



HAL
open science

Modélisation des Coûts et Bénéfices Induits par la Flexibilité de la Production Photovoltaïque Connectée au Réseau de Distribution

Seddik Yassine Abdelouadoud, Robin Girard

► **To cite this version:**

Seddik Yassine Abdelouadoud, Robin Girard. Modélisation des Coûts et Bénéfices Induits par la Flexibilité de la Production Photovoltaïque Connectée au Réseau de Distribution. Mines Paris - PSL. 2025. hal-04880502

HAL Id: hal-04880502

<https://hal.science/hal-04880502v1>

Submitted on 10 Jan 2025

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Distributed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

Modélisation des Coûts et Bénéfices Induits par la Flexibilité de la Production Photovoltaïque Connectée au Réseau de Distribution

Version 1.0.0

Yassine Abdelouadoud, Robin Girard

janv. 10, 2025

Table des matières

1	Introduction	3
1.1	Contexte	3
1.2	Rôle potentiel de la flexibilité	4
1.3	Objectif	4
1.4	Structure du rapport	4
2	Le réseau de distribution d'électricité	7
2.1	Introduction	7
2.2	Architecture	7
2.2.1	Poste source	7
2.2.2	Réseau HTA	7
2.2.3	Réseau BT	8
2.3	Objectifs opérationnels	8
2.3.1	Continuité d'alimentation	8
2.3.2	Qualité d'alimentation	8
2.3.3	Sécurité des ouvrages	8
2.4	Ecoulement des charges et plan de tension	9
2.4.1	Objectif du calcul et données d'entrée	9
2.4.2	Différentes méthodes de résolution	9
2.5	Planification	9
2.5.1	Leviers d'action du GRD	9
2.5.2	Analyse technico-économique	9
3	Définition de la flexibilité étudiée	11
3.1	Introduction	11
3.2	Capacités de gestion de tension des onduleurs	11
3.2.1	Mode facteur de puissance constant	13
3.2.2	Mode tension/réactif	14
3.2.3	Mode actif/réactif	16
3.2.4	Mode réactif constant	17
3.2.5	Mode tension/actif	17
3.3	Gestion de tension dans les codes réseaux	19
3.3.1	Californie	19
3.3.2	Hawaii	20
3.3.3	France	21
3.4	Flexibilité étudiée	23

4	Stabilité de la gestion de tension par réactif et/ou actif	25
4.1	Revue de littérature	25
4.1.1	Description de la boucle de contrôle	25
4.1.2	Mécanisme introduisant l'instabilité	26
4.1.3	Exemples d'oscillations liées au contrôle de tension par onduleur observées en conditions réelles	29
4.1.4	Modélisation du comportement transitoire du contrôle de tension	35
4.1.5	Validation expérimentale des modèles	38
4.1.6	Types de critères de stabilité	45
4.2	Critère de stabilité sélectionné	46
4.3	Adaptation du critère à la gestion de puissance active	48
4.4	Validation expérimentale	48
4.5	Conclusion	49
5	Cadre d'analyse des coûts et bénéfices de la flexibilité de la production dans le réseau de distribution	51
5.1	Introduction	51
5.2	Revue de littérature	51
5.3	Définition du cadre d'analyse retenu	56
6	Sélection des départs représentatifs	59
6.1	Introduction	59
6.2	Production des données d'entrée	59
6.2.1	Sources de données	60
6.2.2	Création de la topologie du réseau et allocation des caractéristiques des lignes	60
6.2.3	Attribution des charges annuelles et de pointe	61
6.2.4	Sélection des puissances nominales des transformateurs HTA/BT	66
6.3	Calcul des attributs descriptifs des réseaux	70
6.3.1	Attributs électrotechniques	70
6.3.2	Attributs liées à la consommation	73
6.3.3	Attributs issus de la théorie des graphes	73
6.3.4	Attributs composites	74
6.3.5	Attributs contextuels	74
6.4	Elimination des valeurs aberrantes	77
6.5	Choix de conception de l'algorithme de clustering	77
6.5.1	Algorithme de clustering utilisés dans la littérature	77
6.5.2	Réduction de la dimensionnalité	80
6.6	Validation	80
6.6.1	Validation interne	80
6.6.2	Validation externe	81
6.7	Description de l'algorithme de clustering retenu	86
6.8	Analyse des départs représentatifs	89
6.8.1	Répartition géographique	89
6.8.2	Taille du réseau représenté	91
6.8.3	Mesures de longueur du réseau	91
6.8.4	Consommations	93
6.9	Conclusion	93
7	Scénarios de déploiement de la production photovoltaïque	95
7.1	Introduction	95
7.2	Données d'entrée	95
7.3	Traitement RNI	96
7.3.1	Attribution des IRIS manquants	96
7.3.2	Correction des données incohérentes	96

7.4	Types de centrales modélisés	97
7.5	Modélisation du parc existant	97
7.5.1	Désagrégation des centrales	97
7.5.2	Centrales non agrégées	97
7.5.3	Spatialisation des centrales	98
7.5.4	Résultats	99
7.6	Modélisation de scénarios futurs	99
7.6.1	Résultats	100
7.7	Association entre centrales PV et noeud d'injection	102
7.7.1	Toiture résidentielle	103
7.7.2	Toiture autre usage	103
7.7.3	Au sol	103
7.7.4	Résultats	104
7.8	Limitations	105
7.8.1	Modélisation des grandes centrales au sol	105
7.8.2	Absence de prise en compte des obstacles et ombrages en toiture	105
8	Simulation de la consommation	107
8.1	Données d'entrée	107
8.1.1	Données SIG des bâtiments	107
8.1.2	Recensement logement	108
8.1.3	Base DPE	108
8.1.4	Données météo	108
8.1.5	Données locales de l'énergie	109
8.1.6	Profils de consommation hors résidentiel	109
8.1.7	Courbes de charges agrégées par secteur à la maille nationale	109
8.2	Attribution des consommations statiques par bâtiment pour le secteur résidentiel	110
8.2.1	Description du fonctionnement de buildingmodel	110
8.2.2	Simulations stochastiques et paramétriques	119
8.3	Attribution des consommations statiques par bâtiment pour les autres secteurs	127
8.4	Simulation des courbes de charges du secteur résidentiel	128
8.4.1	Usages spécifiques et comportement des occupants	128
8.4.2	Chauffage et eau chaude sanitaire	129
8.5	Simulation des courbes de charges des autres secteurs	134
8.6	Exemples de résultats par départ HTA	135
8.7	Comparaison des résultats échelle France avec les données Enedis	141
8.7.1	Secteur résidentiel	142
8.7.2	Autres secteurs	148
8.8	Ajustement de la consommation aux capacités d'accueil du réseau	152
8.9	Conclusion	155
9	Modélisation du renforcement du réseau	157
9.1	Calcul d'écoulement de charge incluant la flexibilité	157
9.2	Heuristique de renforcement	158
9.3	Application sur l'horizon de temps	159
9.4	Modèle de coût	159
9.5	Exemples de résultats par départ	160
10	Modélisation de l'énergie non injectée	167
10.1	Simulation de la production photovoltaïque	167
10.2	Réduction du nombre de pas de temps par clustering	168
10.3	Sélection du nombre de pas de temps	171
10.4	Exemples de résultats	175
11	Comparaison des coûts et bénéfices	181

11.1	Modèle de coût de l'énergie photovoltaïque non injectée	181
11.2	Horizon de calcul des coûts et bénéfices	182
12	Résultats	185
12.1	Répartition urbain/rural du potentiel PV	185
12.2	Lien entre longueur des départs et potentiel PV	186
12.3	Besoins de renforcements sans flexibilité	186
12.4	Coûts de renforcement sans flexibilité	188
12.4.1	Répartition urbain/rural	194
12.4.2	Répartition géographique	195
12.5	Evitements de renforcements grâce à la flexibilité	198
12.6	Energie photovoltaïque non injectée	200
12.7	Bénéfices nets apportés par la flexibilité	206
13	Discussion	209
13.1	Choix du type de flexibilité à mettre en oeuvre	209
13.2	Etudes de raccordement	209
13.3	Interactions entre gestion active et dimensionnement de l'onduleur	210
13.4	Inégalités entre producteurs	210
14	Conclusion	211
	Bibliographie	213

Objet

Ce rapport a pour objet de décrire la méthodologie utilisée pour évaluer les coûts et bénéfices de la gestion de la flexibilité de l'injection de la production photovoltaïque dans le réseau de distribution Français.

Financement, Cadre Institutionnel et Partenariats Techniques

Ces travaux ont été réalisés dans le cadre de France Relance 2030, avec un cofinancement de Roseau Technologies. L'encadrement scientifique a été assuré par Robin Girard, directeur de recherche au centre PERSEE (Procédés, Energies Renouvelables et Systèmes Energétiques) de Mines Paris PSL.

En complément de son rôle de financeur, Roseau Technologies a apporté un soutien technique précieux en mettant à disposition :

- son expertise technique pour l'encadrement des travaux
- des données nécessaires pour les analyses
- son solveur d'écoulement de charges, *Roseau Load Flow*, utilisé pour les simulations de renforcement du réseau et d'écrêtement de la production



1.1 Contexte

La transition énergétique est devenue un enjeu central dans les politiques environnementales et économiques mondiales. Face aux impératifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la nécessité de diversifier les sources de production d'énergie, les énergies renouvelables occupent une place croissante dans le mix énergétique. Parmi celles-ci, l'énergie photovoltaïque (PV) s'est imposée comme une technologie clé, en raison de la baisse continue de ses coûts de production et de sa capacité à être déployée à différentes échelles, des installations résidentielles aux parcs solaires industriels.

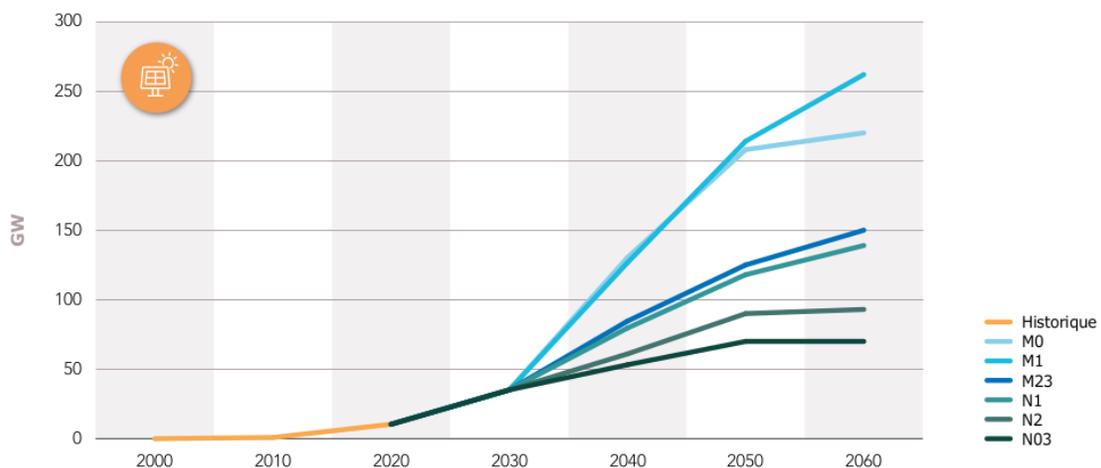


Fig. 1.1 – Evolution de la production photovoltaïque installée entre 2000 et 2060 pour différents scénarios (source : RTE, « Futurs énergétiques 2050 »)

Toutefois, cette montée en puissance s'accompagne de défis techniques et économiques, en particulier pour les gestionnaires des réseaux de distribution. En effet, le réseau de distribution d'électricité, conçu historiquement pour gérer des flux d'énergie unidirectionnels – de la production centralisée vers les consom-

mateurs – doit aujourd’hui s’adapter à une production plus décentralisée et intermittente. Cette nouvelle configuration peut créer des besoins de renforcement des infrastructures pour garantir la stabilité et la qualité de l’approvisionnement en toute circonstance. Pour les scénarios de déploiement photovoltaïque les plus ambitieux, les investissements nécessaires pour moderniser et étendre ces réseaux s’avèrent significatifs et impactent fortement les besoins de financement de cette transition.

Enedis, « Eléments de prospective du réseau public de distribution d’électricité à l’horizon 2050 »

Le scénario Rupture est, quant à lui, construit suivant les hypothèses d’une transition écologique très exigeante pour le réseau de distribution. Nous considérons ainsi une production installée de 261 GW à la maille du réseau de distribution géré par Enedis. Les investissements associés aux raccordements de nouvelles installations seraient compris dans ces hypothèses entre 6 et 8 milliards d’euros par an sur la période 2020-2050.

1.2 Rôle potentiel de la flexibilité

Dans ce contexte, la flexibilité de la production photovoltaïque émerge comme une solution potentielle pour limiter ou différer les investissements dans les infrastructures de distribution. En effet, en limitant la production PV lorsque des contraintes sont rencontrées dans l’opération du réseau, il est possible d’éviter ou de repousser les actions de renforcement qui auraient été autrement nécessaires.

