LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE A FAIT LA DIFFÉRENCE

La commune était en effet en train d'élaborer simultanément un plan énergétique communal et pouvait démontrer, cartes à l'appui, que les quartiers environnants présentaient une densité de besoins thermiques

élevée. Plutôt qu'un remplacement à l'identique du chauffage au gaz, Primeo Energie a décidé d'installer deux chaudières à bois et une pompe à chaleur, posant ainsi les bases d'un nouveau réseau de chaleur à distance. Le combustible : du bois naturel de la région.

La commune a profité de cette coopération à plusieurs égards. Premièrement, le complexe scolaire de Neuallschwil — avec la piscine couverte, l'école de musique et une structure d'accueil de jour — a pu être converti aux énergies renouvelables. Deux ans plus tard, deux autres bâtiments administratifs communaux, le centre de pompiers et un abri de protection civile situés à environ un kilomètre ont également été raccordés au réseau. Et — last but not least — grâce à l'étroite collaboration entre la commune et le fournisseur d'énergie, l'installation de récupération de chaleur de la ventilation a été intégrée dans la centrale, de sorte que la chaleur récupérée est injectée dans le réseau et contribue à environ 7% de l'énergie thermique produite.

La combinaison chaudières à bois et pompe à chaleur est également significative sous l'angle du couplage sectoriel : la pompe à chaleur relie le secteur électrique au réseau de chaleur, tandis que la récupération de la chaleur de condensation des fumées des chaudières permet une valorisation énergétique supplémentaire.

Il en résulte un système qui combine intelligemment biomasse locale, chaleur fatale et électricité.

En 2025, 44 biens-fonds étaient déjà raccordés au réseau. La centrale bois fournissait au total près de 6 GWh/an d'énergie thermique renouvelable. Plus de 20 autres propriétés devraient rejoindre le réseau dans les deux prochaines années.

### L'ENVIE D'ALLER PLUS LOIN

Le projet «Centrale bois du centre scolaire de Neuallschwil» peut être qualifié à juste titre de grande réussite, dans laquelle la commune comme Primeo Energie ont su se montrer des partenaires fiables. L'idée de développer un nouveau réseau de chaleur dans la zone commerciale a rapidement germé. La zone convient parfaitement à un réseau en raison de sa forte densité de besoins thermiques, mais l'espace disponible pour construire une centrale est extrêmement limité au vu du tissu urbain dense. Le regard s'est vite tourné vers le dépôt communal (Werkhof), qui dispose encore de réserves de surface et est idéalement situé à la limite entre zone commerciale et zone résidentielle. Au départ, l'idée était d'utiliser la nappe phréatique ou la géothermie comme source d'énergie. Les études ont toutefois montré que le débit de la nappe était trop faible, et que les surfaces disponibles étaient insuffisantes pour un champ de sondes géothermiques de la taille requise. Il est apparu en outre que le réseau visé, compte tenu du bâti ancien, nécessitait des températures de départ élevées. Primeo Energie a donc entamé la planification d'une centrale bois. Si la biomasse produit une chaleur renouvelable, elle doit néanmoins être utilisée avec soin et de manière efficiente.

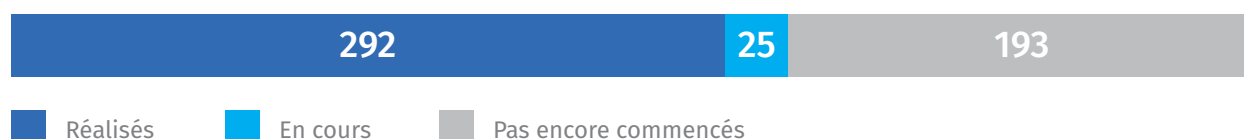
La centrale est donc conçue de telle sorte que les chaudières à bois ne fonctionnent que pendant la saison de chauffe, de novembre à mars. Les autres mois, une pompe à chaleur air-eau d'environ 1 MW assure l'approvisionnement en chaleur.

Pendant le fonctionnement des chaudières à bois, cette même pompe à chaleur valorise également la chaleur de condensation contenue dans la vapeur d'eau des fumées. Cela permet d'exploiter au maximum le potentiel énergétique du bois et d'augmenter sensiblement le rendement thermique par rapport à une chaudière à bois conventionnelle.

Début 2025, le Conseil municipal a signé avec Primeo Energie une déclaration d'intention pour la construction de la centrale et du réseau de chaleur «Bachgraben». La commune met à disposition le terrain nécessaire, tandis que Primeo Energie s'engage à fournir en chaleur renouvelable le dépôt communal lui-même, l'école primaire de la Schönenbuchstrasse, l'installation sportive, les bâtiments communaux de jeunesse et de culture ainsi que deux autres propriétés communales. La demande de permis de construire pour l'installation — d'une puissance de production renouvelable de plus de 6 MW — a entre-temps été déposée, et les travaux devraient démarrer à l'automne 2027. Avec ce projet, la commune franchit non seulement un grand pas vers un approvisionnement en chaleur sans énergie fossile pour ses propres bâtiments, mais elle offre également une alternative attractive aux nombreux propriétaires privés situés dans le grand périmètre du réseau envisagé.

## Encore 193 raccordements au chauffage à distance à réaliser

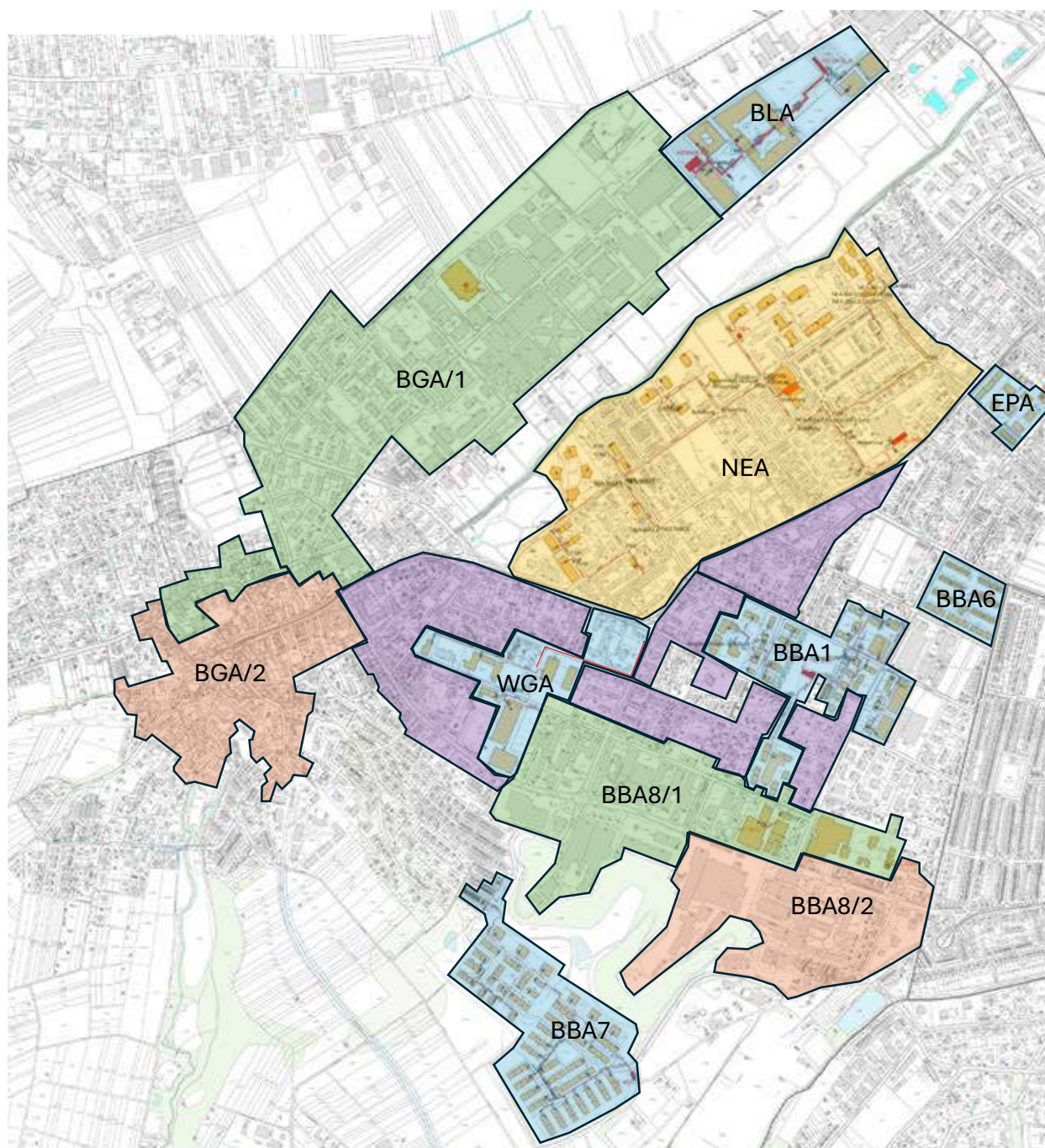
Total des raccordements au chauffage à distance



**Fig. 3 :** Grâce à la centrale «Werkhof», 193 biens-fonds supplémentaires devraient être approvisionnés en chaleur à distance d'ici 2035 (source : Primeo Energie).

## Zones d'approvisionnement en chaleur à distance à Allschwil

- Existant
- Approvisionnement et extension en cours
- Approvisionnement au plus tôt dès 2028
- Approvisionnement au plus tôt dès 2030
- Zones d'extension potentielles



**Fig. 4 :** Avec la mise en place des réseaux Neuallschwil (NEA), Bachgraben (BGA) et le réseau prévu Binnerstrasse (BBA8), il devient possible d'approvisionner une grande partie de la commune d'Allschwil en chaleur à distance renouvelable.

La commune se réjouit particulièrement de l'engagement de Primeo Energie à raccorder également les biens-fonds du centre du village historique, classé monument, où des solutions individuelles sont parfois extrêmement difficiles à mettre en œuvre. C'est là encore un témoignage éloquent de la compréhension mutuelle qui caractérise cette collaboration partenariale.

### LA SUITE AU PROCHAIN ÉPISODE

La construction du réseau de chaleur «Bachgraben» ne rendra pas seulement les réseaux d'Allschwil plus écologiques. Avec le réseau «Centre scolaire de Neuallschwil», il contribuera de manière déterminante à réduire la part des énergies thermiques fossiles sur le territoire communal. La commune place de grands espoirs dans le développement du plan directeur «Binningerstrasse», après que les citoyens d'Allschwil ont approuvé le plan de zone partiel. Dans ce secteur de développement de 28 hectares, il est prévu de créer, outre des activités commerciales, des logements attractifs pour environ 1'500 habitants. La stratégie de développement de la commune vise à y établir également un grand réseau de chaleur, avec des sondes géothermiques comme source d'énergie centrale.

Grâce aux deux réseaux de chaleur décrits et au développement prévu le long de la Binningerstrasse, Allschwil est très bien positionnée pour atteindre ses objectifs climatiques 2050 dans le domaine thermique. Les projets ouvrent également de nouvelles perspectives à Primeo Energie pour remplacer les dernières installations de chaleur fossile. Une interconnexion hydraulique des différents réseaux pourrait permettre de créer des synergies, d'équilibrer les pointes de charge, d'assurer des redondances et d'accroître la sécurité d'approvisionnement — une étude de faisabilité est actuellement en cours.

L'histoire du centre scolaire de Neuallschwil montre que les projets énergétiques réussis ne commencent souvent pas par un plan directeur, mais par un défi concret. Ce qui est déterminant, c'est la capacité à saisir les projets existants comme des opportunités

## CHIFFRES CLÉS

|                                                   |                                                                |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| <b>Réseau Neuallschwil (NEA):</b>                 | En service depuis 2021                                         |
| <b>Biens-fonds raccordés (2025):</b>              | 44                                                             |
| <b>Production de chaleur NEA:</b>                 | env. 6 GWh/an renouvelable                                     |
| <b>Part chaleur fatale (ventilation piscine):</b> | env. 7%                                                        |
| <b>Part fossile (8 réseaux):</b>                  | Réduite de >80% à ~50%                                         |
| <b>Réseau Bachgraben (BGA):</b>                   | Demande de permis déposée ; début des travaux automne 2027     |
| <b>Puissance de production BGA:</b>               | >6 MW renouvelable (chaudières bois + PAC 1 MW)                |
| <b>Objectif raccordements BGA d'ici 2035:</b>     | 193 biens-fonds supplémentaires                                |
| <b>Réseau Binningerstrasse (BBA8):</b>            | En planification ; sondes géothermiques comme source d'énergie |

et à les inscrire dans une planification énergétique à long terme. C'est précisément cette combinaison de stratégie communale, de savoir-faire technique et de collaboration partenariale avec Primeo Energie qui constitue aujourd'hui le fondement de la transition thermique à Allschwil.

