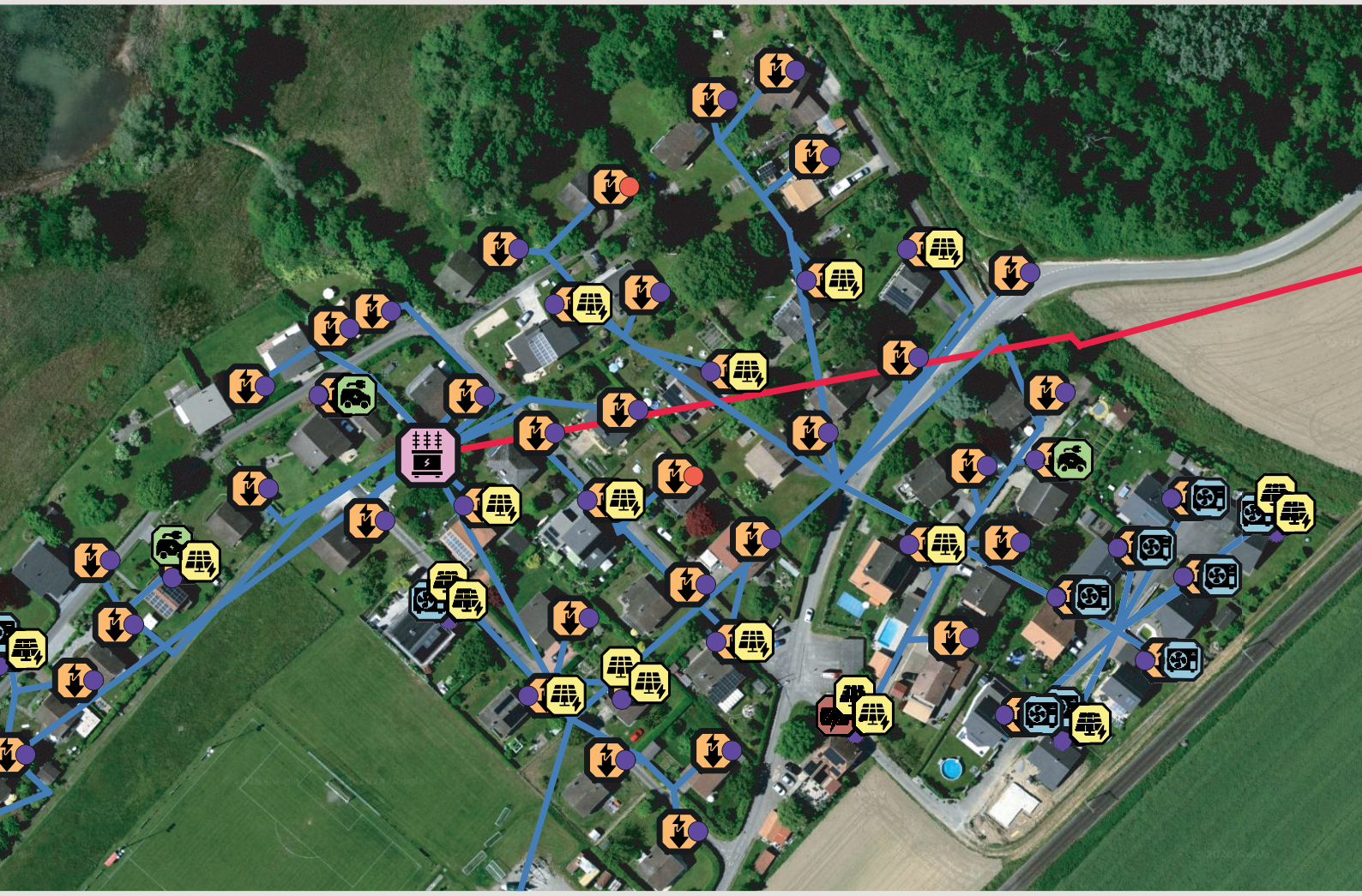

Figures: Projet Dig-A-Plan

# Méthodologie pour la planification des réseaux de distribution à long terme

## De la modélisation des consommateurs à l'optimisation des investissements

La transition énergétique oblige les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) à repenser leurs méthodes de planification des réseaux électriques à long terme. Pendant des décennies, la planification reposait sur une logique empirique et conservative. Cette dernière entraînait un surdimensionnement des câbles et des transformateurs sans pour autant intégrer systématiquement l'ensemble des contraintes opérationnelles et techniques du réseau. Cette approche est aujourd'hui dépassée. En effet, les réseaux ne font plus face à des consommateurs passifs et prévisibles, mais à des systèmes actifs, variables et bidirectionnels. Cette évolution est principalement alimentée par le déploiement de la production photovoltaïque décentralisée, la multiplication du nombre de bornes de recharge pour véhicules électriques et l'électrification des systèmes de chauffage via les pompes à chaleur.