1.3 Objectif

L’objectif de cette étude est d’évaluer les bénéfices et les coûts liés à l’intégration de la flexibilité de la production photovoltaïque au sein des réseaux de distribution. Pour ce faire, nous modéliserons les besoins de renforcement induits par des scénarios de déploiement PV associés à des stratégies de contrôle de la flexibilité, ce qui permettra d’obtenir, par différence, les bénéfices associés à chaque stratégie. En ce qui concerne les coûts, la modélisation se concentre sur les coûts associés à l’énergie photovoltaïque perdue du fait de l’activation de la flexibilité.

1.4 Structure du rapport

Le présent rapport est structuré de la manière suivante :

1. **Description du réseau de distribution** : nous proposerons une description succincte de l’architecture du réseau de distribution et de ses principes de fonctionnement
2. **Définition de la flexibilité étudiée** : nous décrirons les différentes capacités de gestion de tension des onduleurs photovoltaïques définies dans les standards internationaux, puis nous présenterons quelques exemples de codes réseau nationaux intégrant des exigences de mise en oeuvre de ces capacités
3. **Stabilité de la gestion de tension par réactif et/ou actif** : la gestion de tension par modulation de la puissance active ou réactive basé sur une boucle de contrôle locale asservie à la tension locale est susceptible de provoquer des instabilités dans le réseau. Nous proposons une revue de littérature permettant de caractériser cette instabilité potentielle et d’établir des critères de stabilité en fonction, notamment de paramètres de la régulation. A partir d’un tel critère, nous définissons et validons expérimentalement une configuration du contrôle assurant la stabilité.

4. **Cadre d'analyse des coûts et bénéfices de la flexibilité de la production dans le réseau de distribution** : nous proposons ici une revue de littérature de l'analyse des coûts et bénéfices de la flexibilité de la production suivi d'une description du cadre d'analyse retenu pour l'étude
5. **Sélection des départs représentatifs** : afin de permettre la réduction du nombre de simulations à réaliser, l'étude sera conduite sur un échantillon représentatif de départs HTA. Nous présenterons la méthode de sélection et de validation des départs représentatifs.
6. **Scénarios de déploiement de la production photovoltaïque** : nous décrivons ici la manière dont nous avons scénarisé la localisation et la temporisation du déploiement des centrales photovoltaïques.
7. **Simulation de la consommation** : Afin de modéliser quelle énergie est effectivement écartée du fait de la flexibilité, il est nécessaire de connaître les courbes de charges électriques soutirées aux noeuds des réseaux étudiés. La méthodologie mise en oeuvre pour simuler ces courbes de charges à partir de données ouvertes sera décrite en détail.
8. **Modélisation du renforcement du réseau** : nous décrivons l'heuristique de sélection des renforcements nécessaires à lever les contraintes de réseau, en tenant compte d'un contrôle paramétrable de la flexibilité
9. **Modélisation de l'énergie non injectée** : afin de modéliser l'énergie réellement non injectée, il suffit d'obtenir la consommation et la production à chaque noeud et à chaque pas de temps et d'appliquer l'algorithme de contrôle défini à l'étape précédente. Nous proposons et décrivons ici une méthode de sélection de pas de temps représentatif qui permet de diminuer drastiquement le nombre de simulations.
10. **Comparaison des coûts et bénéfices** : la comparaison entre coûts et bénéfices nécessite d'utiliser un référentiel temporel commun. Nous présentons ici les choix méthodologiques que nous mettons en oeuvre.
11. **Résultats** : présentation des principaux résultats et analyses
12. **Discussion** : points d'attention et recommandations
13. **Conclusion**

2.1 Introduction

Le réseau de distribution d'électricité constitue la dernière étape du système électrique, reliant le réseau de transport aux utilisateurs finaux. Il est conçu pour acheminer l'énergie depuis les postes source jusqu'aux consommateurs, tout en respectant des critères de continuité, de qualité d'alimentation et de sécurité. Ce réseau, souvent géré par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), joue un rôle clé dans la transition énergétique en permettant l'intégration des énergies renouvelables décentralisées et des nouveaux usages comme les véhicules électriques.

2.2 Architecture

2.2.1 Poste source

Le poste source est le point de jonction entre le réseau de transport (généralement à 63 kV ou 225 kV) et le réseau de distribution haute tension (HTA), souvent à 20 kV ou 15 kV. Ce poste comprend des transformateurs permettant de réduire la tension et des dispositifs de protection pour isoler les éventuelles défaillances.

2.2.2 Réseau HTA

Le réseau HTA transporte l'énergie électrique à une tension intermédiaire, entre le poste source et les postes de distribution HTA/BT ou les postes alimentant des clients raccordés en HTA. Il se distingue par sa conception maillée et son schéma d'exploitation radial. Ainsi, la conception maillée permet de garantir une redondance et une robustesse accrue tandis que l'exploitation - en général - radiale simplifie le contrôle et diminue les courants de défaut.

2.2.3 Réseau BT

Le réseau basse tension (BT) distribue l'énergie aux utilisateurs finaux à une tension nominale de 230/400 V. Contrairement au réseau HTA, il n'est en général pas maillé et suit une structure radiale stricte, chaque point de consommation étant alimenté par une seule ligne.

2.3 Objectifs opérationnels

2.3.1 Continuité d'alimentation

L'objectif principal est d'assurer une alimentation la plus continue possible aux utilisateurs finaux. Cette continuité d'alimentation est mesurée grâce à deux indicateurs principaux :

- **Critère B** : Ce critère définit une durée maximale d'interruption acceptable pour les clients. Il est utilisé afin de valider le respect des engagements du GRD auprès de ses usagers et évaluer les performances du réseau à différentes échelles.
- **Energie non distribuée** : il s'agit de la différence entre l'énergie effectivement livrée et l'énergie qui aurait été théoriquement livrée s'il n'y avait pas eu de défaillance. La valeur de cette énergie est fixée par arrêté (actuellement 33000€/MWh) et est utilisée dans la planification des investissements du GRD. Ainsi, l'amélioration de la continuité, par exemple par l'installation d'ouvrages de secours (dérivations, postes mobiles), est évaluée selon une analyse coûts/bénéfices. Cela permet de déterminer si les gains en continuité (diminution de l'énergie non distribuée) justifient les coûts supplémentaires.

2.3.2 Qualité d'alimentation

- **Clients HTA** : La tension moyenne sur 10 minutes doit rester dans une plage acceptable fixée contractuellement à $\pm 5\%$ autour de la tension nominale (Contrat d'Accès au Réseau Public de Distribution pour une Installation de Consommation raccordée en HTA – Conditions Générales).
- **Tension BT** : La tension moyenne sur 10 minutes doit rester dans une plage acceptable fixée réglementairement à $\pm 10\%$ autour de la tension nominale (Arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité). De plus, sa sensibilité à la puissance doit être limitée.

2.3.3 Sécurité des ouvrages

La sécurité concerne la protection des équipements, du personnel et du public contre les risques électriques (surcharges, courts-circuits). Elle est assurée par des dispositifs de protection (fusibles, disjoncteurs), un dimensionnement adéquat des infrastructures et une gestion rigoureuse des interventions sur le réseau.

2.4 Ecoulement des charges et plan de tension

2.4.1 Objectif du calcul et données d'entrée

L'objectif est de simuler les flux de puissance et les niveaux de tension pour garantir une exploitation fiable du réseau. Les données incluent les consommations prévues, les injections de production, la topologie du réseau, les caractéristiques des lignes et des transformateurs.

2.4.2 Différentes méthodes de résolution

- **Algorithmes** : Les méthodes les plus utilisées sont :
 - **Newton-Raphson** : Méthode itérative précise mais exigeante en calcul.
 - **Backward-Forward Sweep** : Méthode adaptée aux réseaux radiaux, moins complexe à implémenter.
- **Approximations** : Les simplifications comme le modèle DC, la linéarisation ou l'hypothèse triphasée équilibrée permettent des calculs plus rapides, souvent au détriment de la précision.

2.5 Planification

2.5.1 Leviers d'action du GRD

Le gestionnaire de réseau dispose de plusieurs leviers pour optimiser le réseau :

- Renforcement des infrastructures existantes (lignes, postes)
- Création de nouvelles infrastructures
- Modification du schéma d'exploitation
- Introduction de solutions de gestion intelligente du réseau
- Recours aux flexibilités pour gérer les pics de consommation ou de production.

2.5.2 Analyse technico-économique

Dans une logique similaire à l'amélioration de la continuité, les différentes décisions d'investissement sont comparées grâce à une analyse de leur efficacité économique qui repose sur le calcul de la valeur actuelle nette pour chaque ouvrage, en intégrant les coûts d'investissement et d'exploitation actualisés sur la durée de vie prévue.

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons examiner les différentes capacités de gestion de tension offertes par les onduleurs photovoltaïques, telles que définies dans les principaux standards internationaux. En croisant le type de puissance mobilisée (active et/ou réactive) à la régulation attendue (facteur de puissance constant, asservissement à la tension ou à la puissance active), cinq modes différents identifiés et les exigences spécifiques répertoriés. Nous analyserons ensuite des exemples concrets de codes réseau nationaux qui encadrent la mise en œuvre de ces capacités, en présentant les exigences spécifiques de certains pays en matière de gestion de tension par les onduleurs photovoltaïques. Puis nous terminerons par spécifier le type particulier de flexibilité dont la valorisation fait l'objet de cette étude.

3.2 Capacités de gestion de tension des onduleurs

Les capacités de gestion de tension minimales que les onduleurs photovoltaïques doivent être en mesure de mettre en œuvre en opération normale sont définies dans le standard IEEE 1547-2018 « Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces ». Les capacités de gestion de tension sont séparées en deux catégories de performance attendue en fonction du niveau de pénétration de la production décentralisée : catégorie A et catégorie B. Ces catégories sont définies de la manière suivante en annexe B du standard :

B.3.2.2 Category A

Category A covers minimum performance capabilities needed for Area EPS voltage regulation and are reasonably attainable by all state-of-the-art DER technologies. This level of performance is deemed adequate for applications where the DER penetration in the distribution system is lower, and where the DER power output is not subject to frequent large variations.

B.3.2.3 Category B

Category B covers all requirements within Category A and specifies supplemental capabilities needed to adequately integrate the DER in local Area EPS where the DER penetration is higher or where the DER power output is subject to frequent large variations.

Fig. 3.1 – Définition des catégories de performance A et B (source : standard IEEE 1547-2018)

Le standard identifie ensuite 5 modes de gestion de tension possibles :

- Facteur de puissance constant
- Tension/réactif
- Actif/réactif (dont « Facteur de puissance constant » est un cas particulier)
- Réactif constant
- Tension/actif

L'ensemble des modes sont obligatoires en catégorie B, tandis que seuls les modes faisant appel exclusivement au réactif sont obligatoires en catégorie A.

Table 6—Voltage and reactive/active power control function requirements for DER normal operating performance categories

DER category	Category A	Category B
Voltage regulation by reactive power control		
Constant power factor mode	Mandatory	Mandatory
Voltage—reactive power mode ^a	Mandatory	Mandatory
Active power—reactive power mode ^b	Not required	Mandatory
Constant reactive power mode	Mandatory	Mandatory
Voltage and active power control		
Voltage—active power (volt-watt) mode	Not required	Mandatory

^aVoltage-reactive power mode may also be commonly referred to as “volt-var” mode.

^bActive power-reactive power mode may be commonly referred to as “watt-var” mode.

Fig. 3.2 – Définition des modes de gestion de tension (source : standard IEEE 1547-2018)

Le standard définit les capacités minimales d'absorption/injection de réactif comme une part constante de la puissance apparente nominale quand la puissance active est entre 20 et 100% de la puissance active nominale, et comme proportionnelle à la puissance active entre 5 et 20% :

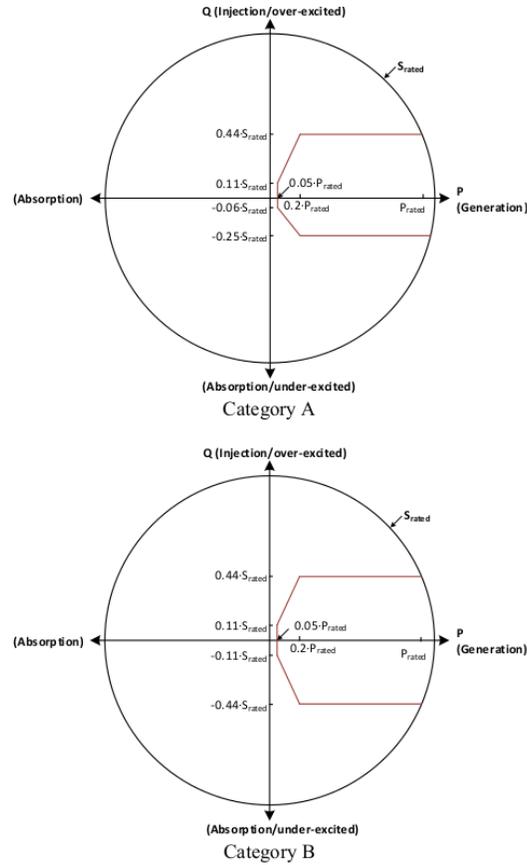


Figure H.3 —Minimum reactive power capability of Category A and B DER

Fig. 3.3 – Capacités minimales d’absorption/injection de réactif (source : standard IEEE 1547-2018)

3.2.1 Mode facteur de puissance constant

Le facteur de puissance est le ratio entre la puissance active et la puissance apparente :

$$F_p = \frac{P}{S} = \cos \phi \tag{3.1}$$

où ϕ est l’angle de déphasage entre courant et tension.