Malgré ces succès en matière de décarbonation, la commune attache une grande importance à l'optimisation de l'efficacité énergétique de ses bâtiments. Elle a fait établir pour l'ensemble de ses propriétés une analyse de l'état et un rapport CECB Plus avec des étapes concrètes de modernisation pour réduire la consommation d'énergie. En collaboration avec la gestion immobilière Stratus, Allschwil dispose ainsi de conditions idéales pour planifier de manière optimale les rénovations constructives et énergétiques en tenant compte des émissions de CO<sub>2</sub>. ■



# Réseau de chaleur Hohrain : du chauffage à plaquettes de bois vers une plateforme énergétique intersectorielle

**Pascal Peter,**  
GUNEP AG

## CONTEXTE

La décarbonisation de l'approvisionnement en chaleur constitue l'un des principaux défis de la transition énergétique suisse. Environ la moitié de la consommation finale d'énergie est liée à des usages thermiques, encore couverts en grande partie par des sources fossiles. C'est dans ce contexte que la Wärmeverbund Hohrain AG a été fondée, avec pour objectif de mettre en place une infrastructure énergétique durable et pérenne dans les communes de Mattstetten et Urtenen-Schönbühl, fondée sur des énergies renouvelables.

La hausse des frais d'utilisation du réseau, la baisse des rémunérations pour l'injection solaire et l'électri-

fication croissante modifient profondément les conditions économiques des projets énergétiques. Pour y répondre, le projet prévoit l'intégration progressive d'un système de stockage par batterie et d'une installation puissance-chaleur (P2H), créant ainsi un système intersectoriel qui valorise au maximum l'électricité solaire produite localement au sein du réseau.

## CONCEPT ÉNERGÉTIQUE ET LOGIQUE INTERSECTORIELLE

Le projet repose sur le principe du couplage sectoriel : la production d'électricité et de chaleur n'est pas gérée séparément, mais optimisée dans un système commun. La charge de base est assurée par une chaudière à plaquettes de bois de 1'650 kW, complétée par une installation de condensation des fumées pour récupérer de la chaleur supplémentaire. Une installa-

tion solaire thermique de 780 m<sup>2</sup> couvre les besoins en été, tandis qu'une installation photovoltaïque de 330 kWc alimente en électricité la centrale énergétique.

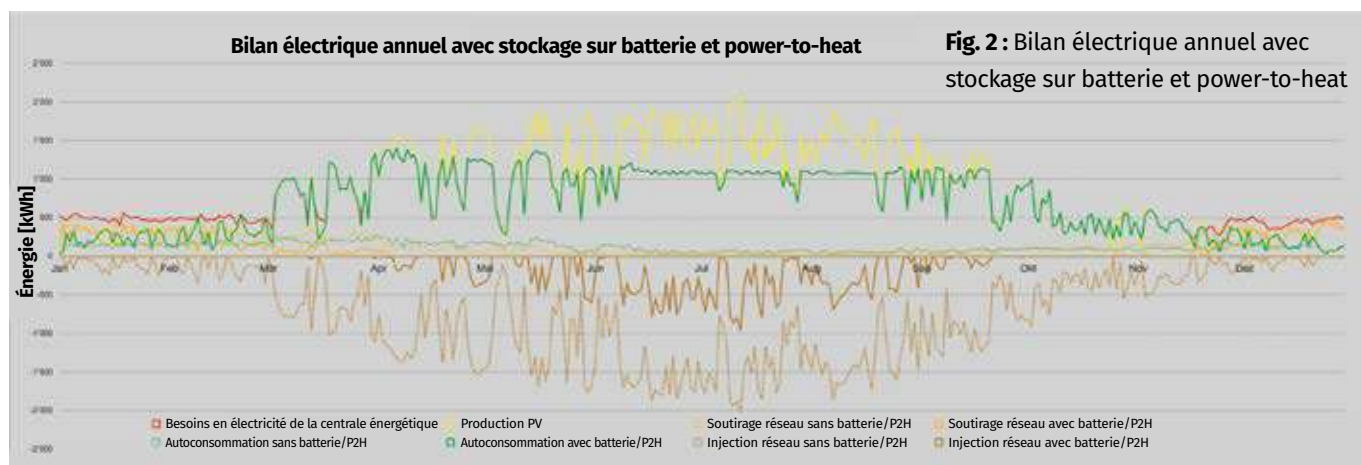
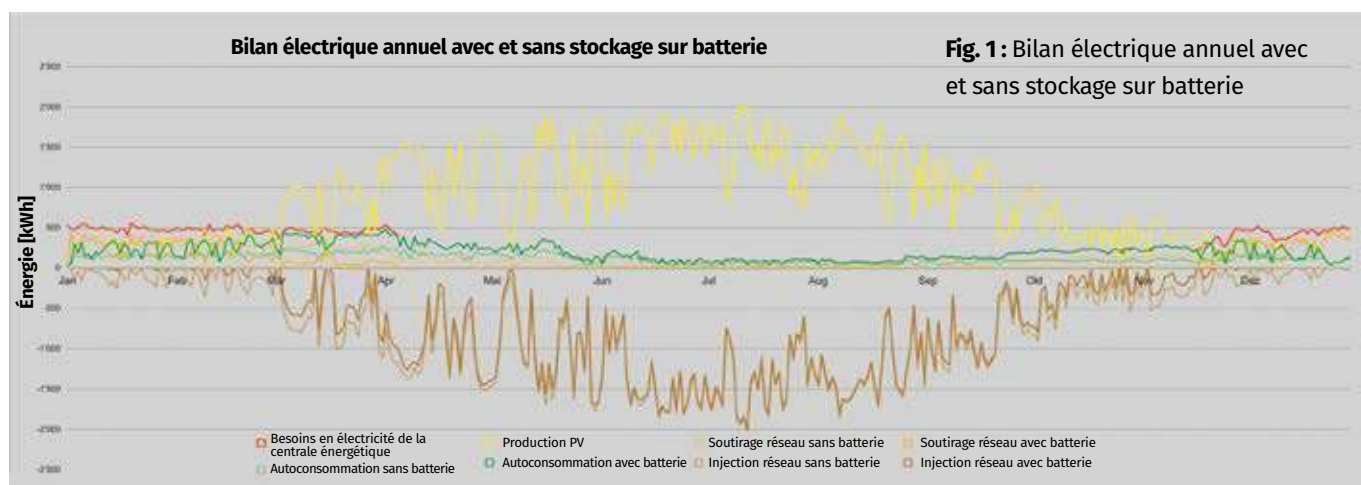
L'extension se réalise en deux étapes. Dans un premier temps, un système de stockage par batterie de 200 kWh (planifié) accroît l'autoconsommation décalée et réduit les achats d'électricité réseau. Dans un second temps, une installation puissance-chaleur de 160 kW (planifiée) convertit directement l'électricité solaire excédentaire en chaleur, stockée dans un tampon thermique de 120'000 litres. L'électricité produite localement n'est ainsi plus principalement injectée dans le réseau, mais directement utilisée au sein du système.

### L'AUTOCONSOMMATION, MOTEUR ÉCONOMIQUE CENTRAL

The PL l'installation photovoltaïque produit environ 305 MWh d'électricité solaire par an, alors que la centrale ne consomme que 102 MWh. Aujourd'hui, le taux d'au-

toconsommation s'établit à 14 % (42 MWh) — la majeure partie de l'électricité produite est injectée dans le réseau. La batterie porte ce taux à environ 25 % (75 MWh) et permet de couvrir l'essentiel des besoins électriques entre avril et novembre grâce à l'énergie solaire. En hiver, l'électricité solaire produite est déjà intégralement consommée sur place (Fig. 1).

La transformation décisive vient du système Power-to-Heat : il permet un taux d'autoconsommation d'environ 84 % (257 MWh) en convertissant directement les surplus estivaux en chaleur pour le réseau de chaleur. Il réduit également les pics d'injection, permettant à l'opérateur de réseau Elektra Jegenstorf d'appliquer son modèle TOP40 sans préjudice économique significatif pour la Hohrain AG (Fig. 2). Le couplage de l'électricité solaire et de l'approvisionnement en chaleur génère ainsi un double avantage : plus d'autosuffisance et un réseau moins sollicité.





| CHIFFRES CLÉS                                          |                                           |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| <b>Chaudière à plaquettes de bois</b>                  | 1'650 kW                                  |
| <b>Tampon thermique</b>                                | 120'000 litres                            |
| <b>Solaire thermique</b>                               | 780 m <sup>2</sup> de capteurs            |
| <b>Photovoltaïque</b>                                  | 330 kWc / 1'624 m <sup>2</sup> de modules |
| <b>Production PV annuelle</b>                          | env. 305 MWh                              |
| <b>Consommation électrique de la centrale</b>          | 102 MWh/an                                |
| <b>Autoconsommation actuelle</b>                       | 14 % (42 MWh)                             |
| <b>Autoconsommation avec batterie (planifié)</b>       | 25 % (75 MWh)                             |
| <b>Autoconsommation avec batterie + P2H (planifié)</b> | 84 % (257 MWh)                            |
| <b>Stockage par batterie</b>                           | 200 kWh (planifié)                        |
| <b>Installation puissance-chaleur</b>                  | 160 kW (planifié)                         |
| <b>Économies de CO<sub>2</sub></b>                     | env. 1'600 t/an                           |
| <b>Localisation</b>                                    | Mattstetten / Urtenen-Schönbühl BE        |
| <b>Gestionnaire de réseau</b>                          | Elektra Jegenstorf                        |

## ACTEURS & LOCALISATION

La centrale énergétique est implantée à Mattstetten et dessert des bâtiments résidentiels, commerciaux et industriels à Urtenen-Schönbühl via un réseau de chaleur. La Hohrain AG est à l'origine du projet et en est propriétaire ; la planification et la réalisation de la centrale énergétique, de l'installation photovoltaïque et de l'installation solaire thermique ont été assurées par la GUNEP AG. Les autres partenaires comprennent les communes de Mattstetten et d'Urtenen-Schönbühl, des entreprises de construction régionales ainsi que la coopérative Elektra Jegenstorf en tant que gestionnaire de réseau.

## BÉNÉFICES & DÉFIS

Le réseau de chaleur se substitue aux systèmes de chauffage fossiles et évite ainsi environ 1'600 tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Le recours à des ressources ligneuses régionales renforce la création de valeur locale, et la montée en puissance de l'autosuffisance réduit la dépendance vis-à-vis du réseau électrique public. Parallèlement, la réduction des pics d'injection estivaux soulage sensiblement le réseau.

Les principaux défis résidaient dans l'intégration technique de plusieurs systèmes énergétiques et de stockage, ainsi que dans la coordination des nombreux partenaires du projet. La première phase est opérationnelle avec succès ; le stockage par batterie et l'installation puissance-chaleur sont en cours de planification.

## ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

Le projet Wärmeverbund Hohrain démontre qu'une infrastructure énergétique moderne va bien au-delà de la fourniture de chaleur renouvelable. La plus grande valeur ajoutée réside dans le couplage des technologies électriques, thermiques et de stockage : l'autoconsommation de l'électricité solaire devient le principal facteur de réussite économique.