De leur côté, les approches académiques classiques utilisées pour la planification des réseaux électriques proposent des formulations sophistiquées basées sur des modèles d'optimisation multiniveaux et la gestion des incertitudes. Néanmoins, celles-ci sont rarement testées sur des réseaux de distribution réels et leur applicabilité pratique demeure limitée.

Le projet Dig-A-Plan, financé par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), répond directement à ce décalage. Il propose une méthodologie intégrée de planification à long terme, ancrée dans une approche de numérisation commune et articulée autour de trois axes : la modélisation des consommateurs, la flexibilité de la consommation et son impact sur le réseau physique, et l'optimisation des investissements. La structure globale de la méthodologie, découpée en axes et modules spécifiques, est illustrée dans la figure 1. Chacun de ces modules sera détaillé dans la suite de l'article.

## Numérisation et défis de la modélisation

Une planification moderne repose avant tout sur une infrastructure numérique consistante. En effet, les données issues des systèmes d'information géographique (GIS), des systèmes de supervision (Scada) et des compteurs intelligents forment la matière première de toute analyse fine des flux de puissance. Cependant, ces sources restent souvent cloisonnées dans des systèmes hétérogènes. Leur exploitation

RÉSUMÉ

conjointe reste difficile en raison d'obstacles techniques et réglementaires, notamment la loi sur la protection des données (LPD), qui restreint l'accès aux données de consommation et leur croisement. Afin de répondre à cette problématique, des techniques d'anonymisation et d'agrégation ont été utilisées. Elles permettent, entre autres, de concilier une modélisation détaillée avec les exigences légales.

Le choix de la résolution temporelle et spatiale constitue également un enjeu central. Les approches classiques s'appuient généralement sur des profils de consommation types. Or, pour bien capter les effets de simultanéité entre les consommateurs et les installations de production distribuées, une résolution temporelle de 15 min sur l'ensemble de l'année et pour chaque nœud du réseau est nécessaire.

## Construction des profils de consommation

Sur la base des données récoltées à l'échelle du bâtiment, le premier axe consiste à reconstruire les profils de consommation au quart d'heure. Pour ce faire, cette approche doit prendre en compte l'intégralité des systèmes électrifiés (panneaux photovoltaïques, pompes à chaleur, véhicules électriques et appareils électroménagers).

Le potentiel de production photovoltaïque est calculé à partir de l'irradiation solaire, en tenant compte de la surface de toiture disponible, inclinaison et orientation comprises. La consommation des pompes à chaleur est estimée à partir de données météorologiques, de courbes de chauffe linéarisées et de coefficients de performance. Les profils de recharge des véhicules électriques sont dérivés d'enquêtes nationales sur la mobilité [1], et distribués spatialement selon les données suisses d'immatriculation. La part des appareils électroménagers est obtenue en soustrayant des courbes de charge de consommation normale les contributions connues des pompes à chaleur et des véhicules électriques pour différents profils de consommateurs.