Comme la consommation de réactif ne peut pas dépasser les capacités définies précédemment, les valeurs minimales de F_p sont les suivantes :

- 0.968 pour la catégorie A
- 0.898 pour la catégorie B

F_p doit pouvoir être ajusté sur demande du gestionnaire de réseau.

3.2.2 Mode tension/réactif

Dans ce mode, l'onduleur doit pouvoir ajuster la puissance réactive suivant une fonction linéaire par morceaux de la tension mesurée au point de connexion. La forme générale de la fonction est donnée ci-dessous :

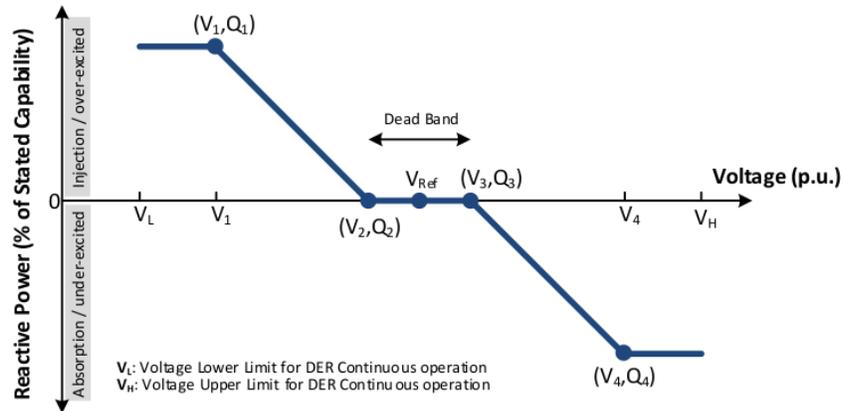


Figure H.4—Example voltage-reactive power characteristic

Fig. 3.4 – Fonction déterminant la puissance réactive en fonction de la tension (source : standard IEEE 1547-2018)

Les valeurs possibles pour les différents paramètres de la fonction sont définies dans le tableau suivant :

**Table 8—Voltage-reactive power settings for normal operating performance
Category A and Category B DER**

Voltage-reactive power parameters	Default settings		Ranges of allowable settings	
	Category A	Category B	Minimum	Maximum
V_{Ref}	V_N	V_N	$0.95 V_N$	$1.05 V_N$
V_2	V_N	$V_{Ref} - 0.02 V_N$	Category A: V_{Ref} Category B: $V_{Ref} - 0.03 V_N$	V_{Ref}^c
Q_2	0	0	100% of nameplate reactive power capability, absorption	100% of nameplate reactive power capability, injection
V_3	V_N	$V_{Ref} + 0.02 V_N$	V_{Ref}^c	Category A: V_{Ref} Category B: $V_{Ref} + 0.03 V_N$
Q_3	0	0	100% of nameplate reactive power capability, absorption	100% of nameplate reactive power capability, injection
V_1	$0.9 V_N$	$V_{Ref} - 0.08 V_N$	$V_{Ref} - 0.18 V_N$	$V_2 - 0.02 V_N^c$
Q_1^a	25% of nameplate apparent power rating, injection	44% of nameplate apparent power rating, injection	0	100% of nameplate reactive power capability, injection ^b
V_4	$1.1 V_N$	$V_{Ref} + 0.08 V_N$	$V_3 + 0.02 V_N^c$	$V_{Ref} + 0.18 V_N$
Q_4	25% of nameplate apparent power rating, absorption	44% of nameplate apparent power rating, absorption	100% of nameplate reactive power capability, absorption	0
Open loop response time	10 s	5 s	1 s	90 s

^aThe DER reactive power capability may be reduced at lower voltage.

^bIf needed DER may reduce active power output to meet this requirement.

^cImproper selection of these values may cause system instability.

Fig. 3.5 – Paramètres possibles de la fonction déterminant la puissance réactive en fonction de la tension (source : standard IEEE 1547-2018)

Note : Le standard spécifie qu'une sélection incorrecte des paramètres (niveau de tension d'activation du contrôle) parmi les intervalles autorisés peut mener à une instabilité du système

Dans le graphique ci-dessous, nous présentons quatre variantes de fonction de contrôle :

- Les fonctions par défaut pour les catégories A et B
- Les fonctions avec les pentes les plus élevées (variantes dites « agressives »)

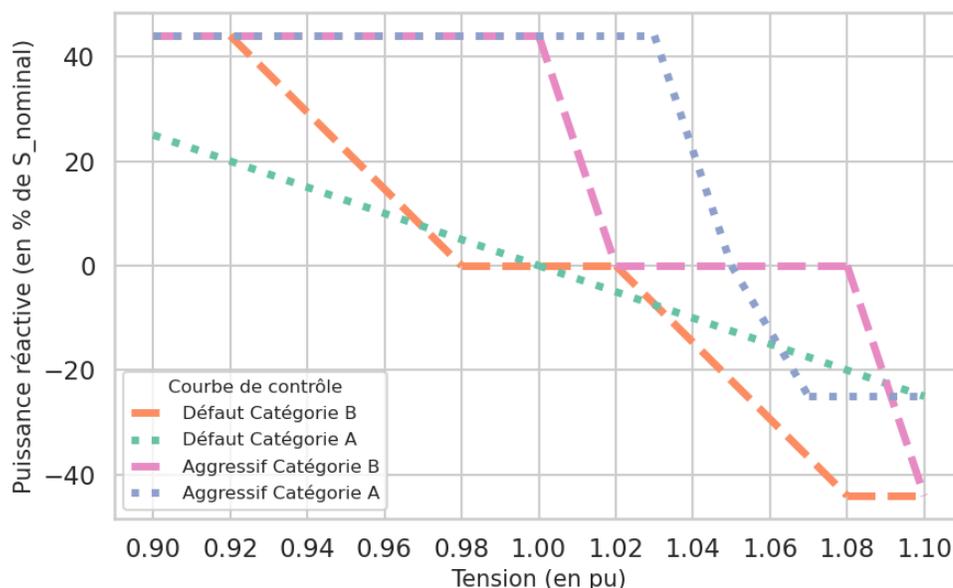


Fig. 3.6 – 4 variantes de fonction déterminant la puissance réactive en fonction de la tension (source : standard IEEE 1547-2018). En ordonnée, la puissance réactive est exprimée en % de la puissance apparente nominale.

3.2.3 Mode actif/réactif

Dans ce mode, l'onduleur doit pouvoir ajuster la puissance réactive suivant une fonction linéaire par morceau de la puissance active injectée. La forme générale de la fonction est donnée ci-dessous :

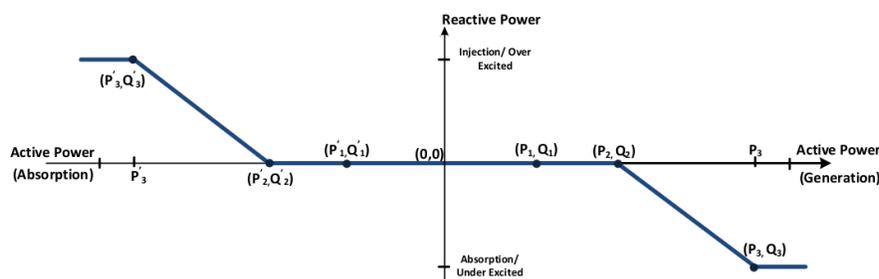


Figure H.5—Exemple active power-reactive power characteristic

Fig. 3.7 – Fonction déterminant la puissance réactive en fonction de la puissance active injectée (source : standard IEEE 1547-2018). La partie de gauche de la courbe ne s'applique qu'au système pouvant absorber de la puissance active (exemple : stockage).

Les valeurs possibles pour les différents paramètres de la fonction sont définies dans le tableau suivant :

**Table 9—Active power-reactive power settings for normal operating performance
Category A and Category B DER**

Active power-reactive power parameters	Default settings		Ranges of allowable settings	
	Category A	Category B	Minimum	Maximum
P_3	P_{rated}		$P_2 + 0.1 P_{rated}$	P_{rated}
P_2	$0.5 P_{rated}$		$0.4 P_{rated}$	$0.8 P_{rated}$
P_1	The greater of $0.2 P_{rated}$ and P_{min}		P_{min}	$P_2 - 0.1 P_{rated}$
P'_1	The lesser of $0.2 \times P_{rated}$ and P'_{min}		$P'_2 - 0.1 P'_{rated}$	P'_{min}
P'_2	$0.5 P'_{rated}$		$0.8 P'_{rated}$	$0.4 P'_{rated}$
P'_3	P'_{rated}		P'_{rated}	$P'_2 + 0.1 P'_{rated}$
Q_3	25% of nameplate apparent power rating, absorption	44% of nameplate apparent power rating, absorption	100% of nameplate reactive power absorption capability	100% of nameplate reactive power injection capability
Q_2	0			
Q_1	0			
Q'_1	0			
Q'_2	0			
Q'_3	44% of nameplate apparent power rating, injection			

NOTE— P_{rated} is the nameplate active power rating of the DER.
 P'_{rated} is the maximum active power that the DER can absorb.
 P_{min} is the minimum active power output of the DER.
 P'_{min} is the minimum, in amplitude, active power that the DER can absorb.
 P' parameters are negative in value.

Fig. 3.8 – Paramètres possibles de la fonction déterminant la puissance réactive en fonction de la puissance active (source : standard IEEE 1547-2018)

3.2.4 Mode réactif constant

Dans ce mode, l'onduleur doit injecter ou consommer une puissance réactive constante définie par le gestionnaire de réseau dans les limites décrites dans Fig. 3.3.

3.2.5 Mode tension/actif

Dans ce mode de fonctionnement (exigé uniquement pour la catégorie B), l'onduleur doit pouvoir réguler la tension en ajustant l'injection de puissance active. Ce mode doit pouvoir être activé à la demande du gestionnaire de réseau mais est désactivé par défaut. Si il est activé, un des modes de gestion de tension à l'aide du réactif doit l'être aussi. La forme générale de la fonction de contrôle est donnée ci-dessous :

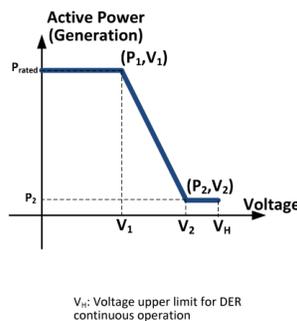


Fig. 3.9 – Fonction déterminant la puissance active en fonction de la tension (source : standard IEEE 1547-2018).

Les valeurs possibles pour les différents paramètres de la fonction sont définies dans le tableau suivant :

Table 10—Voltage-active power settings for Category A and Category B DER

Voltage-active power parameters	Default settings	Ranges of allowable settings	
		Minimum	Maximum
V_1	$1.06 V_N$	$1.05 V_N$	$1.09 V_N$
P_1	P_{rated}	N/A	N/A
V_2	$1.1 V_N$	$V_1 + 0.01 V_N$	$1.10 V_N$
P_2 (applicable to DER that can only generate active power)	The lesser of $0.2 P_{rated}$ or P_{min}^a	P_{min}	P_{rated}
P'_2 (applicable to DER that can generate and absorb active power)	0^b	0	P'_{rated}
Open Loop Response Time	10 s ^c	0.5 s	60 s

^a P_{min} is the minimum active power output in p.u. of the DER rating (i.e., 1.0 p.u.).

^b P'_{rated} is the maximum amount of active power that can be absorbed by the DER. ESS operating in the negative real power half plane, through charging, shall follow this curve as long as available energy storage capacity permits this operation.

^cAny settings for the open loop response time of less than 3 s shall be approved by the Area EPS operator with due consideration of system dynamic oscillatory behavior.

Fig. 3.10 – Paramètres possibles de la fonction déterminant la puissance active en fonction de la tension (source : standard IEEE 1547-2018)

Note : Le standard spécifie que le caractère dynamique oscillatoire du système doit être pris en compte lorsque la durée de réponse en boucle ouverte est inférieure à 3 secondes.