Ce concept présente un fort potentiel de réplication pour les communes, les agglomérations et les sites industriels aux conditions comparables — partout où des toitures adaptées, de la biomasse régionale et une densité thermique suffisante peuvent être combinées. ■



# Infrastructure de recharge urbaine compacte : concept de recharge DC au service du réseau pour les flottes communales et l'espace public

**Daniel Meier**

EVTEC AG

## CONTEXTE & MOTIVATION

De nombreuses villes et communes suisses font face à un double défi dans la mise en œuvre de leurs plans directeurs énergétiques et de leurs objectifs climatiques : il s'agit à la fois d'électrifier rapidement leurs propres véhicules communaux (voirie, collecte des déchets, administration) et de répondre à la pression croissante de la population pour disposer d'une infrastructure de recharge performante dans l'espace public et semi-public dense — notamment pour les habitants sans possibilité de recharge privée.

Les approches conventionnelles échouent souvent dans le contexte urbain face à trois obstacles typiques : les réseaux de distribution historiques dans les quartiers résidentiels offrent peu de réserves pour des simultanités non pilotées ; les grandes stations de transformation ou les bornes volumineuses se heurtent à l'exiguïté de l'espace public ; et les coûts élevés de génie civil et de raccordement réseau découragent les communes lorsque le taux d'utilisation est encore incertain en phase initiale.

Ce concept de référence d'EVTEC AG montre comment les villes et communes peuvent, grâce à des solutions de recharge DC compactes et intelligemment pilotées, intégrer de manière économique et économe en espace aussi bien leur propre parc de véhicules que l'infrastructure de recharge publique dans le système énergétique local.

### CONCEPT ÉNERGÉTIQUE & LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Le concept énergétique repose sur une utilisation multiple de la même infrastructure, échelonnée dans le temps et dans ses fonctions, combinée à l'intégration intelligente de la production PV communale, des charges des bâtiments et de la mobilité.

La logique d'intégration s'articule autour de trois piliers : dans la journée, les véhicules de service communaux et les entreprises utilisent l'infrastructure pour des recharges rapides intermédiaires (opportunity charging) ; en soirée et la nuit, ces mêmes points de charge sont mis à disposition des habitants pour la recharge nocturne. Les installations solaires sur les toits publics injectent leur production directement dans les bornes DC ou dans les réseaux de site raccordés. Un système de gestion de charge dynamique mesure en temps réel la charge au point de raccordement des bâtiments communaux adjacents et adapte la puissance de recharge disponible de façon à exploiter pleinement le raccordement existant sans jamais le surcharger.

### COMPOSANTES TECHNIQUES

**Production** : Installations photovoltaïques communales sur les toits des dépôts et des écoles, avec une puissance calculée d'environ 250 à 300 kWc.

**Infrastructure de recharge** : Bornes de recharge rapide DC compactes EVTEC (crema&charge / cappuccino&charge) d'une puissance de 50 kW à 100 kW. L'électronique de puissance se distingue par son encombrement minimal, permettant une installation sur des espaces publics restreints ou directement sur des façades de bâtiments. Le partage de puis-

sance dynamique permet de servir deux véhicules simultanément sur un même point de charge.

**Pilotage et logiciel** : Raccordement via OCPP 2.0.1 au système de gestion d'énergie municipal et au back-end de l'exploitant du réseau de recharge. Intégration d'interfaces pour la gestion métrologique et tarifaire de l'usage public, ainsi que pour la facturation automatisée des véhicules de flotte interne.

### SITES & CONDITIONS-CADRES

Le concept est conçu spécifiquement pour les centres denses des villes suisses et des communes du Plateau — des quartiers urbains à usage mixte combinant activités commerciales, administratives et résidentielles. Sur ces sites, une borne de recharge rapide conventionnelle nécessiterait généralement une mise à niveau coûteuse du poste de transformation local. Grâce à la solution DC EVTEC à régulation dynamique avec gestion de charge intégrée, le système se raccorde directement au point de raccordement existant d'un dépôt communal ou d'un bâtiment administratif.



## ACTEURS DU PROJET

**Propriétaire / initiatrice :** Commune ou administration municipale (département construction et environnement, service des travaux publics).

**Fournisseur d'énergie :** Électricité locale en tant qu'exploitant de l'infrastructure réseau et partenaire de facturation.

**Partenaire technologique :** EVTEC AG (développement, matériel DC, électronique de puissance et intégration des interfaces).

**Planification / installation :** Partenaire régional en installation électrique et construction de réseau.

## ÉTAT D'AVANCEMENT

Le modèle technologique et la logique de pilotage via OCPP 2.0.1 sont entièrement développés et validés par EVTEC AG. Les composants matériels sont disponibles en tant que produits de série. Le concept sert actuellement de référence éprouvée pour la mise en œuvre des premiers projets pilotes et de

déploiement en collaboration avec des communes suisses et des fournisseurs d'énergie régionaux.

## ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Le modèle économique se distingue fondamentalement des hubs de recharge purement commerciaux. La rentabilité découle de la synergie de trois effets : la gestion intelligente de la charge évite des travaux de génie civil et des extensions de réseau coûteux ; la conversion des véhicules communaux diesel et essence vers l'électricité issue des installations PV propres réduit sensiblement les coûts d'exploitation de la flotte ; l'ouverture des points de charge au public aux heures creuses génère des contributions aux marges qui compensent les coûts d'exploitation courants.

## BÉNÉFICES & DÉFIS

La recharge rapide DC devient possible même sur des points de réseau techniquement difficiles, sans procédures d'autorisation longues. Grâce à la compacité des systèmes EVTEC, aucun espace public précieux n'est perdu. Le système peut être complété de manière modulaire par des points de charge supplémentaires en fonction de la croissance de la flotte ou de la demande publique.

Les principaux défis résident dans la coordination organisationnelle des horaires d'utilisation entre les services communaux et le public, ainsi que dans la séparation rigoureuse, métrologique et comptable, entre le courant de flotte interne et la vente de recharge publique.

## ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

Les communes ne doivent pas considérer l'infrastructure de recharge comme des constructions isolées, mais comme un composant intégral de l'approvisionnement énergétique du site communal. Les solutions de recharge DC compactes font le lien entre la rapidité de charge et un fonctionnement respectueux du réseau. Un facteur clé est l'interopérabilité assurée par les interfaces standard (OCPP), qui garantit l'intégration avec les systèmes de pilotage municipaux. ■

| CHIFFRES CLÉS                          |                                    |
|----------------------------------------|------------------------------------|
| Puissance PV prévue                    | env. 280 kWc (sur toits communaux) |
| Puissance de recharge DC max.          | 100 kW (régulation dynamique)      |
| Économies réseau estimées              | env. CHF 100'000 à 140'000         |
| Autoconsommation PV sur site           | de env. 35 % à plus de 65 %        |
| Taux d'utilisation de l'infrastructure | jusqu'à 12–14 heures/jour          |
| Réduction CO <sub>2</sub>              | env. 85 à 100 t/an                 |
| CAPEX (infrastructure & raccordement)  | env. CHF 140'000                   |
| Durée d'amortissement                  | env. 5,5 à 6,5 ans                 |

# Niveau: Canton

Au niveau cantonal, le développement décentralisé des énergies renouvelables exige une coordination proactive : sans elle, les réseaux électriques risquent des extensions coûteuses et inefficaces. En coordonnant les grands consommateurs, les pôles de mobilité, les réseaux de chaleur, les installations de stockage et les sites de production, les cantons peuvent réduire les besoins de transport, éviter des investissements de réseau inutiles et exploiter les synergies entre les secteurs. Leur rôle va au-delà de la définition de lignes directrices : en intégrant la planification énergétique dans le développement territorial et en pilotant la collaboration entre communes, fournisseurs et industrie, les cantons veillent à ce que la transition énergétique soit mise en œuvre de manière rentable et à l'échelle du système.





# Région touristique climatiquement neutre du Oberland bernois – Est : promotion de la mobilité électrique respectueuse de l'environnement



**Ulrich Nyffenegger**, Canton de Berne

**Roger Walther**, EBP Schweiz AG

**Alina von Allmen**, Regionalkonferenz Oberland-Ost

## CONTEXTE & MOTIVATION

La région Oberland bernois-Est s'est fixé dans sa stratégie de développement l'objectif de devenir une région climatiquement neutre. La mobilité est, aux côtés de la production de chaleur, le principal facteur d'émissions de

la région, représentant environ 38 % des émissions régionales de CO<sub>2</sub>. Elle a donc lancé un projet visant à créer les bases de l'électrification du transport. Ce projet revêt une importance centrale pour la région touristique de l'Oberland bernois. La région est par ailleurs topographi-



quement exigeante, sa structure d'habitat est décentralisée et les routes sont fortement chargées, notamment aux heures de pointe. Des solutions de mobilité respectueuses du climat peuvent donc apporter de multiples bénéfices : réduire les émissions, désengorger le trafic et renforcer la viabilité à long terme de la région touristique. Dans le cadre du projet, des entreprises privées, des fournisseurs d'énergie et des acteurs du tourisme collaborent dans les communes. L'objectif est de développer et de

démontrer des solutions pratiques de mobilité électrique susceptibles de faire école dans d'autres régions touristiques des Alpes suisses.

### **CONCEPT ÉNERGÉTIQUE & LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL**

Le projet pose les bases de la mise en œuvre de l'infrastructure de recharge électrique dans la région Oberland bernois-Est. Il identifie des sites adaptés à l'infrastructure de recharge rapide et lente pour promouvoir la mobilité électrique dans les 28 communes de l'Oberland bernois, et examine à cinq sites prioritaires la faisabilité de stations de recharge combinant énergie solaire et stockage par batterie. Les critères de sélection des sites sont les suivants : fort trafic, bonne accessibilité, places de stationnement suffisantes, alimentation électrique existante et extensible, et installations solaires existantes ou planifiées. L'objectif est de favoriser l'électrification du transport et d'utiliser l'énergie solaire produite localement pour les stations de recharge — selon la situation directement, dans un groupement d'autoconsommation (virtuel) (v)ZEV, ou via des communautés d'électricité locales (CEL). Le projet relie trois secteurs en un système intégré : l'énergie solaire produite localement est utilisée directement pour la mobilité électrique via des communautés d'électricité locales — électricité, mobilité et stockage convergent ainsi à l'échelle régionale.

### **COMPOSANTES TECHNIQUES**

Les principales composantes techniques comprennent le développement ciblé de l'infrastructure de recharge dans l'Oberland bernois-Est, l'électrification des transports publics et l'utilisation accrue d'énergie solaire produite localement pour les applications de mobilité dans une région touristique. Le recours aux batteries est également à l'étude, car la montée en puissance, les avancées technologiques et la baisse des coûts liée à la fabrication industrielle de masse améliorent d'ores et déjà continuellement la rentabilité des systèmes de stockage. Des modèles économiques viables sont élaborés pour les entreprises privées, parallèlement à la mise en place des bases juridiques et organisationnelles, notamment pour les CEL.

### SITES & CONDITIONS-CADRES

La région Oberland bernois – Est regroupe 28 communes et compte environ 48'000 habitants, dont environ 40 % vivent dans l'agglomération d'Interlaken. Meiringen est le deuxième centre régional. Le tourisme, avec environ 5,5 millions de nuitées par an, est un facteur économique central. Les nouvelles solutions de mobilité, l'infrastructure de recharge électrique et l'énergie solaire locale ne sont encore que peu utilisées.

### ACTEURS DU PROJET

Le projet est piloté par la Conférence régionale Oberland-Est et bénéficie du soutien financier de la Wyss Academy for Nature, de l'Office de l'environnement et de l'énergie du canton de Berne ainsi que de l'Office fédéral de l'énergie. Les sous-projets sont mis en œuvre en collaboration avec les communes, le canton de Berne, des exploitants de remontées mécaniques tels que Jungfrau Bahnen et Rothornbahn, des fournisseurs d'énergie comme IBI et BKW, ainsi que des entreprises régionales telles que Ballenberg et Aareschlucht. EBP est responsable de l'organisation et de la coordination du projet.

### ÉTAT D'AVANCEMENT : DEUX SOUS-PROJETS

Dans un premier temps, une planification coordonnée et fondée sur les données a été élaborée pour l'infrastructure de recharge électrique des 28 communes de l'Oberland bernois-Est. L'objectif était d'identifier des sites potentiels pour des bornes de recharge rapide et lente, de dimensionner l'infrastructure en fonction

des besoins et de la coordonner à l'échelle régionale. Des prévisions sur l'évolution de la mobilité électrique et du comportement de déplacement ont été établies, les besoins futurs en recharge ont été analysés et des sites adaptés pour des hubs de recharge ont été déterminés. Les résultats ont été validés et ajustés avec les acteurs concernés. La démarche coordonnée crée des synergies et permet une exploitation économiquement viable des stations de recharge.