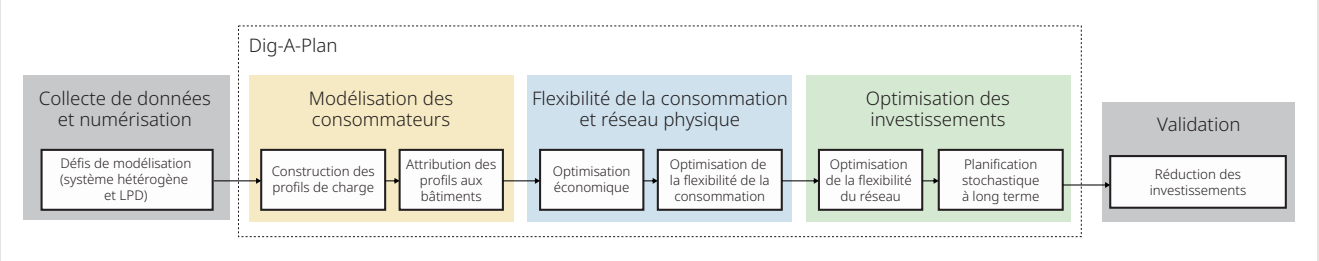


**Figure 1** Structure de la méthodologie Dig-A-Plan, des données d'entrée à la validation du plan d'investissement.

Pour donner suite à cette première caractérisation, un profil individuel de consommation doit être attribué à chaque bâtiment. À cet effet, un modèle d'optimisation en deux étapes est utilisé. Lors de la première étape, le profil le plus représentatif de chaque bâtiment est sélectionné au sein d'une base de données de plusieurs milliers de courbes anonymisées. Cette sélection s'appuie sur des données publiques issues du Registre fédéral des bâtiments et logements (RegBL). La seconde étape consiste à ajuster les profils pour qu'une fois agrégés, ils correspondent aux mesures réelles enregistrées par le GRD au niveau des transformateurs.

Les projections à l'horizon 2050 sur un réseau urbain dense révèlent une transformation structurelle des flux de puissance (figure 2). En période hivernale, la demande sera dominée par les pompes à chaleur, dont la contribution énergétique annuelle dépasse largement celle des véhicules électriques dans les zones urbaines denses. En période estivale, le pic de production photovoltaïque pourra être jusqu'à deux fois supérieur à la consommation locale. Ce phénomène générera des flux de puissance inversés – des consommateurs vers le réseau de moyenne tension – et entraînera des risques de surtension sur le réseau basse tension.

### Flexibilité de la consommation et impact des structures tarifaires

Le deuxième axe analyse la manière dont les consommateurs activent leur flexibilité face aux signaux tarifaires, ainsi que l'impact de ces comportements