Dans le graphique ci-dessous, nous présentons deux variantes de fonction de contrôle :

- La fonction par défaut
- La fonction avec la pente la plus élevée (variante dite « agressive »)

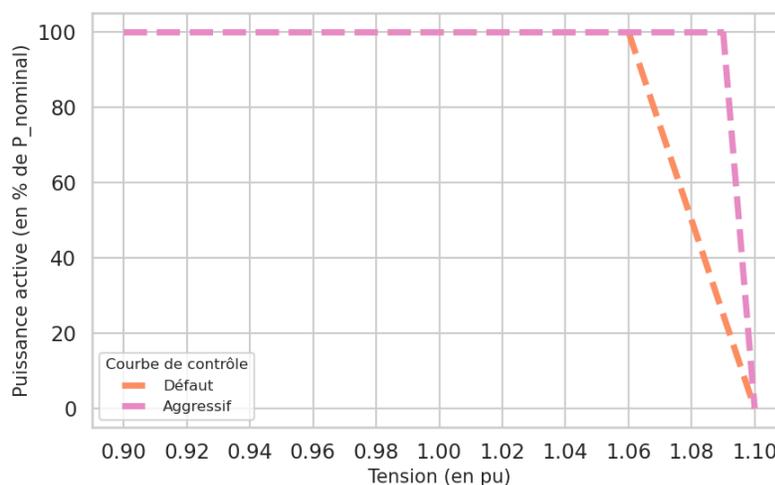


Fig. 3.11 – 2 variantes de fonction déterminant la puissance réactive en fonction de la tension (source : standard IEEE 1547-2018). En ordonnée, la puissance active est exprimée en % de la puissance active nominale.

3.3 Gestion de tension dans les codes réseaux

Afin de tirer parti des bénéfices apportés par la gestion de tension par onduleur dans un contexte de pénétration de plus en plus élevée de la production décentralisée, des évolutions des dispositions contractuelles et réglementaires encadrant l'injection de production ont été introduites. Celles-ci se sont traduites soit par des exigences de mise en oeuvre par le producteur, soit par des options d'activation qui lui sont proposées lors de sa demande de raccordement. Dans cette section, nous présentons quelques exemples de modes de contrôle ainsi définis.

3.3.1 Californie

Les exigences de contrôle de tension qui s'appliquent aux producteurs desservis par des gestionnaires de distribution sous la juridiction de la *California Public Utilities Commission* sont définies dans le document « *Electric Rule NO. 21 : Generating Facility Interconnections* », section Hh « *Smart Inverter Generating Facility Design And Operating Requirements* », paragraphe j « *Dynamic Volt/VAR Operations* » et paragraphe m « **Voltage-Watt Default Settings Requirements* »

En premier lieu est défini le facteur de puissance minimal auquel doit pouvoir opérer l'onduleur quand il injecte plus de 20% de la puissance active nominale :

- 0.90 pour les systèmes de puissance nominale inférieure à 15 kW (soit $\frac{Q}{P} \simeq 0.48$)
- 0.85 pour les systèmes de puissance nominale supérieure à 15 kW (soit $\frac{Q}{P} \simeq 0.62$)

La courbe par défaut de contrôle du réactif en fonction de la tension est ensuite décrite de la manière suivante :

Table Hh-4: Voltage and Reactive Default Settings

Voltage Setpoint	Voltage Value	Reactive Setpoint	Reactive Value	Operation
V1	92.0%	Q1	30%	Reactive Power Injection
V2	96.7%	Q2	0	Unity Power Factor
V3	103.3%	Q3	0	Unity Power Factor
V4	107.0%	Q4	30%	Reactive Power Absorption

Figure Hh-1: Voltage and Reactive Default Settings

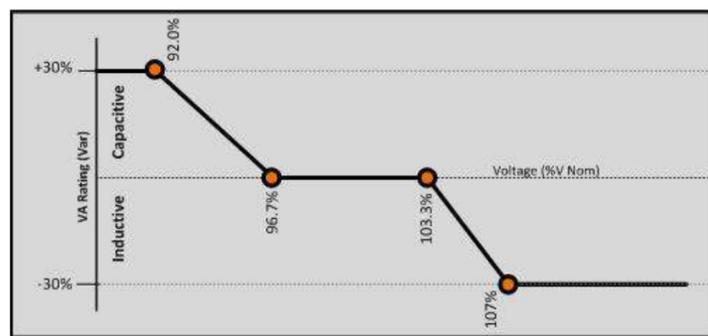


Fig. 3.12 – Courbe de contrôle du réactif en fonction de la tension d'après « *Electric Rule NO. 21 : Generating Facility Interconnections* »

Le document ne définit pas explicitement sur quelle référence est définie le 30% de puissance réactive. Si on considère que la référence est la puissance réactive maximale qui peut être injectée en respectant

le facteur de puissance minimal, on obtient une puissance réactive maximale mobilisable de 14.5% de la puissance active pour les installations de moins de 15 kW et 18.5% pour les autres. En combinant cette faible mobilisation de réactif avec une activation sur une plage de 4% de la puissance nominale (entre 103 et 107%), on obtient une pente relativement faible qui se situe entre les valeurs par défaut des pentes pour les catégories A et B suivant le standard IEEE 1547-2018. Il est à noter que le document mentionne la possibilité pour le gestionnaire de réseau d'exiger une courbe de contrôle différente pour les installations supérieures à 100 kW.

Le contrôle de tension par puissance active (qui est activé sur accord du gestionnaire avec le producteur) consiste à diminuer la puissance active à partir de 106% de tension jusqu'à atteindre une puissance active nulle à 110% :

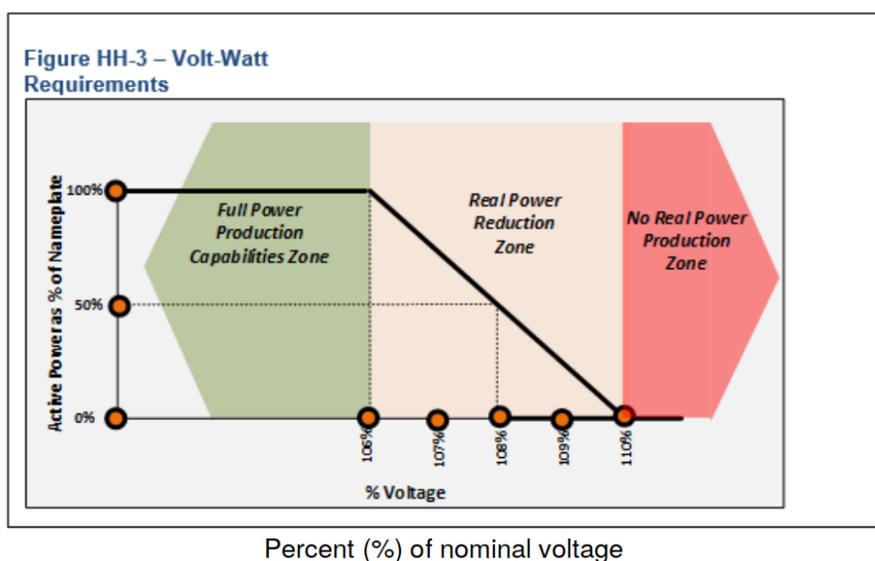


Fig. 3.13 – Courbe de contrôle de l'actif en fonction de la tension d'après « *Electric Rule NO. 21 : Generating Facility Interconnections* »

Le temps de réponse en boucle ouvert n'est pas défini pour cette fonctionnalité.

3.3.2 Hawaii

Les exigences de contrôle de tension qui s'appliquent aux productions décentralisées de Hawaii sont définies dans le document « *Rule NO. 14 : Service Connections and Facilities on Customer's Premises* », section 4A « *Inverter-Based Generating Facility Operating Requirements* ». Elles consistent à reprendre les valeurs par défaut définies dans le standard IEEE 1547-2018, tout en imposant l'activation des modes de gestion tension-actif et tension-réactif. Il n'est néanmoins pas préciser si les valeurs par défaut correspondent à la catégorie A ou à la catégorie B. On peut calculer le critère de stabilité de [Andren et al., 2015] dans les deux cas :

Tableau 3.1 – Stabilité pour catégories A et B

	A	B
ΔU_{PV}	0.15 pu	0.15 pu
T	150 ms	150 ms
$\frac{R}{X}$	0.6	0.6
τ	10 s	5 s
ΔU_{droop}	0.1	0.06
$\tan \varphi$	0.25	0.4
critère	$0.045 \leq 7.61$	$0.09 \leq 0.983$

3.3.3 France

Gestion du réactif en HTA

Pour les réseaux de distribution HTA qu'il opère, ENEDIS définit les conditions de mise en oeuvre en HTA d'une régulation par le réactif dans « Principe et conditions de mise en oeuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution HTA ». Ce texte impose à la puissance réactive mobilisable des limites proportionnelles à la puissance de raccordement demandée :

Les valeurs de capacité constructives communiquées doivent respecter les relations suivantes :

- puissance réactive maximale en injection : $Q_{max} \geq 0,4 \times Pracc\ inj$;
- puissance réactive maximale en absorption : $-0,5 \times Pracc\ inj \leq Q_{min} \leq -0,35 \times Pracc\ inj$.

Si les capacités constructives de l'Installation ne sont pas précisées, les valeurs par défaut suivantes seront prises en compte dans l'étude de raccordement :

$$Q_{min} = -0,35 \times Pracc\ inj$$

$$Q_{max} = 0,4 \times Pracc\ inj$$

Fig. 3.14 – Limites à la puissance réactives mobilisables (source : ENEDIS, « Principe et conditions de mise en oeuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution HTA »)

Deux modes de contrôle de tension sont possibles : $\tan \varphi = \frac{Q}{P}$ fixe ou $Q = f(U)$. Dans le second cas, la fonction de contrôle du réactif suivante doit être implémentée :

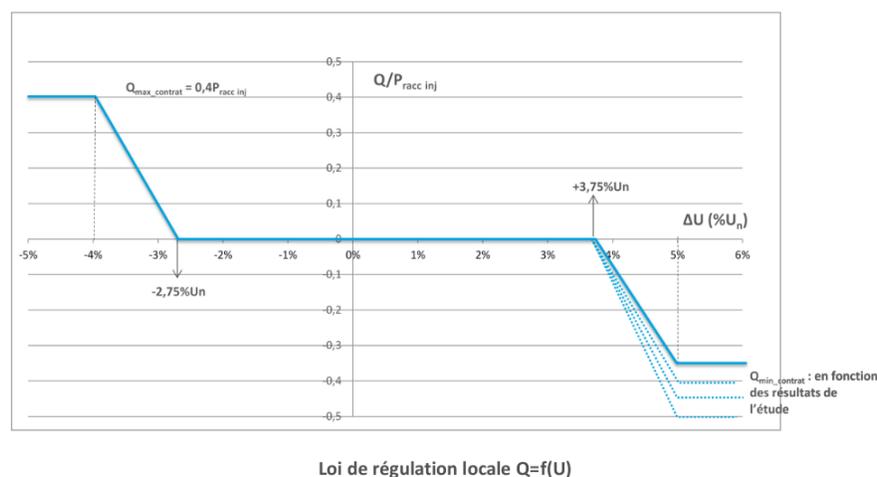


Fig. 3.15 – Fonction de contrôle de la puissance réactive en fonction de la tension (source : ENEDIS, « Principe et conditions de mise en oeuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution HTA »)

Il est du ressort du demandeur de raccordement de solliciter l'étude de la possibilité d'intégrer une régulation $Q = f(U)$. L'étude de raccordement permettra alors de statuer sur le type de régulation à mettre en oeuvre pour constituer l'Offre de Raccordement de Référence.

Gestion de puissance active en HTA

La gestion de la puissance active injectée en HTA est possible pour les installations relevant d'un SRRRER dans le cadre d'une Offre de Raccordement Alternative sollicitée par le demandeur. Les conditions de mise en oeuvre sont décrites au paragraphe 3.2.3 « Offre alternative à modulation de puissance » de « Procédure de traitement des demandes de raccordement d'une Installation de Production en BT de puissance supérieure à 36 kVA et en HTA, au Réseau Public de Distribution géré par Enedis ».

Il est à noter que cette modulation de puissance n'a pas seulement vocation à limiter des problèmes locaux de tension avec une régulation locale :

Enedis, « Procédure de traitement des demandes de raccordement d'une Installation de Production en BT de puissance supérieure à 36 kVA et en HTA, au Réseau Public de Distribution géré par Enedis »

Enedis est susceptible de solliciter le Demandeur (...) pour qu'il limite à certains moments, en situation normale des réseaux, une partie de la puissance injectée par son Installation afin de respecter les contraintes de transit et/ou de tension sur les ouvrages HTA et/ou BT du Réseau Public de Distribution. Les engagements, les modalités de mise en oeuvre et les responsabilités liés à ces limitations seront alors contractualisés (...). En particulier, la mise en oeuvre d'un Dispositif d'Echanges d'Informations d'Exploitation (DÉIE) entre Enedis et le Site Producteur est obligatoire

Les conditions de mise en oeuvre de cette modulation sont encadrées par l'arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie, à la fois en termes de puissance et d'énergie et à l'échelle de l'installation considérée et du gestionnaire de réseau de distribution :

- 70% de la puissance de raccordement maximale sont garantis

- L'énergie annuelle non injectée ne peut pas dépasser 5% du productible annuel de l'installation
- La puissance non garantie en injection ne peut pas dépasser 1% de la capacité totale des EnR raccordées au gestionnaire de distribution
- L'énergie annuelle non injectée sur le périmètre d'un gestionnaire ne doit pas excéder 0.1% de la production des énergies renouvelables de l'année précédente

Au titre de la gestion de la puissance en HTA, on peut aussi mentionner l'expérimentation REFLEX décrite dans « REFLEX (Flexibilités des énergies Renouvelables) – Note méthodologique de l'expérimentation » dans laquelle une gestion de la puissance injectée a été mise en place pour éviter des contraintes de transit dans les transformateurs des postes source.