Dans un second temps, cinq sous-projets ont été identifiés sur la base de la planification régionale. Les projets suivants ont été approfondis :

**Hubs de mobilité électrique régionaux Bödeli (Interlaken) et Brienz-Haslital :** Dans les régions d'Interlaken (Bödeli), Brienz et Meiringen, des hubs de mobilité électrique innovants sont en cours de création. Des parkings existants — notamment le P+R Parkplatz Matten, la Brienz Rothorn Bahn ou le Musée en plein air de Ballenberg — seront équipés d'installations solaires ainsi que de bornes de recharge rapide et normale. L'énergie solaire produite est utilisée soit directement sur place, soit via des communautés d'électricité locales (CEL) comme courant de charge.

**Bornes de recharge dans l'Oberland-Est et CEL pour les propriétaires à Wengen et Mürren :** Un point fort concerne le parking de Lauterbrunnen, principal point d'accès aux villages-terrasses sans voiture de Wengen et Mürren. L'infrastructure de recharge y sera développée — utilisable



par les habitants, les hôtes et les propriétaires de résidences secondaires. Via une communauté d'électricité locale (CEL), les propriétaires immobiliers pourront utiliser ou commercialiser l'énergie solaire excédentaire autoproduite sur les terrasses via l'infrastructure de recharge dans la vallée.

### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Les premiers résultats montrent que des stations de recharge électrique à des emplacements adaptés, alimentées par énergie solaire, peuvent être exploitées de manière rentable compte tenu du nombre élevé de touristes. Selon l'option considérée, les durées d'amortissement se situent entre cinq et sept ans. Des subventions supplémentaires dans le canton de Berne permettent de les réduire encore.

La viabilité économique du modèle d'affaires est influencée par les critères clés suivants : trafic et demande en bornes de recharge, tarifs du courant de recharge, coûts du courant solaire et du courant réseau, exploitation des installations, ainsi qu'investissements dans l'infrastructure, les installations de production d'énergie solaire, les raccordements réseau et le génie civil.

### BÉNÉFICES & DÉFIS

Le projet contribue à une mobilité climatiquement neutre dans la région touristique de l'Oberland bernois-Est. Le passage à la mobilité électrique améliore sensiblement l'efficacité énergétique et peut, dès un transfert d'un million de kilomètres-véhicules par an, économiser environ 300 à 400 MWh d'énergie fossile. En combinant infrastructure de recharge, photovoltaïque, stockage par batterie et communautés d'électricité locales (vZEV; CEL), l'électricité renouvelable est utilisée sur place, la création de valeur régionale est renforcée et l'infrastructure touristique est améliorée. Parallèlement, les émissions de CO<sub>2</sub> du transport diminuent, de nouveaux modèles d'affaires émergent et la région se positionne comme une région pilote innovante pour des solutions de mobilité durables.

La mise en œuvre exige une coordination étroite entre communes, fournisseurs d'énergie, acteurs du tourisme, exploitants d'infrastructures et propriétaires privés. Les



principaux défis sont la sélection de sites adaptés, les nouveaux modèles d'affaires, les questions réglementaires autour des communautés d'électricité locales et l'acceptation par la population et les hôtes.

### ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

Les équipes interdisciplinaires sont déterminantes : les équipes de projet performantes regroupent des compétences en modélisation des besoins en déplacement et en recharge, en infrastructure de recharge, en gestion de l'énergie, en photovoltaïque et stockage par batterie, ainsi qu'en questions juridiques, réglementaires et organisationnelles. Cela permet de clarifier les interfaces et de relier efficacement les domaines d'expertise.

Planifier les bornes DC avec une différenciation spatiale : comme les coûts d'investissement sont élevés et que les prix de recharge varient fortement selon l'exploitant, une analyse au-delà des frontières communales, régionales et cantonales est nécessaire pour évaluer correctement la demande, la concurrence et les sites appropriés.

Recourir aux appels d'offres dès le début : les exigences relatives aux systèmes de facturation, aux responsabilités, à l'accès aux données et aux coûts doivent être clairement définies dans l'appel d'offres dès le départ. Les appels d'offres permettent en outre une comparaison transparente des partenaires technologiques, backend et de facturation appropriés. ■

# Niveau: Région

Les initiatives régionales montrent comment des sources renouvelables complémentaires, une exploitation intelligente du système et l'expérimentation appliquée contribuent à construire des systèmes énergétiques résilients, avant même leur déploiement à grande échelle. Plutôt que de mettre en avant des technologies individuelles, l'accent est mis sur l'interaction entre différentes sources, l'intégration de la flexibilité et la capacité à tirer des enseignements pratiques de l'exploitation réelle.





Un article sur l'IA, illustré par l'IA — visualisation abstraite générée par l'IA à partir du texte intégral de cet article.

# De l'IA autour du réseau à l'IA dans le réseau

## DE L'IA QUI CONSTRUIT LES OUTILS À L'IA QUI DEVIENT L'OUTIL

**Laurent Raeber**, Swiss Energypark  
**Prof. Rahul Gupta**, EPFL

L'intelligence artificielle transforme le secteur de l'énergie d'une manière qui va bien au-delà de l'automatisation. Au cours des deux dernières années, elle a franchi trois frontières successives. D'abord, elle a appris à développer des logiciels d'ingénierie. Ensuite, elle a appris à orchestrer des flux de travail analytiques de plus en plus complexes. Aujourd'hui, elle commence à apprendre la physique du réseau électrique lui-même. Chaque étape étend le rôle de l'IA — et, ce faisant, reshape le travail des ingénieur·e·s. Ces trois niveaux ne se remplacent pas : ils coexistent et mûrissent à des vitesses différentes — le premier est déjà une pratique courante, le deuxième

est démontré sur des systèmes réels, et le troisième reste une frontière de recherche.

Cette évolution est déjà tangible au Swiss Energypark. Chaque année, son infrastructure collecte près de 400 millions de mesures provenant de systèmes énergétiques réels. À cette échelle, le défi n'est plus d'acquérir davantage de données, mais d'en extraire des connaissances utiles assez rapidement pour soutenir les décisions. L'IA modifie progressivement la façon dont cela peut être accompli.

### L'IA A D'ABORD APPRIS À CONSTRUIRE LES OUTILS

La première transformation était presque invisible. Elle n'a pas affecté le réseau lui-même, mais la façon dont les ingénieur·e·s développent des logiciels. Au lieu d'écrire laborieusement chaque ligne de code, ils

décrivent de plus en plus ce qu'ils veulent accomplir. Les grands modèles de langage génèrent le logiciel, proposent des architectures, écrivent des tests et corrigent même leurs propres erreurs. Avec l'émergence du codage agentique, l'IA n'agit plus comme un assistant de codage, mais comme un collaborateur capable de gérer des parties importantes du processus de développement sous supervision humaine.

Le Swiss Energypark a adopté cette approche pour développer sa propre plateforme de données. En quelques semaines seulement, une architecture sécurisée à trois couches combinant des mesures de séries temporelles, des services analytiques et des informations géographiques a été assemblée pour soutenir des applications allant de la prévision de charge de quartier aux scénarios de déploiement de pompes à chaleur et à l'analyse des communautés d'électricité locales. L'IA n'a pas analysé le système électrique — elle a accéléré la création des outils nécessaires pour le comprendre.

#### PUIS L'IA A APPRIS À UTILISER LES OUTILS

Une fois que les logiciels sont devenus plus faciles à développer, le prochain goulot d'étranglement s'est déplacé ailleurs.

L'exploitation d'un réseau électrique moderne nécessite de chaîner un grand nombre d'analyses spécialisées : calculs de flux de charge, études de contingence, scénarios de planification, évaluations de fiabilité et modèles d'optimisation. Chacune repose sur des logiciels, des expertises et des flux de travail différents. De plus en plus, l'IA prend en charge la coordination de cette complexité.

Plutôt que de lancer manuellement chaque calcul, un-e ingénieur-e peut formuler une question en langage naturel. Un système agentique décompose le problème, sélectionne les moteurs de simulation appropriés, exécute les analyses et assemble les résultats en une explication cohérente. L'ingénieur-e n'est plus occupé-e à gérer le flux de travail lui-même, mais à valider et interpréter ses conclusions.

Un principe, cependant, reste fondamental. L'IA raisonne ; la physique, non. Chaque résultat numérique provient toujours d'outils de simulation fiables dont la validité physique est bien établie. L'IA ne remplace pas ces modèles ; elle supprime les frictions qui les entourent, rendant les analyses sophistiquées considérablement plus rapides et plus faciles à réaliser.

Pour des infrastructures telles que le Swiss Energypark, cela représente un changement profond. Des études qui nécessitent aujourd'hui plusieurs jours d'efforts d'ingénierie pourraient bientôt être réalisées automatiquement en quelques minutes, combinant prévisions de demande et scénarios d'électrification dans un seul processus de raisonnement.

Le laboratoire GRID-ESS de l'EPFL a démontré un cadre d'IA agentique qui intègre un grand modèle de langage (LLM) déployé localement avec une base de connaissances de génération augmentée par récupération (RAG) ancrée dans la physique des systèmes électriques. Grâce à des instructions en langage naturel, le cadre peut formuler et exécuter de manière autonome des études de systèmes électriques, notamment l'analyse de flux de puissance, l'analyse de contingence et le flux de puissance optimal.

#### LA FRONTIÈRE SE DÉPLACE MAINTENANT : LE RÉSEAU DANS L'IA

Jusqu'à récemment, la relation entre l'IA et le réseau était simple : l'IA entourait les modèles physiques. Elle générait des logiciels, coordonnait des simulations et aidait les ingénieur-e-s à interpréter les résultats, tandis que la connaissance réelle du système électrique restait intégrée dans des solveurs numériques conventionnels.

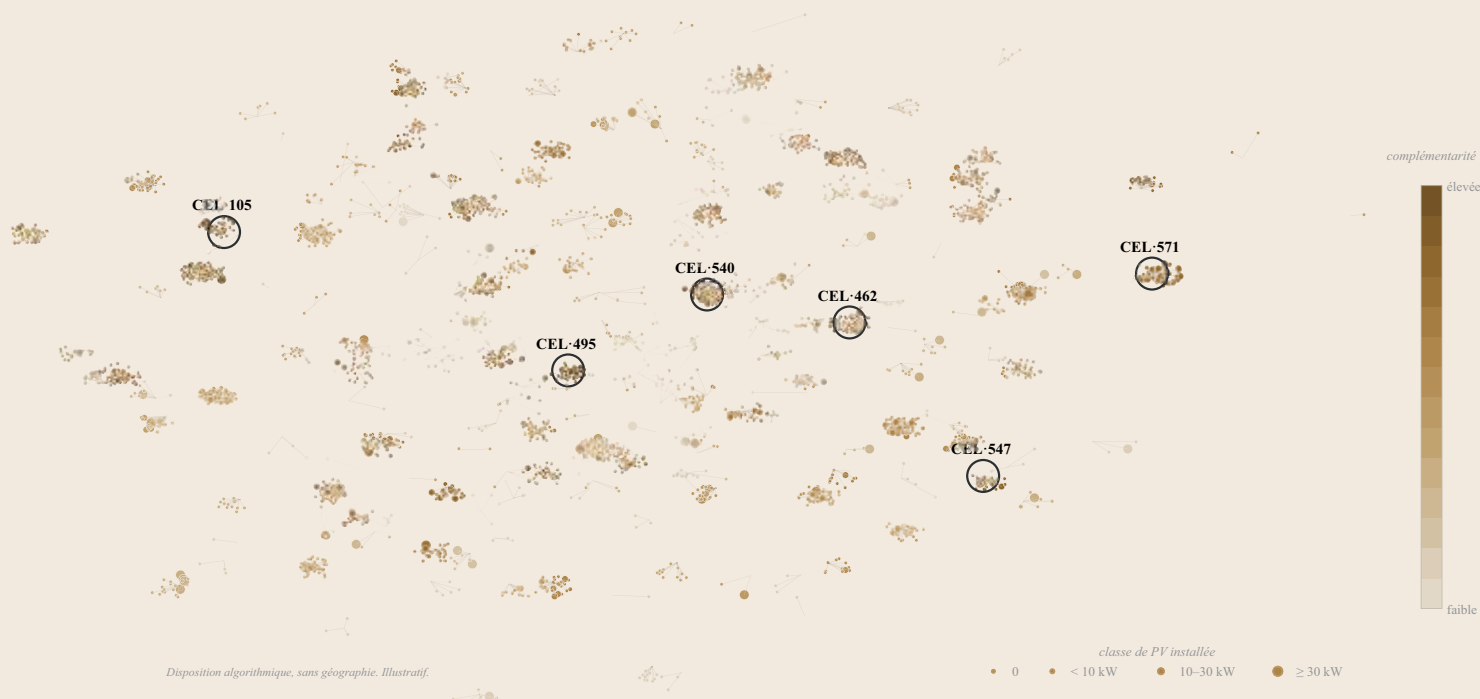
Cette distinction commence maintenant à disparaître.