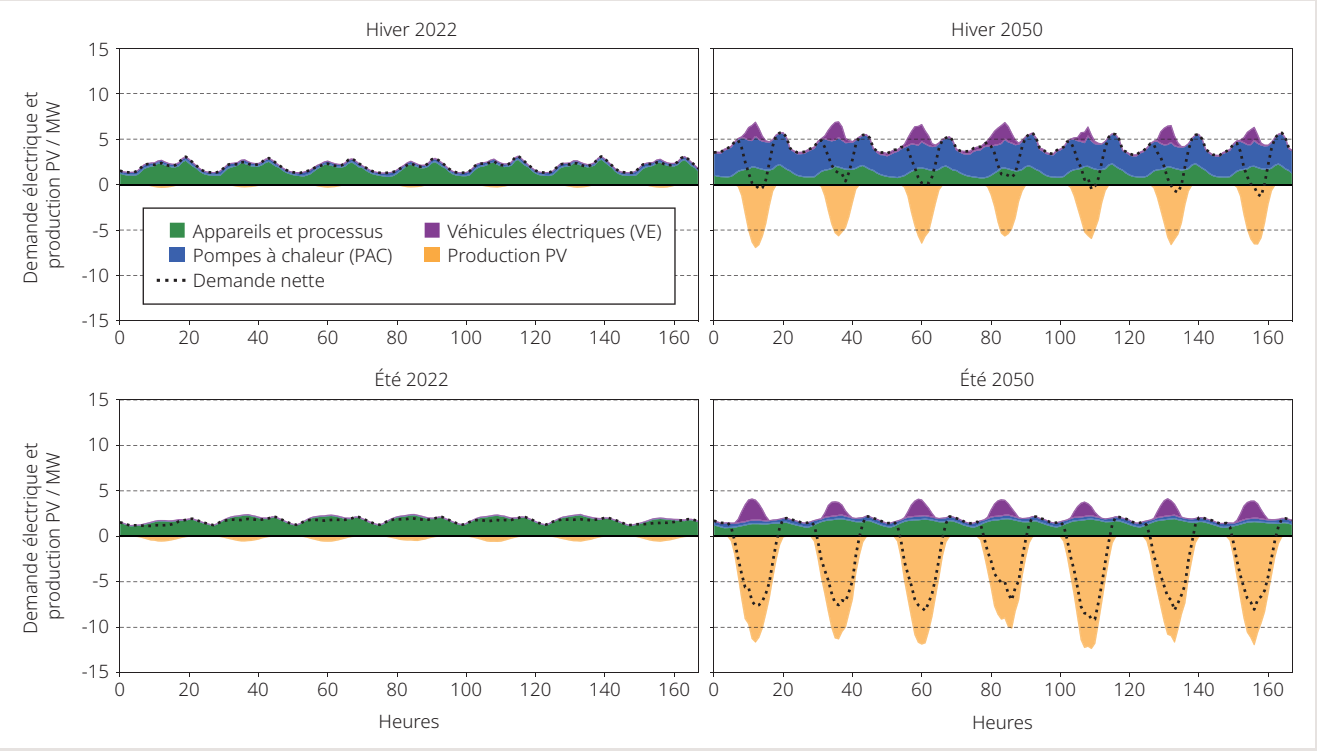


**Figure 2** Courbes de charge et production photovoltaïque saisonnières pour une semaine représentative, en hiver et en été, en 2022 et en 2050.

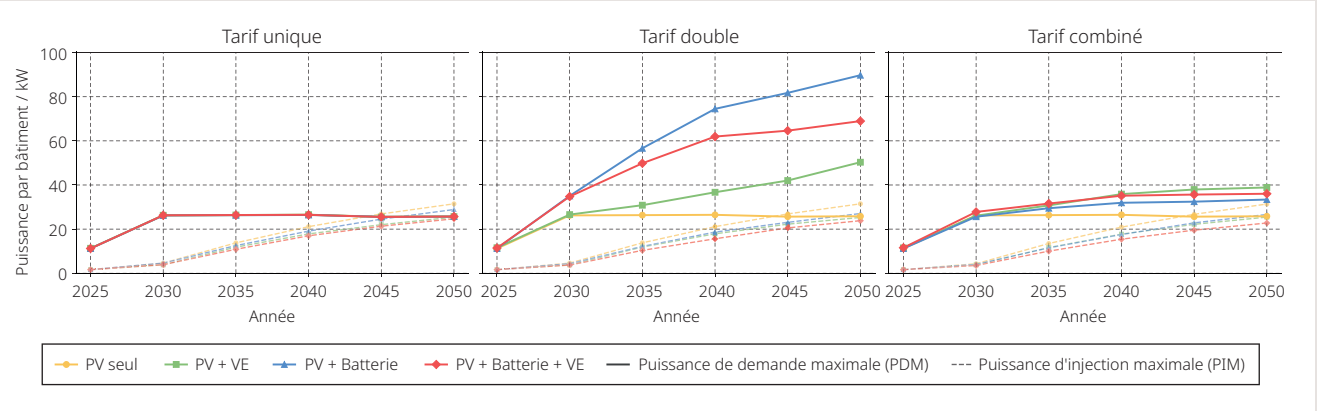


**Figure 3** Puissance de demande maximale (PDM) et puissance d'injection maximale (PIM) par bâtiment sur un départ moyenne tension, sous les trois régimes tarifaires, de 2025 à 2050.

sur le réseau de distribution. Afin de minimaliser la dépense totale de chaque bâtiment (investissements annualisés et coûts d'exploitation compris sur une période de 25 ans), une optimisation économique est réalisée pour chacun d'entre eux. Les variables de décision portent sur la taille des futurs panneaux solaires et des batteries installées, ainsi que sur la stratégie de recharge des batteries et des véhicules électriques (VE). Trois trajectoires de développement sont considérées comme scénarios probables :

- un scénario de référence : niveaux actuels de charge avec intégration limitée des ressources décentralisées ;
- un scénario de transition durable : croissance modérée de la demande et déploiement partiel du photovoltaïque (PV), des bornes de recharge pour véhicules électriques et des pompes à chaleur ;
- et un scénario de forte électrification : électrification à grande échelle et forte intégration des énergies renouvelables, avec des comportements variés des prosommateurs.

Finalement, pour chaque scénario, trois structures tarifaires suisses actuelles ont été comparées : « un tarif unique », « un tarif double » (heures pleines et heures creuses) et « un tarif combiné » incluant une composante de puissance mensuelle.