BT

Pour les réseaux de distribution BT qu'il opère et les installations de plus de 36 kW, ENEDIS impose, depuis le 1er février 2023, une consommation de réactif proportionnelle à l'injection de puissance active $\tan \varphi = -0.35$. Cette règle est définie dans le document « Avenant L. 342-2 à la Proposition Technique et Financière (PTF) pour le raccordement d'une Installation de Production ou susceptible d'injecter et de soutirer de puissance comprise entre 36 et 250 kVA au Réseau Public de Distribution d'Électricité BT hors Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (SRRRER) en application des dispositions de l'article L. 342-2 du Code de l'énergie ».

3.4 Flexibilité étudiée

Comme le montrent les sections précédentes, la flexibilité photovoltaïque la plus courante consiste à moduler la puissance réactive pour gérer des contraintes locales de tension, une forme de transcription au réseau de distribution de la manière dont le réseau de transport est opéré. Dans la suite, nous nous intéresserons à un type de flexibilité moins souvent considéré et qui peut être défini comme l'extension de l'Offre alternative à modulation de puissance à l'ensemble des installations photovoltaïques connectées au réseau public de distribution, et sans limites appliquées à l'échelle des gestionnaires de réseau :

- La puissance active injectée est limitée pour éviter des contraintes de transit et/ou de tension dans les lignes HTA et BT et les transformateurs HTA/BT
- Les contraintes de transit sont évitées en limitant l'injection des installations en aval de l'ouvrage en contrainte, avec une répartition de la puissance non injectée proportionnelle à la puissance de l'installation
- Les contraintes de tension sont évitées par la mise en place d'une régulation $P = f(U)$
- Cette gestion est applicable à l'ensemble des installations sans limite de puissance et de niveau de tension
- 70% de la puissance maximale productible par l'installation est garantie
- Du fait de la gestion des contraintes de transit, un dispositif de communication entre les systèmes du gestionnaire du réseau de distribution et les onduleurs photovoltaïques est nécessaire

Stabilité de la gestion de tension par réactif et/ou actif

Afin que les bénéfices attendus du recours à la gestion de tension par réactif et/ou actif avec des fonctions $Q = f(U)$ ou $P = f(U)$ puissent se réaliser, la boucle de contrôle doit être configurée de manière à assurer la stabilité de son opération. Dans cette section, nous proposons une revue de littérature sur la modélisation de cette boucle de contrôle, des exemples réels d'instabilité et des critères analytiques garantissant la stabilité a priori. Ensuite nous choisissons un critère de stabilité défini pour le contrôle $Q = f(U)$ simple à mettre en oeuvre, l'adaptions au cas $P = f(U)$ qui nous intéresse, calculons les marges de stabilité dans un cas d'étude, et enfin évaluons sa validité par expérimentation.

4.1 Revue de littérature

4.1.1 Description de la boucle de contrôle

Un onduleur mettant en oeuvre un contrôle de tension par injection/absorption de réactif dépendant du niveau de tension au point d'injection est à considérer comme un système de contrôle en boucle fermée. Les formes de courbes de contrôle $Q = f(U)$ $P = f(U)$ décrites dans le chapitre précédent en font un contrôle non-linéaire proportionnel. Dans [Andren *et al.*, 2015], les auteurs proposent les deux représentations ((a) complète et (b) simplifiée) du système onduleur/contrôle réactif/réseau :

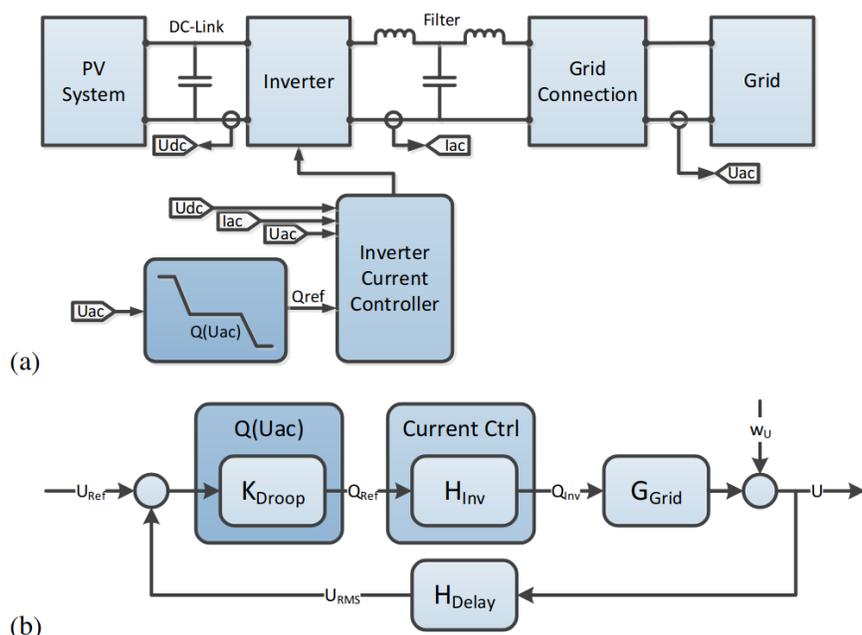


Fig. 2. (a) Overview of the investigated inverter system (b) Simplified block representation of the studied control system

Fig. 4.1 – Schéma bloc du système onduleur/contrôle réactif/réseau ((a) complet et (b) simplifié), source [Andren *et al.*, 2015]

Dans le schéma simplifié, les composants représentés sont les suivants :

- K_{Droop} représente la fonction de contrôle $Q = f(U)$
- H_{Inv} représente la dynamique de réponse de l'onduleur qui est généralement une fonction de transfert du 1er ordre ou un limiteur de variation de puissance
- G_{Grid} représente le réseau, modélisé comme une source de tension derrière une impédance
- H_{Delay} représente le délai après la mesure de tension et inclut tout le traitement du signal et les délais de communication le cas échéant
- w_U représente la perturbation appliquée à la tension de sortie (exemple : déconnection d'une charge importante)

4.1.2 Mécanisme introduisant l'instabilité

Dans le cas idéal d'une absence de délai dans le traitement du signal et la communication, un tel système est généralement stable car il ne contient qu'un seul pôle associé à H_{Inv} . Concrètement, sans délai de mesure, la consigne de réactif est continuellement mise à jour pendant la période transitoire, ce qui empêche tout dépassement et donc oscillation. [Wang *et al.*, 2020] simule la réponse d'un tel système lorsque le délai de mesure (appelé ici τ_1) est négligeable :

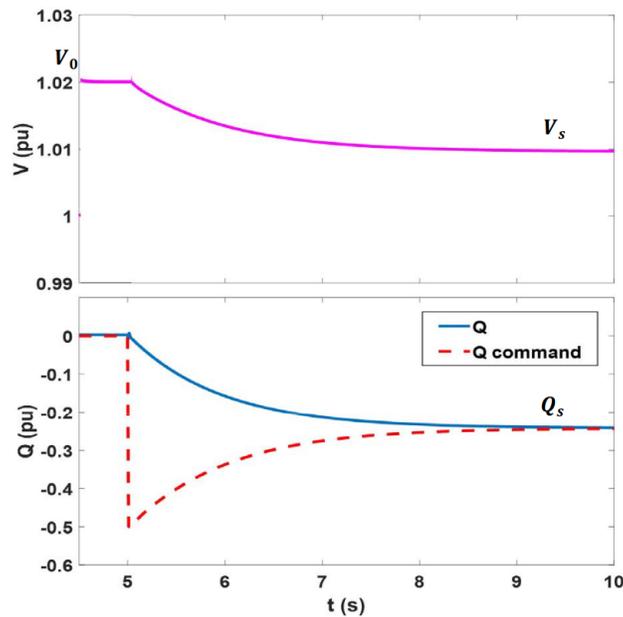


Fig. 16. Illustration of the stable response of inverter A and B with negligible τ_1 .

Fig. 4.2 – Tension, consigne de réactif et réactif réel, délai de mesure négligeable, source [Wang *et al.*, 2020]

En pratique, les délais inévitablement introduits par le traitement du signal de tension et la communication peuvent entraîner un comportement instable. En effet, au lieu de calculer la consigne de réactif à partir de la tension courante $U(t)$, celle-ci est calculée à partir de $U(t - \tau_1)$. Par conséquent, si la tension varie suffisamment entre t et $t - \tau_1$, la consigne peut être dépassée entraînant l'apparition d'oscillations potentiellement non atténuées. [Wang *et al.*, 2020] illustre ce phénomène par simulation (délai de 50 ms, réponse en boucle ouverte de 1 s, pente de $Q = f(U)$ de 20 pu(var)/pu(volt), impédance de 0.56 pu).

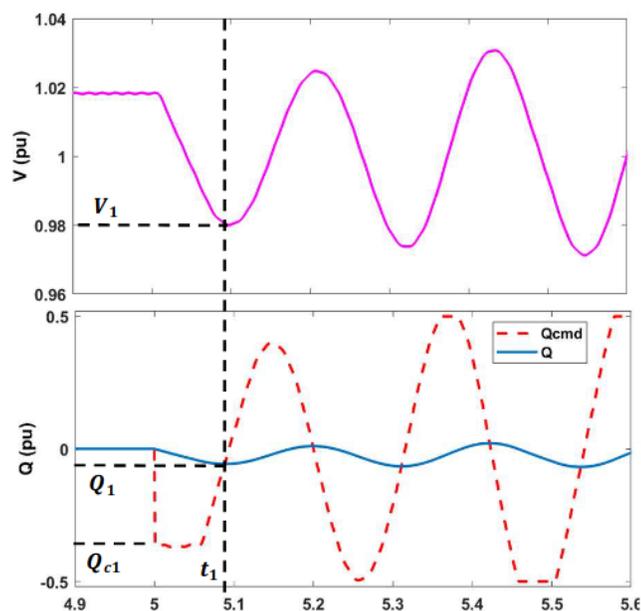


Fig. 17. Simulated unstable oscillations with $\tau_1 = 50ms$.

Fig. 4.3 – Tension, consigne de réactif et réactif réel, délai de mesure de 50 ms, source [Wang et al., 2020]

Afin de mettre en évidence les facteurs qui influencent l'apparition d'oscillation, [Wang et al., 2020] représente la 1ère moitié de la 1ère oscillation dans le plan U-Q, en introduisant le concept de pente de $Q = f(U)$ effective. Cette pente effective correspond à la pente de $Q = f(U)$ atténuée par le fait que la lenteur de la réponse en réactif (relativement au délai de mesure) ne permet pas d'atteindre la consigne (Q_{c1} dans le graphe ci-dessus). Ainsi, plus le délai de mesure est faible relativement au temps de réponse en boucle ouverte, plus la pente est atténuée.

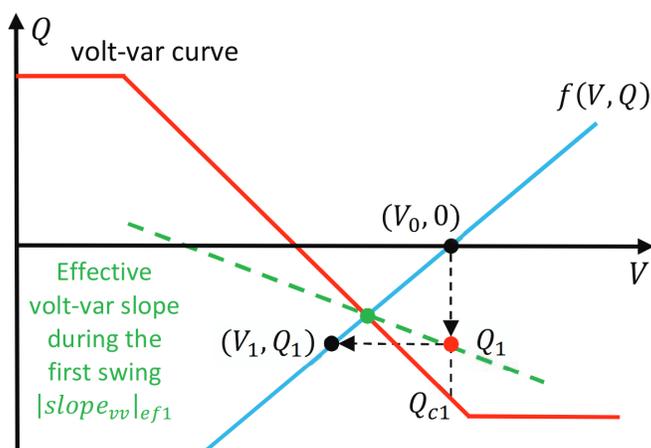


Fig. 18. Illustration of the effective volt-var slope for developing stability criterion.