Une nouvelle génération de modèles de fondation est entraînée directement sur les topologies des systèmes électriques et les données d'exploitation. Plutôt que de résoudre répétitivement les équations

## COMMUNAUTÉS LOCALES D'ÉLECTRICITÉ

### Cartographier la complémentarité

235 CEL · couleur = indice de complémentarité · taille × classe de PV installée



L'analyse des communautés locales d'électricité à grande échelle : les 235 CEL possibles du Swiss Energypark, cartographiées selon la complémentarité de leurs profils de production et de consommation. Travaux préliminaires, valeurs illustratives.

régissantes, ces modèles apprennent le comportement physique lui-même et peuvent approximer des solutions en millisecondes plutôt qu'en minutes. La conséquence va au-delà d'un calcul plus rapide : elle modifie l'échelle de ce que les ingénieur-e-s peuvent explorer.

Quand une seule simulation ne coûte que quelques millisecondes, les ingénieur-e-s ne comparent plus une poignée de scénarios — ils peuvent en explorer des milliers. La planification et l'exploitation commencent à converger, et l'optimisation en temps réel passe d'une ambition à un objectif réaliste. Le rôle de l'ingénieur-e évolue une fois de plus, s'éloignant de la production de calculs pour se concentrer sur l'exploration d'alternatives, l'évaluation des risques et la prise de décisions.

Pourtant, deux questions essentielles restent sans réponse. La première concerne les garanties physiques. Un solveur conventionnel garantit que chaque solution satisfait les lois physiques régissant le réseau — les limites de tension, les contraintes thermiques et la stabilité du système sont respectées par construction. Un modèle qui a appris ces lois peut-il fournir les mêmes garanties, en particulier dans des conditions d'exploitation qui diffèrent de celles représentées dans ses données d'entraînement ?

La deuxième question concerne la généralisabilité et l'adaptabilité entre réseaux, topologies, conditions d'exploitation et scénarios. Un solveur conventionnel fonctionne pour tous les réseaux, topologies et scénarios possibles et ne nécessite pas de réentraînement — contrairement aux algorithmes basés sur

l'IA/ML qui en ont besoin lorsqu'ils sont confrontés à un nouveau réseau, une topologie reconfigurée, ou une distribution de conditions d'exploitation qui diffère substantiellement de l'ensemble d'entraînement.

La réponse à ces deux questions définira vraisemblablement la prochaine génération de systèmes électriques intelligents. C'est précisément à cette frontière, où l'apprentissage automatique rencontre les garanties physiques et la généralisabilité, que la recherche suisse ouvre maintenant l'une de ses directions les plus prometteuses.

Des travaux récents du laboratoire GRID-ESS de l'EPFL sur des schémas d'apprentissage adaptatifs à la topologie pour les flux de puissance, tels que les modèles de processus gaussiens (GP) modulaires, offrent une approche qui a démontré des performances prometteuses en termes de précision prédictive et de généralisabilité à travers les topologies de réseau, les scénarios et les conditions d'exploitation [1]. Un autre développement concerne les méthodes d'apprentissage hybrides informées par la physique, où l'apprentissage automatique ne remplace pas entièrement le solveur physique ; au lieu de cela, il améliore la précision, la vitesse ou la faisabilité de modèles de flux de puissance simplifiés et efficaces en termes de calcul, et offre une meilleure interprétabilité et potentiellement un transfert plus fort entre les conditions d'exploitation et les topologies de réseau [2].

Ces développements convergent dans des modèles de fondation émergents pour les réseaux électriques tels que les initiatives Grid-FM et OpenGridFM, qui visent à soutenir un large éventail de tâches computationnelles, notamment le flux de puissance, le flux de puissance optimal, l'estimation d'état, l'analyse de contingence et l'engagement des unités. Ces modèles fondamentaux combinent des représentations basées sur des graphes telles que les réseaux de neurones graphiques (GNN), les architectures transformer et les réseaux de neurones informés par

la physique (PINN). Les GNN exploitent la structure graphique inhérente des systèmes électriques, tandis que les PINN incorporent des équations et des contraintes physiques dans la fonction de perte pendant l'entraînement, encourageant ainsi des sorties physiquement cohérentes.

Les modèles de réseau en accès libre, les données de réseau synthétiques et les séries temporelles synthétiques facilitent le développement de ces modèles. Ces ressources permettent d'entraîner des modèles sur une gamme beaucoup plus large de tailles de systèmes, de valeurs de paramètres, de conditions d'exploitation et de contingences. Des recherches récentes du laboratoire GRID-ESS de l'EPFL sur la génération de réseaux électriques synthétiques probabilistes à l'aide de modèles bayésiens sont particulièrement pertinentes dans ce contexte [3]. Ces travaux fournissent un grand ensemble de données ouvert représentant les réseaux électriques suisses, tandis que la méthodologie sous-jacente peut également soutenir la génération de réseaux synthétiques pour d'autres régions, notamment l'Europe, l'Asie et les États-Unis. La génération probabiliste de ces réseaux synthétiques capture des variations substantielles de topologie, de paramètres d'équipement, de modèles de demande et de portefeuilles de production — ce qui est essentiel pour entraîner des modèles de fondation de réseau capables de se généraliser au-delà d'un seul système et de s'adapter à des configurations de réseau et des conditions d'exploitation inconnues. ■

## References

- [1] Caetano, Henrique O., Carlos Dias Maciel, and Rahul K. Gupta. «Admittance Sensitivity-Informed Modular GP for Scalable Topology-Adaptive Power-Flow Learning.» *arXiv preprint arXiv:2606.03717* (2026).
- [2] Taheri, Babak, Rahul K. Gupta, and Daniel K. Molzahn. «Optimizing parameters of the lindistflow power flow approximation for distribution systems.» *IEEE Transactions on Smart Grid* (2025).
- [3] Caetano, Henrique O., Rahul K. Gupta, and Carlos D. Maciel. «bayesgrid: An Open-Source Python Tool for Generating Probabilistic Synthetic Transmission-Distribution Grids Using Bayesian Hierarchical Models.» *arXiv preprint arXiv:2603.04393* (2026).



# BLS Schifffahrt : de la flotte électrique à la plateforme énergétique du futur

**Deniz Akman**

BLS Schifffahrt AG

## CONTEXTE & MOTIVATION

La Suisse fait face à un double défi : d'une part, les énergies fossiles dans le secteur des transports doivent être systématiquement remplacées ; d'autre part, le développement du photovoltaïque, de la mobilité électrique et des pompes à chaleur accroît les besoins en flexibilité du système électrique. Tandis que le débat est souvent dominé par les nouvelles centrales, les batteries stationnaires ou le renforcement du réseau, une question fondamentale se pose : comment les infrastructures existantes peuvent-elles remplir simultanément plusieurs fonctions et ainsi accroître tant leur valeur opérationnelle que leur contribution économique globale ?

C'est précisément là qu'intervient BLS Schifffahrt. L'entreprise vise à décarboner progressivement sa flotte

de navires à moteur sur le lac de Thoue et le lac de Brienz d'ici 2050 au plus tard, tout en la développant en composante active du futur système énergétique. Le projet va donc bien au-delà de la simple électrification de l'exploitation de la flotte. Les batteries des navires devront à l'avenir non seulement permettre une propulsion sans émissions, mais aussi servir de stockages d'énergie flexibles. Une infrastructure traditionnelle de tourisme et de mobilité se transforme ainsi en plateforme intégrée reliant mobilité, stockage d'énergie et intégration au réseau.

## CONCEPT ÉNERGÉTIQUE & LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Au cœur du concept se trouve le couplage intelligent de la mobilité et de l'approvisionnement en énergie. En raison des conditions saisonnières et opération-

nelles, les systèmes de batteries des navires passent une grande partie de leur temps à quai — un potentiel qui reste aujourd’hui totalement inexploité sur le plan énergétique. Grâce à des infrastructures de charge bidirectionnelles et à des systèmes intelligents de gestion de l’énergie, les batteries pourront à l’avenir absorber l’énergie renouvelable excédentaire, la stocker et la restituer selon les besoins. Des perspectives s’ouvrent également pour de futurs services de flexibilité et services système.

Les navires deviennent ainsi de grands stockages mobiles qui, outre leur fonction principale, contribuent à l’intégration des énergies renouvelables et à la stabilisation du système électrique. Tous les flux d’énergie sont coordonnés en permanence avec les exigences opérationnelles et les horaires. BLS Schifffahrt relie ainsi tourisme, mobilité, stockage d’énergie et alimentation électrique au sein d’une infrastructure commune — une nouvelle approche d’utilisation intersectorielle des installations existantes.

### COMPOSANTES TECHNIQUES

L’architecture technique repose sur des systèmes de propulsion électrique à batteries dans la gamme des mégawattheures, des infrastructures de charge dans la gamme des mégawatts et un système de gestion de l’énergie global. Une fois la flotte entièrement développée, la capacité de stockage installée dépassera 20 MWh. Les stockages sont dimensionnés en priorité pour l’exploitation des navires et intégrés à l’infrastructure de charge via des interfaces bidirectionnelles.

Un système intelligent de gestion de l’énergie coordonne les processus de charge et de décharge en tenant compte des horaires, des prix de l’énergie, des prévisions météorologiques et des exigences du réseau. Il en résulte un système global dynamique qui optimise en permanence les besoins en mobilité et en énergie.

### SITES & CONDITIONS-CADRES

Le projet est mis en œuvre sur le lac de Thoune et le lac de Brienz dans l’Oberland bernois — une région d’importance touristique élevée et de plus en plus

pertinente pour la transition énergétique et de mobilité. L’infrastructure nécessaire sera développée par étapes, ce qui permet d’intégrer en continu les évolutions technologiques et de déclencher les investissements en fonction des besoins. Une première étape d’expansion majeure est prévue sur le site du chantier naval de Thoune. Parallèlement, la construction du nouveau chantier naval d’Interlaken Est prépare les conditions pour les étapes ultérieures.

### ACTEURS DU PROJET

Le projet est initié par BLS Schifffahrt AG. Le développement du concept est réalisé en collaboration avec ecoforce GmbH. Des fournisseurs d’énergie, des partenaires technologiques, des institutions publiques et des exploitants d’infrastructures sont également intégrés au développement ultérieur. La réalisation réussie exige une étroite collaboration entre les secteurs de la mobilité et de l’énergie — en particulier des partenariats à long terme qui font progresser conjointement les prérequis techniques, réglementaires et économiques pour de nouveaux modèles d’affaires intersectoriels.

### ÉTAT D’AVANCEMENT

La conception stratégique de la future plateforme énergétique est achevée. Des analyses techniques, économiques et réglementaires sont actuellement en cours avec des partenaires potentiels. Parallèlement, une étude préliminaire sur le développement de l’infrastructure énergétique du site du chantier naval de Thoune a été lancée. Les résultats serviront de base à l’appel d’offres prévu pour la phase de réalisation à partir de 2027. Le projet se situe ainsi à l’interface entre la planification stratégique et la préparation concrète à la mise en œuvre.

### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

La valeur économique du projet réside dans l’utilisation multiple de la même infrastructure. Les systèmes de stockage par batteries servent en premier lieu à l’exploitation des navires sans émissions. En dehors des heures d’exploitation, ils peuvent également être utilisés pour le stockage d’énergie, la gestion des

charges, l'optimisation de l'autoconsommation et les futurs marchés de flexibilité — générant une valeur ajoutée supplémentaire sans nécessiter de construire des infrastructures de stockage séparées.

Le même investissement remplit simultanément plusieurs fonctions, augmentant considérablement l'efficacité tant opérationnelle que macroéconomique. Ce principe d'utilisation multiple est reconnu à l'échelle internationale comme l'un des principaux facteurs de succès des projets de couplage sectoriel économiquement viables.

### BÉNÉFICES & DÉFIS

Les principaux défis résident aujourd'hui moins dans la technologie que dans le cadre réglementaire et économique. L'absence de normes pour l'utilisation des stockages d'énergie mobiles au service du réseau, les exigences normatives et les procédures d'autorisation complexes compliquent la mise en œuvre. La transformation nécessite par ailleurs des investissements initiaux considérables. L'approche par étapes permet toutefois d'étaler les investissements sur plusieurs années et d'assurer la viabilité économique.

Ces défis sont compensés par des avantages substantiels : le projet soutient l'intégration des énergies renouvelables, accroît la flexibilité du système électrique

### CHIFFRES CLÉS & KPI

|                                           |                                                           |
|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Capacité totale de stockage de la flotte  | > 20 MWh                                                  |
| Infrastructure de charge bidirectionnelle | gamme des mégawatts                                       |
| Flexibilité disponible                    | plusieurs MW                                              |
| Disponibilité principale des stockages    | automne au printemps et heures nocturnes                  |
| Investissements d'infrastructure          | ordre de grandeur : faibles millions (CHF)                |
| Potentiel de stockage                     | équivalent à plusieurs centaines de véhicules électriques |
| Décarbonisation complète de la flotte     | d'ici 2050                                                |
| Réduction de CO <sub>2</sub> estimée      | environ 2'500 t/an                                        |

et améliore l'utilisation des infrastructures existantes — contribuant à long terme à réduire les besoins en stockage supplémentaire et en renforcement du réseau, tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement. Pour BLS Schifffahrt, de nouvelles sources de revenus à long terme émergent dans les domaines du stockage d'énergie, de la fourniture de flexibilité et des services système. La compagnie renforce également son attrait en tant qu'employeur innovant et contribue à faire de l'Oberland bernois une destination touristique durable.

### ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

Le projet illustre de manière exemplaire que la véritable innovation ne réside pas dans l'électrification des véhicules ou des navires, mais dans leur intégration dans un système énergétique global. Les navires deviennent des stockages d'énergie mobiles. Les infrastructures de charge deviennent des interfaces réseau intelligentes. Et une infrastructure de transport devient une ressource de flexibilité supplémentaire pour l'approvisionnement en énergie.

Avec le développement continu des énergies renouvelables, les besoins en capacités de stockage et en flexibilité croissent nettement plus vite que les besoins en production électrique supplémentaire. L'utilisation des infrastructures de mobilité existantes représente un potentiel encore largement inexploité. L'approche développée est fondamentalement transférable à d'autres modes de transport : ferries, dépôts de bus, infrastructures ferroviaires ou sites logistiques disposent de conditions similaires et pourraient à l'avenir contribuer activement à l'intégration des énergies renouvelables. ■

# Niveau: National

Au niveau national, le couplage sectoriel est essentiel pour équilibrer le système énergétique de la Suisse au fil des saisons. Les technologies power-to-X relient l'électricité au gaz, à la chaleur et à l'industrie, offrant à la fois une capacité de stockage et de la flexibilité. En convertissant l'électricité renouvelable excédentaire en carburants de synthèse et en les intégrant dans les infrastructures existantes, de tels projets contribuent à combler le déficit d'approvisionnement hivernal, à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et à diversifier la résilience du système.



# AutoHedge – Recharge bidirectionnelle sous tarifs réseau dynamiques

**Sandro Schopfer**  
sun2wheel AG

## CONTEXTE & MOTIVATION

La Suisse électrifie sa mobilité et développe le photovoltaïque à un rythme qui sollicite de plus en plus les réseaux de distribution. L'articulation de ces deux évolutions représente l'une des plus grandes réserves de flexibilité inexploitées du système énergétique.

Pour la première fois, des signaux de prix appropriés sont disponibles : plusieurs gestionnaires de réseau de distribution proposent des tarifs réseau dynamiques qui incitent à décaler la consommation dans le temps. Jusqu'ici, les installations décentralisées n'avaient guère de raison de s'orienter sur l'état du réseau.

Des projets antérieurs tels que V2XSuisse ont testé la recharge bidirectionnelle sur les marchés nationaux d'énergie de réglage. Ces marchés sont restreints et sont de plus en plus approvisionnés par des grandes batteries et des centrales hydrauliques aux coûts mar-

ginaux inférieurs. Les véritables goulots d'étranglement se situent dans le réseau de distribution — au poste de transformation local, dans le quartier, au raccordement du bâtiment. AutoHedge déplace le focus là. Des simulations issues du projet précédent TEC-OFF indiquent des économies d'environ +/- 500 francs par an, même sans installation solaire propre — mais leur robustesse au quotidien reste à démontrer.

## CONCEPT ÉNERGÉTIQUE & LOGIQUE DE COUPLAGE SECTORIEL

Un véhicule électrique est en stationnement plus de 90 % du temps en moyenne. Durant ce temps, c'est une batterie de 60 à 80 kilowattheures — comparable à plusieurs systèmes de stockage domestiques, mais déjà amortie, puisqu'elle a été acquise pour la mobilité.

La logique d'intégration fonctionne à deux niveaux. Sur l'axe temporel, un planificateur de charge pré-

dictif combine trois signaux : la courbe tarifaire du gestionnaire de réseau, la charge résiduelle prévisionnelle au site et les besoins de mobilité de l'utilisateur. La charge a lieu lorsque l'électricité est bon marché ; la restitution vers le bâtiment intervient lorsque la consommation et le prix sont simultanément élevés.

L'élément crucial est que l'optimisation ne va pas à l'encontre de la mobilité : le planificateur garantit un état de charge minimal à des moments convenus.

### COMPOSANTES TECHNIQUES

**Véhicules :** 30 à 50 véhicules électriques, principalement de Volkswagen et d'autres marques de la plateforme MEB. L'un des sous-objectifs est de déterminer quels modèles peuvent effectivement fonctionner en mode bidirectionnel — les indications des constructeurs sont hétérogènes.

**Infrastructure de recharge :** Bornes de recharge bidirectionnelles sur des sites existants et nouvellement équipés, plusieurs véhicules par site.

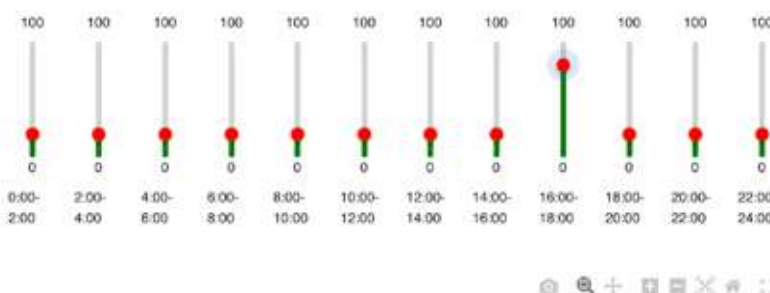
**Mesure et pilotage :** Des compteurs intelligents au point de raccordement réseau saisissent le flux de charge comme donnée d'entrée pour la gestion de charge locale. Le planificateur prédictif «V2X Oracle» fonctionne sur un cycle de 15 minutes, la gestion de charge en temps réel ; le couplage des deux niveaux constitue un défi technique central, car les prévisions de charge varient considérablement.

**Intégration tarifaire :** Une couche d'abstraction harmonise les interfaces tarifaires des gestionnaires de réseau participants. Des API standardisées n'existent pas encore.

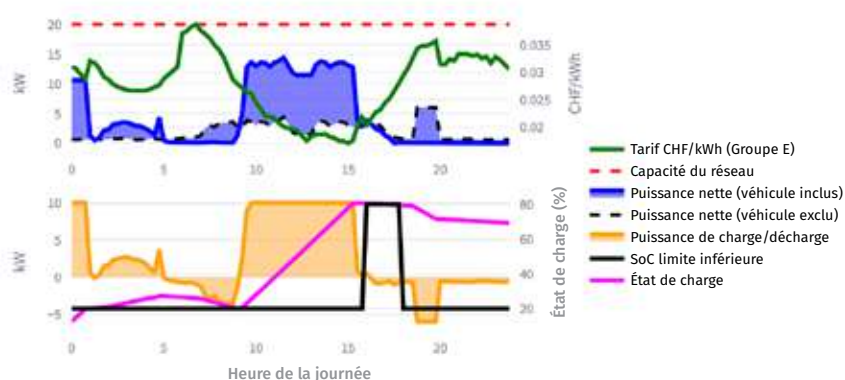
Une production solaire propre est possible mais non obligatoire. Le secteur thermique ne fait pas partie du



### Sélectionner les niveaux de SoC minimum



### Profil optimisé de charge/décharge



**Fig. 1:** Illustration du prototype d'un simulateur en ligne simple. Le client peut définir à tout moment un état de charge minimal, à l'intérieur duquel l'optimisation calcule le plan de charge offrant les économies ou les revenus les plus élevés.

projet ; le couplage relie la mobilité, l’approvisionnement électrique et le stockage.

### SITES & CONDITIONS-CADRES

L’essai sur le terrain se déroule sur quatre à cinq sites dans des régions de réseau de distribution qui proposent déjà des tarifs dynamiques — dans les zones de desserte de CKW, Primeo Netz et de l’Elektrizitätsgenossenschaft Aettenschwil. La répartition des sites est méthodologiquement intentionnelle : la structure tarifaire, l’amplitude des prix et le profil de charge diffèrent sensiblement d’une région à l’autre, et ce sont précisément ces différences qui déterminent la viabilité économique. Des zones urbaines comme des réseaux coopératifs ruraux à forte densité photovoltaïque sont représentés.

### ACTEURS DU PROJET

sun2wheel AG (Kriens-Obernau) pilote le projet et développe les systèmes de pilotage et d’optimisation. La Haute école spécialisée bernoise est responsable de l’analyse des batteries. CKW Gebäudetechnik AG, Primeo Netz AG et l’Elektrizitätsgenossenschaft Aettenschwil mettent à disposition, en tant que gestionnaires de réseau, les tarifs, les sites et l’accès aux exploitants de flottes. L’Office fédéral de l’énergie finance le projet ; un groupe d’accompagnement comprenant des représentants du TCS et de Swisspower assure le retour d’expertise.

### ÉTAT D’AVANCEMENT

Le projet a démarré au printemps 2026. La sélection des sites, le recrutement des exploitants de flottes et le raccordement des interfaces tarifaires sont bien avancés ; l’équipement des sites et la mise en service des véhicules auront lieu à l’automne 2026. Une phase d’exploitation sur le terrain d’un an suivra, en parallèle avec les essais en laboratoire. Le rapport final est prévu pour novembre 2027.

### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Le modèle économique repose sur trois flux de création de valeur : l’arbitrage tarifaire à l’achat, la couverture contre la volatilité des revenus d’injection et l’investissement évité dans du stockage stationnaire.



Le vieillissement des batteries est souvent supposé être le principal facteur de coût. La Haute école spécialisée bernoise reproduit des profils réels de terrain en laboratoire sur les mêmes cellules que celles installées dans les véhicules. Notre attente est toutefois que les cycles supplémentaires auront peu d’impact. Le principal facteur de vieillissement n’est pas le nombre de cycles, mais le temps passé à des états de charge très élevés ou très faibles — ce qui vaut également pour la recharge unidirectionnelle. Un véhicule laissé une nuit à 100 % vieillit davantage qu’un véhicule cyclisé deux fois par jour dans la plage médiane. La croyance répandue selon laquelle chaque batterie dispose d’un budget de cycles fixe que la recharge bidirectionnelle épuise plus vite est précisément ce que le projet vise à réfuter. Les résultats seront réintégrés dans l’optimisation sous forme de stratégie consciente du vieillissement.