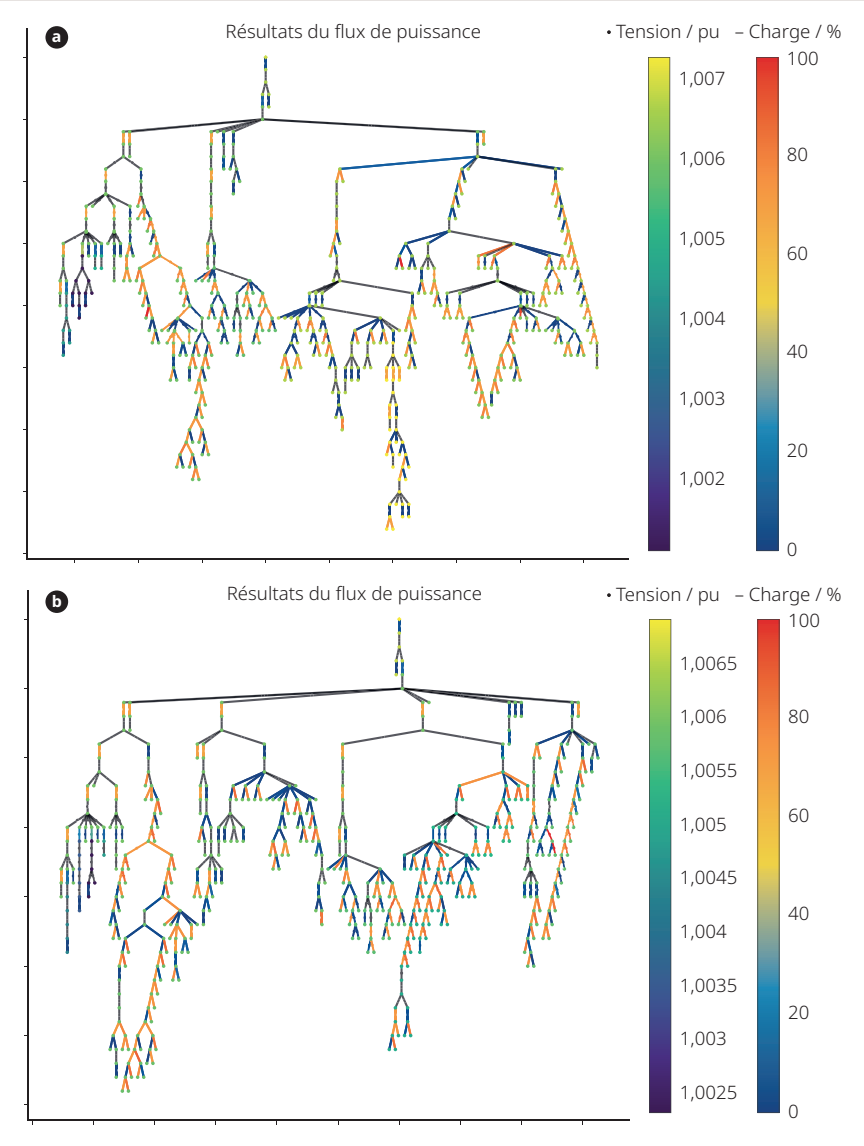


**Figure 4** Topologie du réseau électrique **(a)** avant et **(b)** après optimisation de la flexibilité du réseau pour la minimalisation des pertes.

Les résultats indiquent que le choix tarifaire exerce une influence négligeable sur l'autoconsommation annuelle des bâtiments. En revanche, il impacte significativement les pics de puissance. En effet, le tarif double produit un effet indésirable bien documenté (figure 3). En incitant les consommateurs à charger leurs batteries pendant les heures creuses, il provoque une réponse synchronisée qui amplifie considérablement la demande simultanée au niveau du réseau. Ce phénomène, déjà observé dans des réseaux allemands [2] et suédois [3], se traduit par une demande par bâtiment nettement plus élevée que celle observée avec un tarif unique. L'introduction d'une composante de puissance dans le tarif réduit cet effet grâce à la facturation mensuelle de la puissance maximale soutirée, sans l'éliminer totalement.

### Planification stochastique et optimisation des investissements pour le réseau de distribution

Le troisième axe porte sur la planification à long terme du réseau physique en tenant compte des incertitudes sur les scénarios des développements mentionnés au paragraphe précédent. L'incertitude réside dans le fait que la taille et l'emplacement des technologies installées par les consommateurs privés ne suivront pas nécessairement les trajectoires définies par ces scénarios.