Fig. 4.4 – 1ère moitié de la 1ère oscillation dans le plan U-Q, délai de mesure de 50 ms, source [Wang et al., 2020]

Grâce à ce modèle simplifié, [Wang et al., 2020] en déduit que la stabilité du contrôle est assurée si la pente effective en valeur absolue du contrôle $Q = f(U)$ est inférieure à la pente du modèle de réseau ($f(U, Q)$)

autour du point de fonctionnement (cette dernière pente varie avec le point de fonctionnement du fait de la non-linéarité du modèle de réseau). D'un point de vue qualitatif, on peut donc considérer que le risque d'instabilité augmente lorsque :

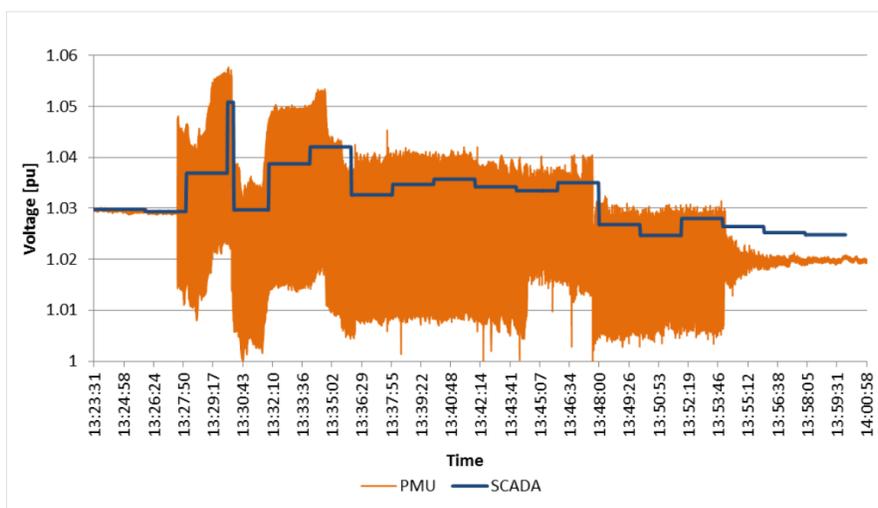
- Le délai de mesure et de communication augmente
- La temps de réponse en boucle ouverte diminue
- La valeur absolue de la pente de $Q = f(U)$ augmente (contrôle plus « agressif »)
- La réactance équivalente du réseau augmente (diminution de la pente de $f(U, Q)$)

4.1.3 Exemples d'oscillations liées au contrôle de tension par onduleur observées en conditions réelles

Dans [NERC, 2017], la North American Electric Reliability Corporation (NERC) propose un cadre méthodologique pour détecter, identifier l'origine et remédier à l'apparition d'oscillation « forcées » (par opposition aux oscillations « naturelles » du systèmes liées à des déséquilibres offre/demande instantanés). [NERC, 2017] identifie quatre familles de causes possibles d'oscillations forcées :

- Dysfonctionnements de contrôle ou défaillances mécaniques dans des **moyens de production traditionnels** (fossiles, hydraulique ou nucléaire).
- Contrôles « rapides » (relativement aux moyens traditionnels) présents dans les **moyens de production variable** notamment connectés par onduleurs.
- **Charges industrielles** alimentant des process cycliques
- Dysfonctionnement d'éléments de **contrôle du réseau** (banc de condensateurs, STATCOM, etc.)

Bien que les systèmes SCADA standard à résolution temporelle faible peuvent permettre de détecter des oscillations forcées, [NERC, 2017] préconisent la mise en oeuvre de synchrophaseurs (*Phasor Measurement Units* ou *PMU*) à des points stratégiques du réseau (grandes centrales de production, noeuds à consommation élevée et organes de contrôle du réseau) afin de permettre l'identification précise de la cause des oscillations. Le graphique ci-dessous montre l'enregistrement du même évènement d'oscillation forcée avec un SCADA et un PMU :



**Figure 3.3: Forced Oscillation Observed with SCADA and PMU Data
(Source: OG&E)**

Fig. 4.5 – Mesures de tension par SCADA et PMU avec oscillation forcée (source : [NERC, 2017])

En annexe B, [NERC, 2017] propose un échantillon de 24 événements d'oscillations forcées couvrant les différents types et origines d'oscillations possibles. Le graphique suivant présente les mesures de tension

et de puissance (active et réactive) de l'événement dont l'origine est spécifiquement liée au contrôle de tension de moyens de production variables. Les oscillations ont été réduites à un niveau acceptable après la mise à jour des paramètres de contrôle de tension par l'opérateur de la centrale éolienne incriminée (centrale de type 4 avec onduleurs similaires aux centrales photovoltaïque).

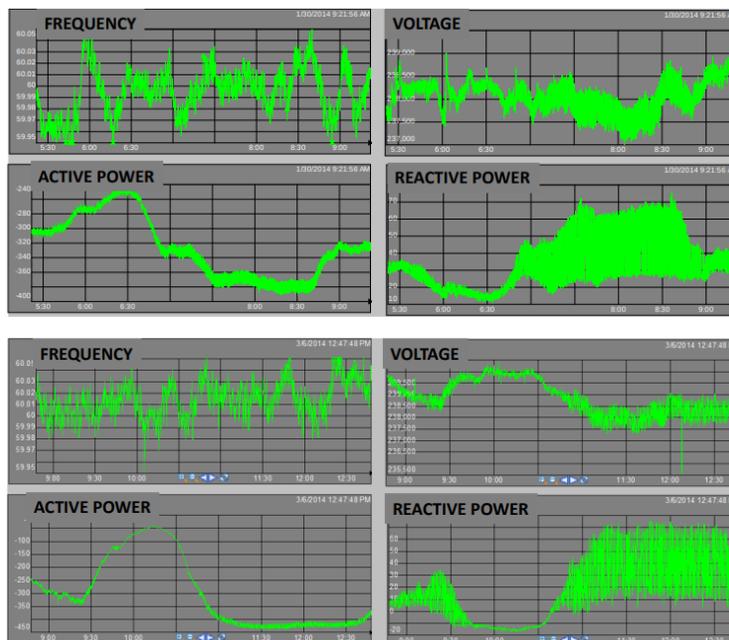


Figure B.6: Two Examples of Controller Oscillation Events (1/ 20/ 2014 and 3/ 6/ 2014) at a Wind Power Plant³⁶ (Source: BPA)

Fig. 4.6 – 2 exemples d'oscillations forcées liées au contrôle de tension dans une centrale éolienne (source : [NERC, 2017])

En complément de la vision généraliste de [NERC, 2017], [Cheng *et al.*, 2022] proposent une revue et une analyse de 19 événements d'oscillations forcées dans lesquelles sont directement impliqués des moyens de production variables connectés au réseau par des onduleurs. [Cheng *et al.*, 2022] classent les événements d'oscillations sous-synchrones (SSO : *Sub-Synchronous Oscillations*) en deux catégories :

- *Series Capacitor SSO* : des bancs de condensateurs en série avec une centrale éolienne de type générateur asynchrone à double alimentation entraînent l'apparition d'oscillations (4 cas sur les 19)
- *Weak Grid SSO* : des conditions de « faiblesse » du réseau (caractérisées en général par un faible ratio de court circuit) combinées à des paramètres de contrôle des onduleurs mal ajustés entraînent l'apparition d'oscillations. [Cheng *et al.*, 2022] cite en particulier les événements n°4, 5 et 16 comme impliquant directement le contrôle de tension tandis que les événements 8 et 14 sont attribués au contrôle de la boucle à verrouillage de phase.

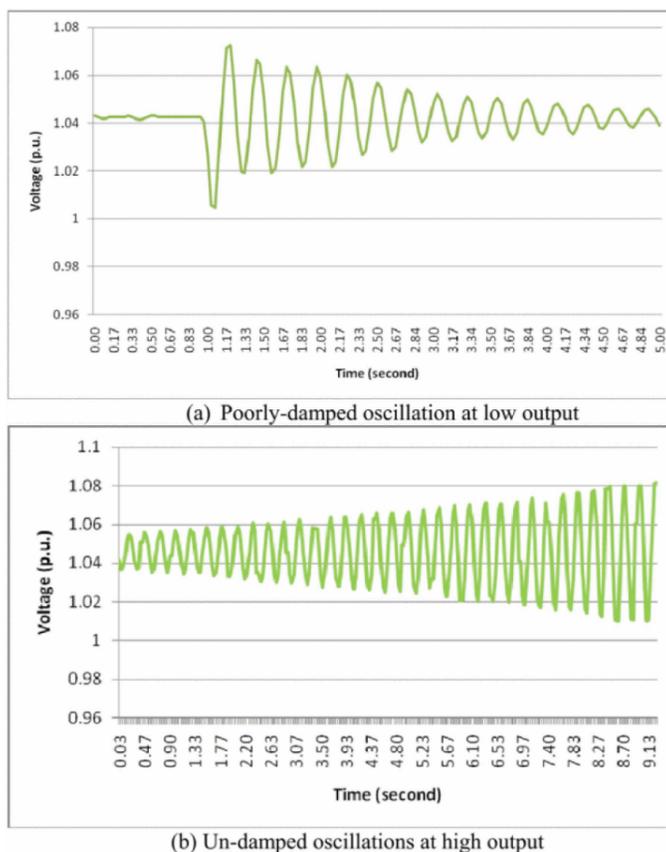


Fig. 11. Texas 4-Hz weak grid oscillations: recorded voltage measurement at a WPP's point of interconnection [18]. Source: ERCOT; used with permission.

Fig. 4.7 – Événement 4 dans [Cheng *et al.*, 2022] : (2011) *Texas 4-Hz Oscillations in a WPP*

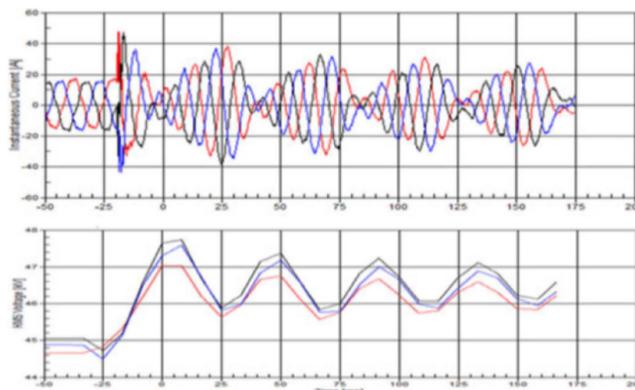


Fig. 12. Hydro One solar PV oscillations [21]. (a) 80-Hz oscillations in the phase current. (b) 20-Hz oscillations in the RMS voltage measurements. Source: C. Li; used with permission.

Fig. 4.8 – Événement 5 dans [Cheng *et al.*, 2022] : (2015) *Hydro One 20-Hz Oscillations in Solar PVs*

En s'appuyant sur la littérature la plus récente, l'auteur de [Fan, 2023] propose une classification plus fine que [Cheng *et al.*, 2022] des causes d'événements d'oscillations liées à la production connectée par onduleur en condition de réseau faible. Cette classification rend compte notamment des interactions possibles entre différents niveaux de contrôle (exemple : le contrôle de tension crée des oscillations du fait d'une mauvaise performance de la boucle de verrouillage de phase).

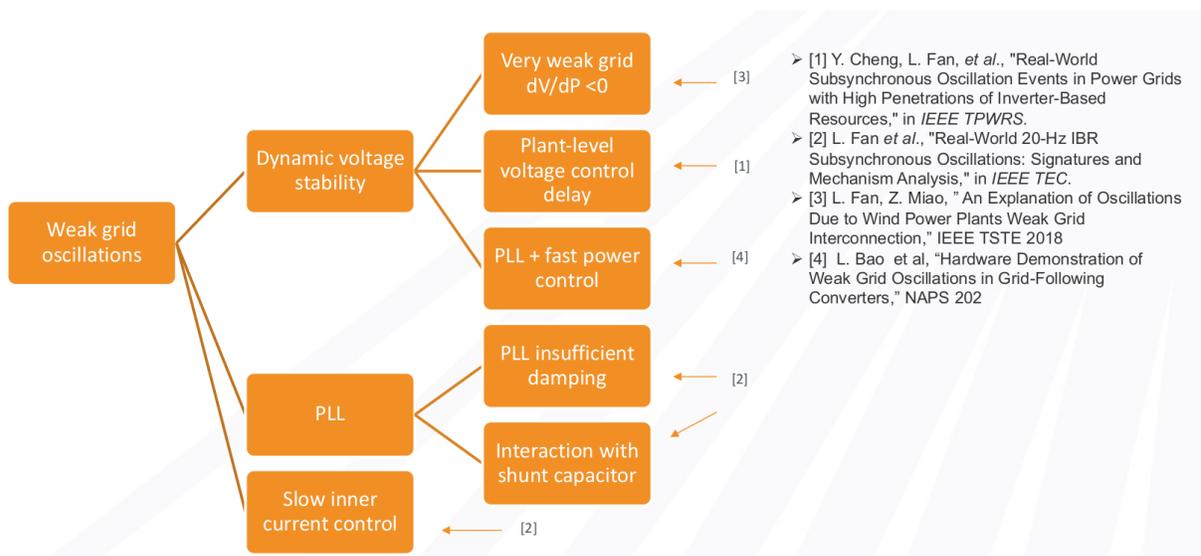


Fig. 4.9 – Classifications des causes d'oscillations liées à la production connectée par onduleur (source : [Fan, 2023])

[Fan *et al.*, 2022] propose un des exemples les plus illustratifs d'oscillations liées à un contrôle de tension par réactif dans un groupe de 4 centrales photovoltaïques. Cet événement présente deux caractéristiques particulières qui rendent peu probable la possibilité d'instabilité liée à la boucle de contrôle de courant et à la boucle de verrouillage de phase : d'une part, les oscillations sont présentes dans le réactif et la tension mais pas dans l'actif, d'autre part, les oscillations sont lentes (fréquence de 0.1 Hz qui ne peut être expliquée que par un délai très élevé dans le traitement et la communication du signal de tension).