Le financement de l’OFEN est une condition préalable à ce stade : un essai sur le terrain multi-réseau assorti d’une analyse en laboratoire ne peut pas être financé par le secteur privé tant que le côté des revenus reste incertain.

### BÉNÉFICES & DÉFIS

Pour les gestionnaires de réseau, l’avantage réside dans le délestage : consommation pendant les heures

de forte production solaire locale, décharge lors de la pointe du soir, réduisant ainsi les pics de charge et améliorant la valorisation de l'énergie solaire dans leur zone. Cela peut retarder l'extension du réseau. Ces coûts évités sont difficiles à chiffrer — de nombreux gestionnaires de réseau ne connaissent eux-mêmes leurs coûts marginaux de réseau qu'approximativement — mais ils sont réels. L'alternative serait de financer l'intégration des énergies renouvelables entièrement par le renforcement du réseau, un coût supporté par tous via les redevances réseau.

Le plus grand défi non technique est la sensibilisation. Les tarifs dynamiques sont des produits optionnels ; la plupart des utilisateurs ne changent pas parce qu'ils ne peuvent pas évaluer l'avantage, et les gestionnaires de réseau les commercialisent avec

prudence, faute d'expérience. Un prix de l'électricité variable est intuitivement perçu comme un risque, à l'instar d'un taux hypothécaire variable — en réalité, pour toute personne pouvant décaler sa consommation, c'est avant tout une opportunité. AutoHedge développe à cet effet un simulateur en ligne public : les utilisateurs qui saisissent leur comportement d'utilisation voient en quelques secondes leur potentiel d'économies.

Il reste à déterminer si un signal de prix sans pilotage contraignant conduit à un délestage fiable. Les gestionnaires de réseau ont besoin de sécurité de planification ; les fournisseurs de systèmes de gestion de l'énergie mettent en garde contre les effets de rétroaction si toutes les installations réagissent simultanément à la même heure bon marché.

## ENSEIGNEMENTS & POTENTIEL DE RÉPLICATION

L'enseignement le plus important de la phase de préparation concerne le côté des revenus. Les tarifs dynamiques s'appliquent aujourd'hui exclusivement à l'approvisionnement. Une obligation d'achat pour les flux de retour n'existe que pour l'électricité photovoltaïque — pas pour les batteries de stockage ni les véhicules bidirectionnels. À partir de 2027, les gestionnaires de réseau pourront également introduire des tarifs de rachat variables à l'heure pour l'électricité PV : facultatifs pour l'approvisionnement, obligatoires pour l'injection.

Il en résulte une demande politique centrale : si les gestionnaires de réseau de distribution ne sont pas tenus d'accepter les surplus, des acteurs de marché indépendants doivent avoir la possibilité de le faire — surplus issus du stockage et, si nécessaire, du PV. Sur le plan juridique, le négoce de l'injection en retour est ouvert ; en pratique, les obstacles sont élevés. Quiconque souhaite commercialiser des surplus décentralisés doit assumer la responsabilité de groupe de bilan, disposer d'un système de mesure adapté et gérer correctement les garanties d'origine — des charges qui ne sont guère viables pour des volumes de quelques kilowattheures par véhicule et par jour. Il reste en outre à déterminer qui supporte les moins-values lorsque les garanties d'origine ne sont pas valorisables ou que les écarts de prévision génèrent des coûts d'énergie d'équilibrage. C'est précisément cette friction qui empêche un marché de la flexibilité à petite échelle de se former. Des obstacles d'accès plus faibles pour les négociants indépendants seraient le levier le plus efficace pour créer une concurrence autour de la commercialisation intelligente des surplus décentralisés — plutôt que de les laisser inutilisés ou cédés à des conditions fixées unilatéralement.

Le potentiel de réplication est néanmoins élevé, car les résultats sont transférables : à la recharge pilotée sans injection de retour et au stockage stationnaire — deux simplifications du cas bidirectionnel. La condition de mise à l'échelle tient moins à la technologie qu'aux conditions-cadres : structures tarifaires comparables, interfaces standardisées et accès au marché praticable pour les acteurs indépendants. ■

# Niveau: International

Au niveau international, les projets de couplage sectoriel montrent comment des technologies éprouvées à grande échelle peuvent favoriser une décarbonation en profondeur tout en établissant des standards reproductibles ailleurs. Des exemples transfrontaliers illustrent comment la Suisse peut à la fois s'inspirer de l'innovation mondiale et y contribuer.





# Importations de biométhane pour le couplage sectoriel

gazenergie / Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG)

## DESCRIPTION DU PROJET

Les gaz renouvelables apportent une contribution importante au couplage sectoriel. Ils peuvent être utilisés dans de nombreux domaines d'application et secteurs, stockés de manière saisonnière, et transportés, distribués et utilisés via les infrastructures gazières existantes. Ils peuvent également compléter la production fluctuante d'énergies renouvelables.

L'industrie gazière suisse s'est fixé pour objectif d'augmenter la part des gaz renouvelables dans le réseau gazier à au moins 15 pour cent d'ici 2030, 50 pour cent d'ici 2040 et 100 pour cent d'ici 2050. Cet objectif ne peut être atteint que si la production indigène est complétée par des importations, le potentiel indigène étant estimé à environ 4 à 5 TWh selon les estimations actuelles.

Un défi majeur réside dans le fait que les réductions d'émissions associées au biométhane importé ne peuvent aujourd'hui pas être automatiquement attribuées à la Suisse. Le biométhane importé par gazoduc peut être intégré physiquement et en termes de bilan dans le réseau gazier européen, mais n'est pas automatiquement traité de la même manière que le biométhane indigène sur le plan réglementaire en Suisse : le biométhane importé est soumis à la taxe sur le CO<sub>2</sub> et est assimilé au gaz fossile. Un potentiel important de réductions d'émissions rentables reste ainsi inexploité.

Pour remédier à cette situation, le transfert reconnu par l'État des réductions d'émissions du pays exportateur vers la Suisse doit être garanti. Cela per-

mettrait au biométhane importé d'être comptabilisé dans le cadre de la politique climatique suisse, sous certaines conditions. L'industrie gazière suisse s'engage donc en faveur d'une reconnaissance réglementaire des gaz renouvelables importés par gazoduc en tant qu'énergie renouvelable, sous des conditions clairement définies.

La loi suisse sur le CO<sub>2</sub> offre, sous certaines conditions, la possibilité de comptabiliser les réductions d'émissions provenant du biométhane importé pour des applications industrielles en Suisse. La condition essentielle est que la Suisse dispose avec l'État exportateur d'un cadre intergouvernemental approprié excluant la double comptabilisation des réductions d'émissions.

L'Association de l'industrie gazière suisse (VSG) mène actuellement, en coordination avec l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), des clarifications préliminaires avec différents pays exportateurs et établit de premiers contacts. Dès qu'une demande se concrétise et que les autorités compétentes du pays exportateur manifestent un intérêt de principe, la suite du processus est coordonnée avec l'OFEV et poursuivie au niveau des autorités.

## ACTEURS IMPLIQUÉS

Du côté de l'industrie gazière suisse, le VSG est l'acteur principal. Les ministères et autorités compétents des pays exportateurs respectifs sont également impliqués. Du côté suisse, l'OFEV est l'autorité fédérale compétente.

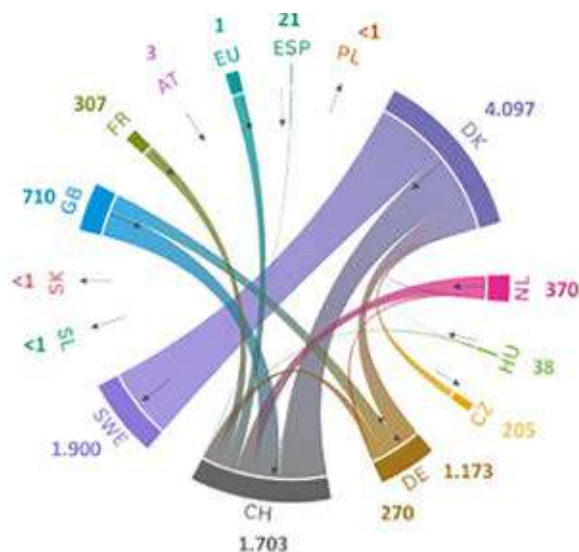
Durant la phase de sondage, le VSG examine si, selon les situations, d'autres acteurs dans les pays exportateurs doivent être impliqués – par exemple des producteurs, des associations professionnelles ou d'autres acteurs politiques et économiques. Le VSG privilégiant dans un premier temps des projets pilotes contrôlés avec des pays partenaires intéressés, les producteurs, les négociants et les acheteurs suisses potentiels sont également impliqués.

## OBJECTIFS

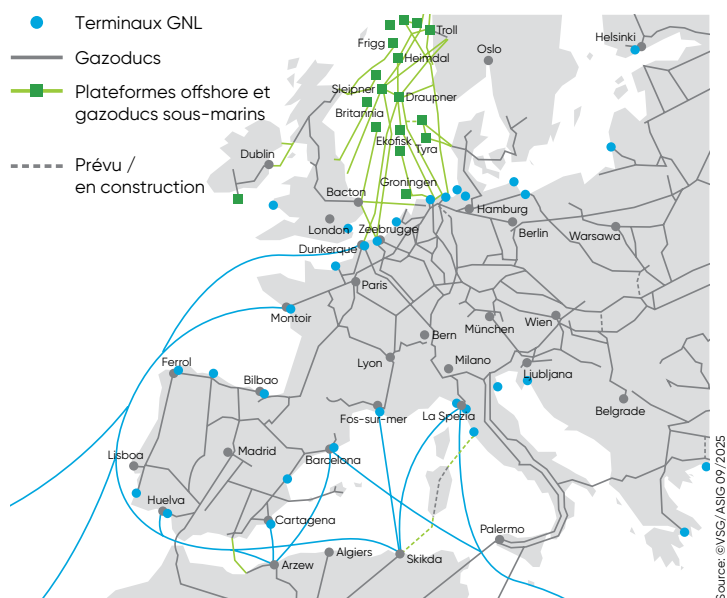
L'objectif de la collaboration avec l'OFEV est de rendre concrètement utilisables les possibilités légales existantes pour la reconnaissance du biométhane importé. L'accent est mis sur des projets pilotes concrets et sur la clarification des conditions juridiques, réglementaires et méthodologiques pour la reconnaissance du biométhane et le transfert transfrontalier des réductions d'émissions associées.

Selon le pays partenaire, cela peut nécessiter un nouvel accord bilatéral, un complément à un accord existant ou une autorisation spécifique au projet dans le cadre d'un accord déjà existant. L'article 6.2 de l'Accord de Paris et les ITMO (Internationally Transferred Mitigation Outcomes) peuvent servir de base à cette démarche. Les ITMO sont des résultats d'atténuation autorisés par le pays qui les transfère en vue d'une utilisation internationale et comptabilisés au moyen des ajustements correspondants (« corresponding adjustments »).

L'objectif à plus long terme du VSG est de permettre des importations durables et à bilan massique de biométhane, reconnues réglementairement comme équivalentes au biométhane indigène dans des conditions comparables. Cela nécessite des procédures pra-



Source: dena (2025) - Branchenbarometer Biomethan 2025 : certificats importés. Données en GWh.



tiques et évolutives avec les États partenaires, des registres compatibles, une méthodologie fiable et une reconnaissance réglementaire plus large au-delà des groupes d'entreprises actuellement couverts.

Parallèlement, le développement de la production suisse de biométhane reste un objectif central. Production importée et production indigène sont étroitement liées et se complètent.

### STATUT ET CHIFFRES CLÉS

Grâce aux registres de biométhane nationaux et européens existants, les garanties d'origine peuvent aujourd'hui être échangées de manière fiable. Celles-ci permettent de documenter l'origine, la quantité et le mode de production, et d'éviter la double commercialisation d'une même quantité d'énergie.