Concrètement, une architecture d'optimisation à deux niveaux a été développée. Le premier niveau optimise les décisions de renforcement du réseau en gérant des incertitudes à long terme relatives au rythme d'adoption des nouvelles technologies. Pour ce faire, un modèle d'optimisation basé sur la technique SDPP (Stochastic Dual Dynamic Programming) [4] a été développé. Celui-ci permet d'optimiser les prises de décision sur plusieurs périodes (tous les cinq ans, par exemple) et pour divers scénarios. Le deuxième niveau gère les incertitudes à court terme, liées notamment à la météo, aux variations saisonnières et aux comportements des

consommateurs. Ce dernier optimise la flexibilité opérationnelle du réseau à court et moyen terme en jouant sur la topologie de réseaux (les états des interrupteurs, ouverts ou fermés) ainsi que sur la position des gradins des transformateurs réglables. Il doit également garantir le respect des contraintes physiques du réseau, notamment les limites de tension et de courant [5].

Les résultats montrent que les changements de topologie apportent des gains substantiels dans les réseaux fortement maillés – par exemple dans les zones urbaines –, mais restent sans effet dans les réseaux à topologie essentiellement radiale. La figure 4 présente un changement optimal de la topologie de réseaux, avec les résultats d'analyse des flux de puissance (tension des nœuds et charge des câbles et des transformateurs): cet exemple illustre la réduction du niveau de charge et des pertes du réseau dans un contexte urbain.

L'ensemble des modèles d'optimisation et des algorithmes de solution est disponible en libre accès sous le lien indiqué en fin d'article.

**Validations et perspectives**

Entre autres cas d'études, la méthodologie du projet Dig-A-Plan a été appliquée à un réseau urbain dense de la région lémanique, comprenant plus d'un millier de nœuds de moyenne et basse tension, plusieurs centaines de charges et une trentaine de transformateurs de distribution. L'analyse de ce réseau démontre qu'une planification prévisionnelle basée sur la SDDP réduit les besoins d'investissement de 10 %

in kürze

# Methode für die langfristige Planung von Verteilnetzen

## Von der Modellierung der Verbraucher bis zur Optimierung der Investitionen

Wegen der Energiewende müssen Verteilnetzbetreiber ihre Methoden zur langfristigen Planung der Stromnetze überdenken. Zu diesem Zweck bietet das Projekt Dig-A-Plan eine integrierte Methode zur langfristigen Planung an, die auf drei Schwerpunkten beruht: der Modellierung der Verbraucher, der Flexibilität des Verbrauchs und ihre Auswirkungen auf das Netz sowie der Optimierung der Investitionen für das Netz.

Der erste Schwerpunkt zielt darauf ab, die aktuellen und künftigen Auswirkungen der zeitlichen Überschneidungen zwischen Verbrauchern und dezentralen Erzeugungsanlagen zu ermitteln. Die Modellierung der Verbraucher erfolgt anhand von Daten, die auf Gebäudeebene erhoben wurden, und unter Berücksichtigung aller elektrifizierten Systeme (PV-Anlagen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Haushaltsgeräte), um die Viertelstunden-Verbrauchsprofile über das gesamte Jahr und für jeden Netzknoten zu rekonstruieren.

Der zweite Schwerpunkt analysiert, wie Verbraucher ihre Flexibilität angesichts verschiedener Tarifsignale (Einzeltarif, Doppeltarif und kombinierter Tarif mit monatlicher Abrechnung der maximalen Leistungsaufnahme) nutzen, sowie die Auswirkungen dieses Verhaltens auf das Verteilnetz für drei Szenarien mit unterschiedlichen Integrationsgeschwindigkeiten von PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Es zeigt sich klar, dass die Wahl des Tarifs nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf den jährlichen Eigenverbrauch von Gebäuden hat. Der Doppeltarif hingegen wirkt sich erheblich auf die Leistungsspitzen aus, da er die Verbraucher dazu anregt, ihre Batterien in den Niedertarifzeiten aufzuladen.

Für den dritten Schwerpunkt wurde eine zweistufige Optimierungsarchitektur entwickelt. Die erste Stufe optimiert Entscheidungen zur Netzverstärkung, indem sie langfristige Unsicherheiten – bezüglich der Einführungsgeschwindigkeit neuer Technologien – mithilfe eines auf SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) basierenden Modells berücksichtigt. Die zweite Ebene befasst sich mit kurzfristigen Unsicherheiten, die insbesondere mit dem Wetter und dem Verbraucherverhalten zusammenhängen, und optimiert die operative Flexibilität des Netzes kurz- und mittelfristig durch Anpassung der Netztopologie. Das Ergebnis: Während Topologieänderungen in stark vermaschten Netzen – zum Beispiel in städtischen Gebieten – erhebliche Vorteile bringen, bleiben sie in Netzen mit überwiegend radialer Topologie wirkungslos.