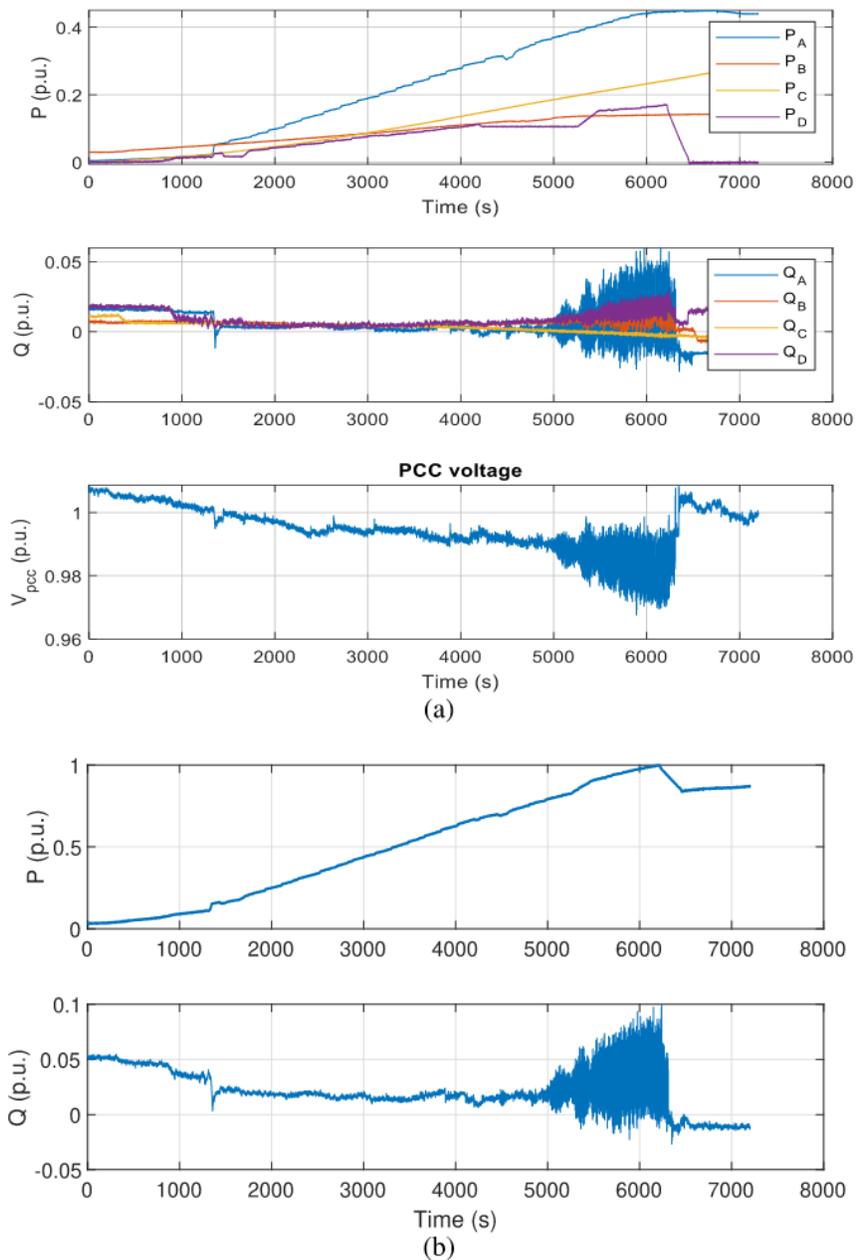


Fig. 1. 0.1-Hz oscillations captured by 1-s interval SCADA data. (a) Data of the four plants. (b) Aggregated real and reactive power.

Fig. 4.10 – Puissance active, réactive et tension, pour les 4 centrales (a), puis agrégées (b) (source : [Fan *et al.*, 2022])

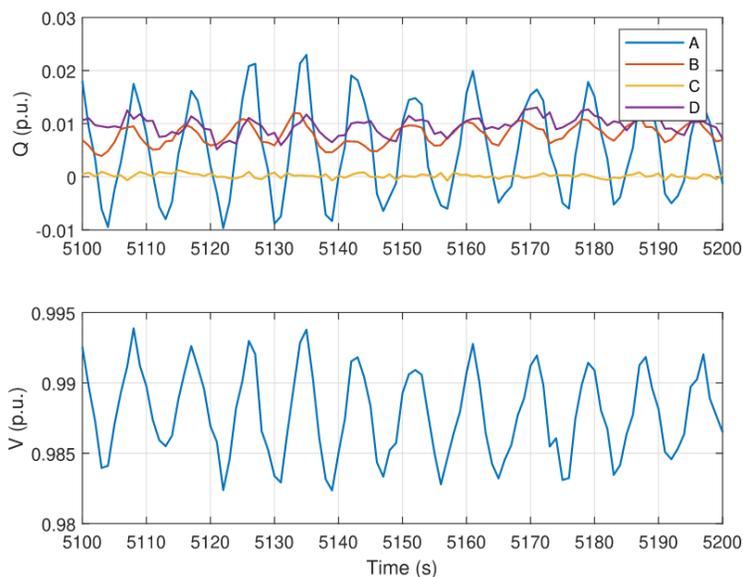


Fig. 5. Event data from 5100 s to 5200 s. Plant A's var has the most severe oscillations.

Fig. 4.11 – Puissance réactive et tension, pour les 4 centrales (source : [Fan et al., 2022])

Les auteurs de [NationalGridESO, 2021] décrivent les résultats d'un démonstrateur de système de management de l'énergie dans lequel les capacités d'injection/absorption de réactif de moyens de production éolien et PV connectés au réseau moyenne tension sont utilisées pour contrôler la tension au noeud du réseau de transport où est présent le poste source alimentant le réseau moyenne tension. Est notamment mise en évidence la nécessité de réduire le gain du contrôle de tension de certaines centrales pour permettre l'opération stable :



Figure 23 DER performance following adjustments to DERMS control settings

Fig. 4.12 – Puissance réactive et tension, pour différents gains du contrôle de tension (source : [NationalGridESO, 2021])

Dans le cadre d'une campagne de test en conditions réelles ([Grid, 2020]), le gestionnaire de réseau National Grid a sélectionné 5 centrales PV de 1 MW chacune dans le but d'évaluer la mise en oeuvre de fonctionnalités de contrôle avancés des onduleurs (inclus gestion de tension par réactif dans la phase 1).

Pour deux des cinq centrales, l'activation de la fonction de contrôle tension/réactif avec les paramètres par défaut a entraîné l'apparition d'oscillations :

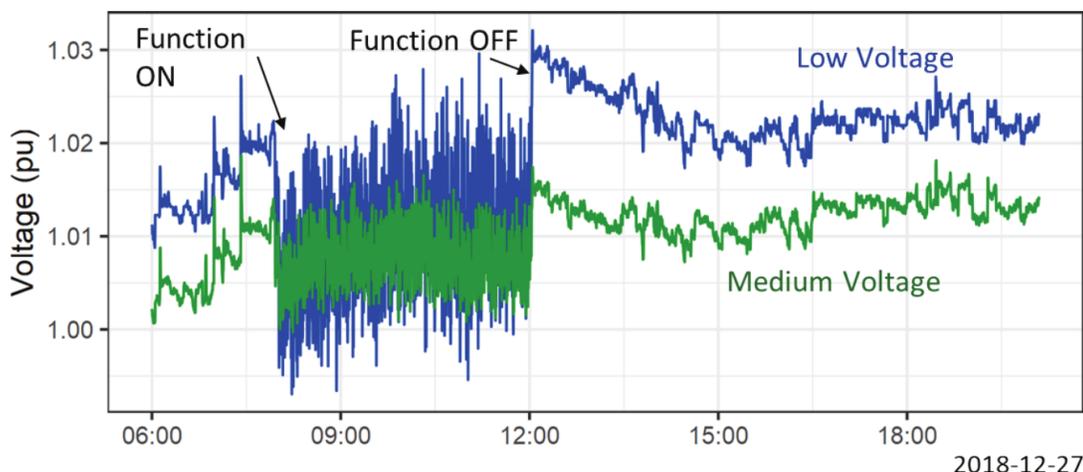


Figure 18. Voltage Oscillations Induced by Reactive Power Oscillations

Fig. 4.13 – Tension (BT et MT), avec et sans activation de la gestion de tension par réactif (source : [Grid, 2020])

Note : A notre connaissance, il n'existe pas de situations où des oscillations liées au contrôle de tension dans le réseau public de distribution basse tension ont été observées en conditions réelles d'opération, malgré le fait que, théoriquement, les mêmes mécanismes pouvant créer l'instabilité sont présents. Deux raisons peuvent expliquer ceci : d'une part, le contrôle a initialement été déployé sur des centrales de grande taille connectées aux réseaux haute et moyenne tension et, d'autre part, le réseau basse tension n'est pas, en général, observé avec le même niveau de résolution temporelle (quand il est observé).

4.1.4 Modélisation du comportement transitoire du contrôle de tension

Afin de pouvoir prédire (et ainsi éviter) les conditions dans lesquelles des comportements instables sont susceptibles d'apparaître ou définir des stratégies correctives lorsque ceux-ci sont constatés, de nombreux modèles dynamiques du comportement du système onduleur/contrôleur/réseau ont été développés dans la littérature. Comme il est d'usage dans les études de stabilité du système électrique, on peut regrouper ces modèles en deux grandes catégories :

- Les **modèles « petits signaux »**, pour lesquels l'ensemble des équations sont linéarisées. Ces modèles peuvent être ensuite utilisés pour des simulations dans le domaine temporel (résolution temporelle en général supérieur à 10 kHz) et/ou dans le cadre de caractérisation analytique de la stabilité (exemple : analyse des valeurs propres de la matrice d'état du système en boucle fermée). On peut citer [Abusara *et al.*, 2015, Amanipoor and Golsorkhi, 2022, Andren *et al.*, 2015, Baker *et al.*, 2018, Coelho *et al.*, 1999, Coelho *et al.*, 2002, Mohanty *et al.*, 2014, Wang *et al.*, 2022, Zhu *et al.*, 2022], comme exemples de ce type d'approche. L'avantage de l'approche « petits signaux » est de produire des modèles plus efficaces d'un point de vue computationnel et plus facilement exploitables dans une approche analytique au prix d'une perte de précision lorsqu'on s'éloigne du point de fonctionnement autour duquel le modèle est linéarisé.

- Les modèles « **grands signaux** », par opposition, ont vocation à conserver les non-linéarités présentes dans les équations utilisées. Bien qu'il existe des différences de modélisation de l'onduleur et du système de contrôle (prise en compte ou non de filtres sur la mesure, séparation du contrôle courant-tension, etc.), celles-ci sont limitées comparées aux différences de finesse de modélisation du réseau. Certaines références ont recours à des modèles du transitoire électromagnétique [Chakraborty *et al.*, 2015, Constantin *et al.*, 2012, Duckheim *et al.*, 2013, Kashani *et al.*, 2016] tandis que [Bao *et al.*, 2021, Braslavsky *et al.*, 2019, Fan *et al.*, 2022, Krahmer *et al.*, 2022, Krahmer *et al.*, 2018, Pan *et al.*, 2019, Schoene *et al.*, 2017, Wang *et al.*, 2020] utilisent des modèles de powerflow statiques alors que [Eggli *et al.*, 2021] va jusqu'à linéariser les équations de powerflow, ne conservant ainsi que les non-linéarités liées à la boucle de contrôle. A notre connaissance, toutes les approches analytiques applicables aux systèmes non-linéaires sont dérivées de l'évaluation de la stabilité au sens de Liapounov, du critère de Popov ou du critère du cercle (équivalent du critère de Nyquist étendu aux systèmes non linéaires) dont [Andrade *et al.*, 2014, Krahmer *et al.*, 2022, Krahmer *et al.*, 2018, Mansour *et al.*, 2021, Saha *et al.*, 2021] sont des exemples.