Toutefois, une garantie d'origine ne transfère pas automatiquement l'impact climatique entre les pays. Sans transfert garanti par l'État, la réduction d'émissions est en principe attribuée au pays de production.

La loi révisée sur le CO<sub>2</sub>, en vigueur depuis 2025, permet sous des conditions clairement définies la comptabilisation pour les entreprises du système d'échange de quotas d'émission et pour les entre-

prises soumises à des obligations de réduction. Toutefois, une équivalence générale et intersectorielle avec le biométhane indigène n'existe pas encore.

La situation est par ailleurs très dynamique. Deux facteurs de succès sont décisifs : la politique et le marché. D'une part, la volonté politique du pays exportateur est indispensable ; sans elle, aucun cadre gouvernemental ni aucune autorisation spécifique au projet ne peuvent être établis. D'autre part, il faut des quantités suffisantes de biométhane non subventionné, produit à partir de résidus et de déchets, et donc adapté à l'exportation vers la Suisse.

### DÉFIS ET BÉNÉFICES

L'industrie énergétique, et le secteur gazier en particulier, est en pleine transformation. Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050, il faut s'attendre à ce qu'une demande de gaz subsiste. Selon les Perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN de novembre 2020, actuellement en vigueur, la demande de gaz devrait s'élever à environ 15 TWh en 2050. Le potentiel exploitable à long terme de la production nationale de biométhane est estimé à environ 4 à 5 TWh.

La voie légale de comptabilisation existante se concentre actuellement sur les entreprises du système d'échange de quotas d'émission et sur celles soumises à des obligations de réduction. Ces groupes de clients disposent souvent d'une capacité de paiement limitée pour les gaz renouvelables par rapport à d'autres segments de marché. Cela s'explique par leur exposition à la concurrence internationale. Les opportunités de marché à court terme pour le biométhane importé peuvent s'en trouver limitées.

Un État partenaire doit accepter le transfert de la réduction d'émissions et s'assurer que la même réduction n'est pas simultanément comptabilisée dans le pays exportateur.

La mise en place d'une production supplémentaire de biométhane dans un environnement de marché peu ou pas subventionné nécessite des investissements impor-



tants. Des contrats d'approvisionnement à long terme avec des acheteurs suisses peuvent renforcer la sécurité des investissements et faciliter le financement de nouvelles installations. Cela peut créer des capacités de production supplémentaires et générer des économies d'échelle dont le marché intérieur du pays producteur pourrait également bénéficier.

Les molécules renouvelables, aux côtés de l'électricité renouvelable, constituent un élément important de la transformation énergétique. Le biométhane peut être utilisé dans de très nombreux secteurs, stocké et transporté, distribué et utilisé via des infrastructures existantes.

### ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Pour permettre l'importation comptabilisable de gaz renouvelables, des efforts réglementaires, administratifs et économiques considérables sont nécessaires. Pour atteindre les objectifs zéro net 2050 et décarboner le secteur gazier, des importations fiables de gaz renouvelables sont nécessaires en complément de la production indigène.

Ces importations ne doivent pas seulement être comptabilisées comme renouvelables sur le plan du bilan, mais doivent satisfaire à des exigences de durabilité élevées et vérifiables — notamment l'utilisation de résidus et de déchets appropriés, une traçabilité complète et une attribution sans ambiguïté de la réduction d'émissions sur le plan de la politique climatique.

La demande suisse à long terme peut déclencher une production et des investissements supplémentaires dans les pays partenaires. L'approche du VSG est donc la suivante : démarrer pragmatiquement, tirer les enseignements de projets pilotes contrôlés et, sur la base de ces expériences, développer un marché fiable et transparent.

## ENSEIGNEMENTS ET POTENTIEL DE RÉPLICATION

**La coopération internationale est déterminante** : la reconnaissance des réductions d'émissions provenant des importations de biogaz nécessite des accords gouvernementaux solides. Les expériences existantes avec l'article 6, la comptabilisation des réductions d'émissions et les rapports climatiques internationaux fournissent une base importante à cet égard.

**Attribution gouvernementale claire des réductions d'émissions** : le pays de production doit accepter le transfert et procéder à un ajustement correspondant dans sa comptabilisation climatique conformément à l'article 6, afin d'éviter les doubles comptages.

**Méthodologie robuste et vérification indépendante** : les réductions d'émissions doivent être calculées selon des méthodes transparentes et largement soutenues, entièrement documentées et vérifiées de manière indépendante.

**Registres existants** : les registres de biométhane établis et les garanties d'origine peuvent couvrir des aspects essentiels de la traçabilité commerciale — notamment la prévention de la double vente et la documentation de la production. Toutefois, le transfert climatico-politique de la réduction d'émissions doit en outre être réglementé au niveau étatique.

**La numérisation comme facteur de succès** : les systèmes numériques tels que la base de données de l'Union européenne (UDB) peuvent accroître la traçabilité, la transparence et l'efficacité tout en réduisant les processus manuels. ■

# Conclusion

Deux éditions plus tard, un schéma se dessine que les données seules ne capturent pas entièrement.

Chaque projet de ce volume a débuté avec une personne, ou un petit groupe de personnes, qui a décidé de faire les choses différemment — non pas parce que le cadre réglementaire était prêt, non pas parce que le financement était simple, et non pas parce que les risques techniques étaient négligeables. Ils ont commencé parce que quelqu'un a conclu qu'attendre des conditions parfaites était lui-même un choix avec des conséquences. La transition énergétique est souvent présentée comme un problème de technologie, de capital ou de volonté politique. Les projets documentés ici suggèrent quelque chose de plus précis : c'est, au fond, un problème de premiers acteurs. Les technologies qui existent sur le papier ont besoin de quelqu'un prêt à les déployer dans un vrai bâtiment, sur un vrai site, dans une vraie commune. Le premier déploiement est toujours plus difficile que le dixième. Ces projets existent pour que d'autres puissent avancer plus vite.

Ce qui nous a frappés, en travaillant sur ces contributions, c'est la diversité des acteurs impliqués. Une coopérative de logement à Winterthur. Un fournisseur de gaz en Suisse centrale. Une banque privée à Zurich. Un office cantonal de l'énergie à Berne. Une équipe de recherche. Une startup. Aucun de ces acteurs ne décrirait son rôle principal comme "faire la transition énergétique". Ce sont des exploitants de bâtiments, des financeurs, des chercheurs, des planificateurs, des ingénieurs. La

transition se produit lorsque la bonne connaissance atteint la bonne personne au bon moment. C'est précisément ce pour quoi ce projet existe.

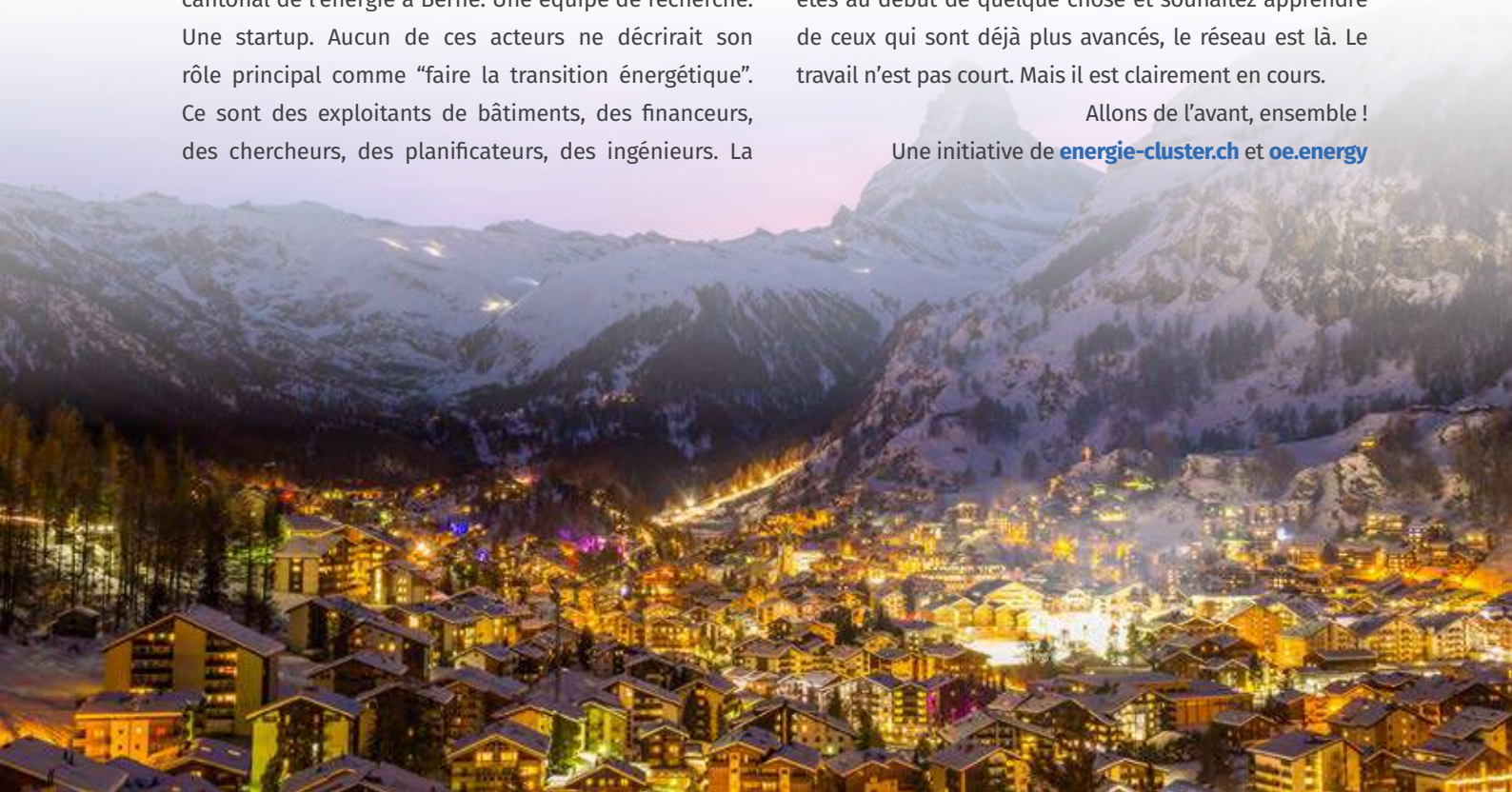
La deuxième édition a rendu une chose plus claire que la première : le goulot d'étranglement a changé de nature. Ce ne sont plus les technologies qui manquent — ni, principalement, le capital, car des financements sont disponibles pour des propositions bien structurées. Le goulot se situe dans la couche institutionnelle : procédures d'autorisation, raccordements au réseau, expertise concentrée dans trop peu d'organisations, cycles politiques qui rendent difficiles les engagements sur dix ans. Ce sont des contraintes réelles. Mais ce sont aussi des contraintes modifiables — ce qui est un problème d'une nature différente d'une technologie manquante, et sur certains aspects plus accessible.

Le travail à venir porte donc moins sur l'invention que sur la réplication : faire passer les solutions du mode projet à la pratique standard, transformer les premiers déploiements en modèles reproductibles. La prochaine édition devra examiner cela de plus près.

En attendant, voici une invitation ouverte. Si vous avez un projet qui a sa place dans ces pages, apportez-le. Si vous êtes au début de quelque chose et souhaitez apprendre de ceux qui sont déjà plus avancés, le réseau est là. Le travail n'est pas court. Mais il est clairement en cours.

Allons de l'avant, ensemble !

Une initiative de [energie-cluster.ch](https://energie-cluster.ch) et [oe.energy](https://oe.energy)





**OE-EN AG**

Schochenmühlestr. 6

6340 Baar

Switzerland

[www.oe.energy](http://www.oe.energy)

[backoffice@oe-en.com](mailto:backoffice@oe-en.com)

+41 41 511 70 10



**energie-cluster.ch**

Gutenbergstrasse 21

3011 Bern

Switzerland

[www.energie-cluster.ch](http://www.energie-cluster.ch)

[sekretariat@energie-cluster.ch](mailto:sekretariat@energie-cluster.ch)

+41 31 381 24 80