Bei der Anwendung der Dig-A-Plan-Methode auf ein dichtes städtisches Netz in der Genferseeregion hat sich gezeigt, dass eine auf SDDP basierende vorausschauende Planung den Investitionsbedarf je nach Szenario um 10 % bis 50 % senkt.

à 50% selon les scénarios. Cette approche s'avère bien plus avantageuse qu'une stratégie réactive, qui déploie les renforcements uniquement après l'apparition de congestions ou de violations des contraintes d'exploitation. Les résultats indiquent également que la production solaire et l'électrification des systèmes de chauffage constituent, à l'horizon 2050, le principal facteur de contraintes sur les réseaux urbains denses, devant l'électromobilité.

En conclusion, pour une planification efficace des réseaux de distribution à long terme, il est essentiel d'intégrer l'évolution des profils des consommateurs, mais également tous les potentiels de flexibilité disponibles. Cette approche permet de gérer efficacement toutes les contraintes d'exploitation, tout en constituant une solution plus économique que les approches classiques et conservatrices. Ces résultats sont rendus possibles grâce à une méthodologie fondée sur des données réalistes et cohérentes, ainsi que sur une modélisation explicite des incertitudes et contraintes physiques du réseau.

**Liens**

> Projet Dig-A-Plan : www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=53861
> Modèles d'optimisation et algorithmes de solution : github.com/heig-vd-ie/dig-a-plan-optimization

**Références**


[1] «Microrecensement mobilité et transports», Office fédéral du développement territorial (ARE), 2021.
[2] J. Stute, M. Kühnbach, «Dynamic pricing and the flexible consumer – Investigating grid and financial implications: A case study for Germany», Energy Strategy Reviews, vol. 45, p. 100987, 2023.
[3] M. Sandström, P. Huang, C. Bales, E. Dotzauer, «Combined hosting capacity analysis for electric vehicles and rooftop photovoltaic systems – Impacts on a Swedish residential power grid», Energy, vol. 351, p. 140805, 2026.
[4] O. Dowson, L. Kapelevich, «SDDP.jl: A Julia package for stochastic dual dynamic programming», Informs Journal on Computing, vol. 33, nº 1, p. 27-33, 2021.
[5] A. Gerami, L. Tomasini, M. Rayati, M. Bozorg, «Flexible distribution network reconfiguration via scalable alternating direction method of multipliers», Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 46, p. 102247, 2026.


**Auteurs**


**Mokhtar Bozorg** est professeur en énergie et réseaux électriques à la Haute école d'ingénierie et de gestion du canton de Vaud (HEIG-VD).
> HEIG-VD, 1401 Yverdon-les Bains
> mokhtar.bozorg@heig-vd.ch

**Mohammad Rayati** est chef de projet à la HEIG-VD.
> mohammad.rayati@heig-vd.ch

**Adeleh Mokhles Gerami** est assistante académique à la HEIG-VD.
> adeleh.mokhles-gerami@heig-vd.ch

**Luca Tomasini** est assistant de recherche à la HEIG-VD.
> luca.tomasini@heig-vd.ch

**Martin Patel** est professeur à l'Université de Genève.
> Université de Genève, 1201 Genève
> martin.patel@unige.ch

**Arbogast Nyandwi** est assistant de recherche et doctorant à l'Université de Genève.
> arbogast.nyandwi@unige.ch

**Alejandro Pena-Bello** est adjoint scientifique à la HES-SO Valais.
> HES-SO Valais, 1950 Sion
> alejandro.penabello@hevs.ch

**Gerard Marias Gonzalez** est assistant scientifique à l'EPFL.
> EPFL, 2000 Neuchâtel
> gerard.mariasgonzalez@epfl.ch



Les auteurs remercient l'OFEN pour le financement ainsi que les partenaires industriels pour leur soutien, notamment en ce qui concerne la mise à disposition des données du réseau, les cas d'utilisation et l'évaluation des résultats. Les contributions de Groupe E (Deniz Incesu, Loïc Dunand, Ana Nazaré), d'Yverdon Energies (Arthur Guex, Fanny Carrard, Gaël Zbinden) et des Services industriels de Lausanne (Max Chevron, James Germanier, Damien Chollet) ont été particulièrement appréciées.





ANZEIGE