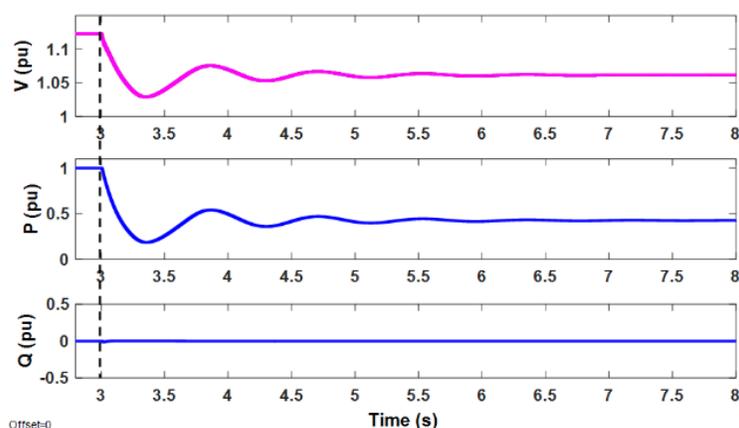


Fig. 12. Dynamic simulation results with $slope = 50$, $OLRT = 1s$, $\tau_2 + \tau_3 = 0.3s$

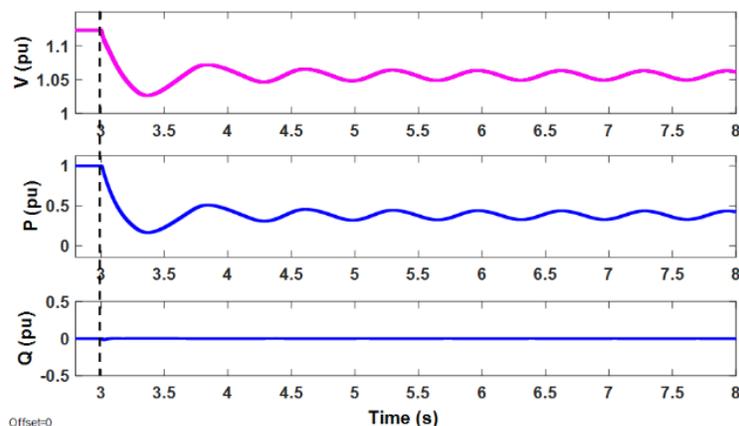


Fig. 13. Dynamic simulation results with $slope = 100$, $OLRT = 1s$, $\tau_2 + \tau_3 = 0.3s$

Fig. 4.14 – Résultats de simulations « petits signaux » (mode tension/actif) dans le domaine temporel réalisées dans [Wang *et al.*, 2022]. Le passage de la pente de $P = f(U)$ de 50 à 100 entre la simulation du haut et celle du bas entraîne l'apparition d'oscillations.

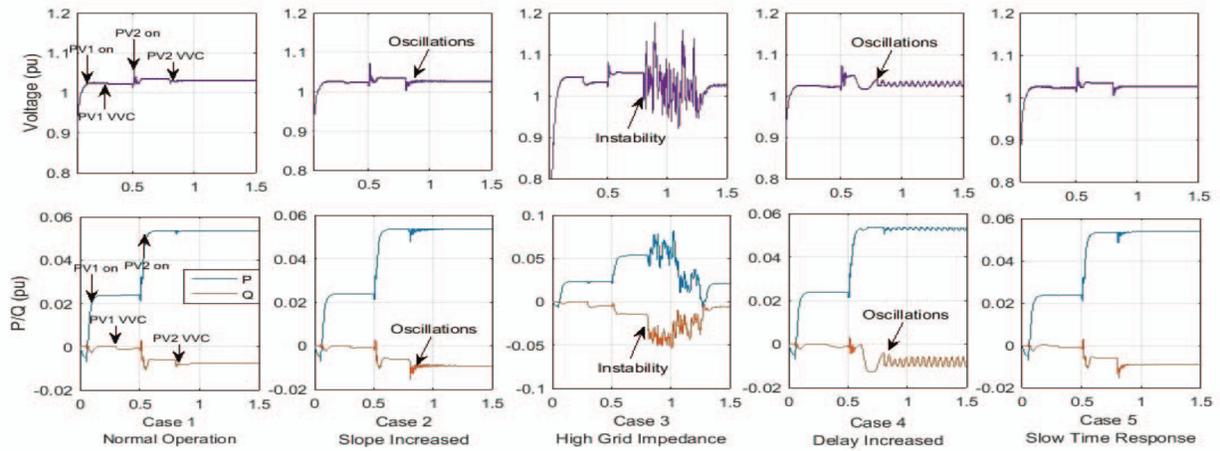


Fig. 3. PSCAD Simulation Result

Fig. 4.15 – Résultats de simulations dans le domaine tempore tenant compte des transitoires électromagnétiques réalisées dans [Kashani *et al.*, 2016]. On peut observer que l’augmentation de la pente de $Q = f(U)$, de l’impédance du réseau ou du délai de traitement et de communication entraîne l’apparition d’oscillations, instables dans le cas de l’impédance élevée.

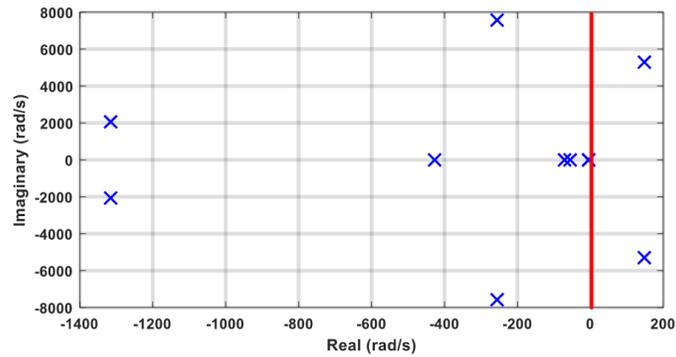


Fig. 3. Locus of eigenvalues without feedforward filter and $\omega_q = 1000$

Fig. 4.16 – Placement des pôles obtenus pour le système en boucle fermée modélisé dans [Amanipoor and Golsorkhi, 2022]. La présence de pôles à valeur réelle positive indique une potentielle instabilité du système.

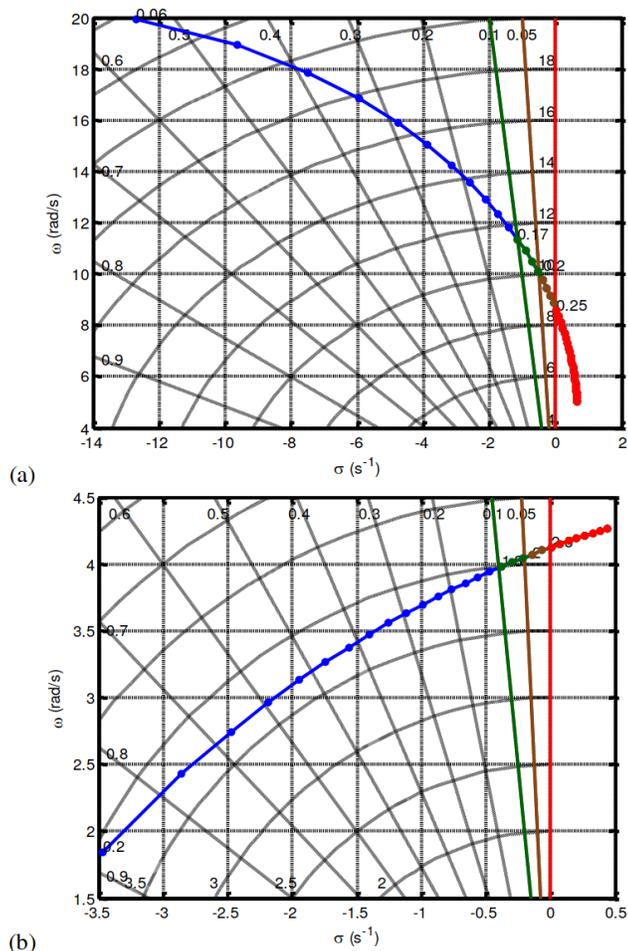


Fig. 4. Stability locus (a) $\tau = 0.2 \text{ s} \mid T_D \text{ variable} \mid K_{ol} = 2$ (b) $\tau = 0.5 \text{ s} \mid T_D = 0.5 \text{ s} \mid K_{ol} \text{ variable}$

Fig. 4.17 – Placement des pôles obtenus par [Andren *et al.*, 2015] en faisant varier le délai de mesure (figure du haut) et le gain en boucle ouverte (qui inclut la pente de $Q = f(U)$). On peut observer que le risque d'instabilité augmente avec ces deux paramètres.

4.1.5 Validation expérimentale des modèles

Une bonne partie des références qui modélisent le comportement transitoire du contrôle de tension par onduleurs proposent une validation en laboratoire des modèles : [Andrade *et al.*, 2014, Andren *et al.*, 2015, Bao *et al.*, 2021, Coelho *et al.*, 1999, Coelho *et al.*, 2002, Constantin *et al.*, 2012, Kashani *et al.*, 2016, Mansour *et al.*, 2021, Pan *et al.*, 2019, Wang *et al.*, 2022, Wang *et al.*, 2020]. En règle générale, cette validation consiste à mettre en oeuvre un ou plusieurs onduleurs du commerce alimentés par des sources de puissance DC contrôlables et connectés à un simulateur de réseau par l'intermédiaire de modules d'impédances paramétrables. En ce qui concerne le contrôle de tension, il peut s'agir soit du contrôle natif de l'onduleur, soit d'un contrôle externe programmable (exemple : carte de contrôle DSpace).

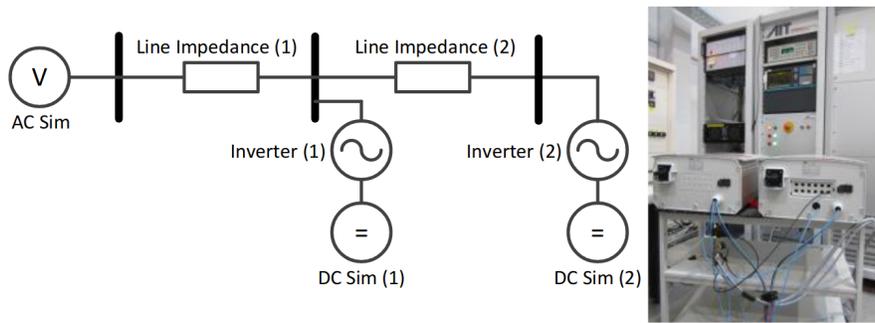


Fig. 12. Laboratory test setup with two inverters (left)
Picture of the laboratory test setup (right)

Fig. 4.18 – Environnement de test utilisé dans [Andren *et al.*, 2015]

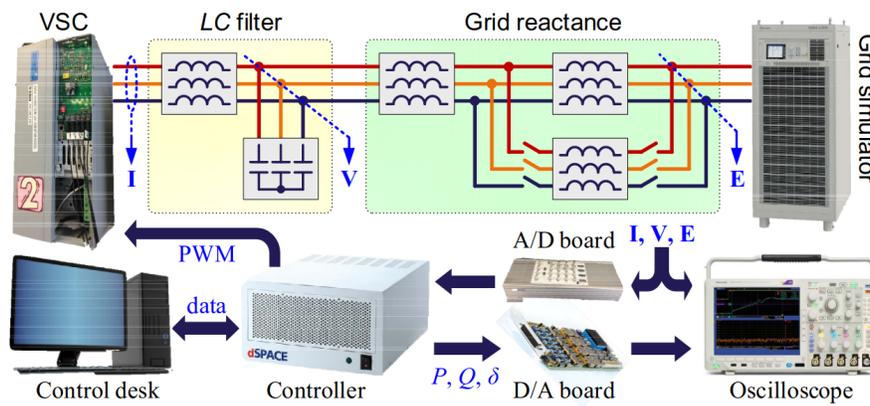


Fig. 4.19 – Environnement de test utilisé dans [Pan *et al.*, 2019]

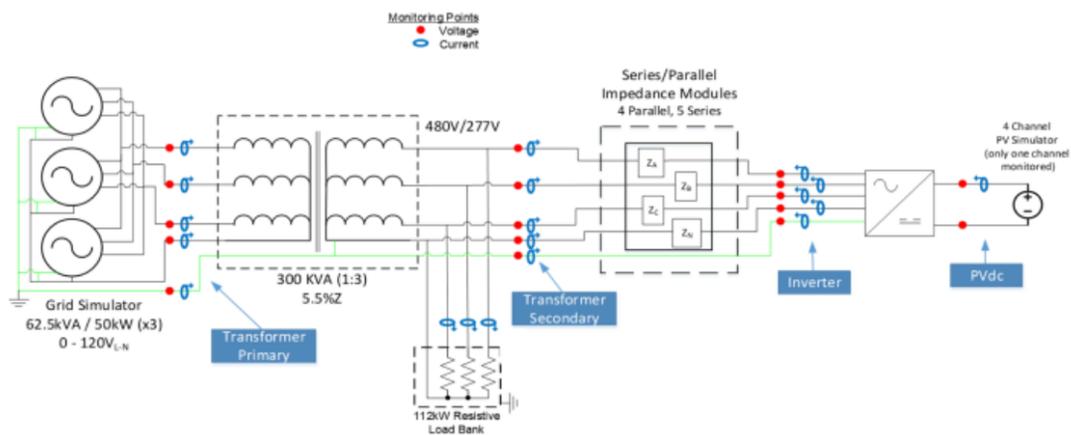


Fig. 1. Lab setup for volt-watt function testing of a commercial three-phase inverter.

Fig. 4.20 – Environnement de test utilisé dans [Wang *et al.*, 2022]

Les auteurs définissent ensuite un programme de test (puissance PV injectée, valeurs des impédances, paramètres du contrôle) qui peut être à la fois mis en oeuvre dans l'environnement de test et dans le modèle de simulation développé. Au vu de l'objectif de caractérisation du risque d'instabilité, les programmes de test vont inclure des combinaisons de paramètres destinées spécifiquement à créer un comportement instable. Les résultats en termes de puissances active et réactive produites par l'onduleur et de tension au point de couplage sont ensuite comparés pour juger de la pertinence du modèle. Tous les auteurs n'ont pas le même niveau d'exigence pour considérer qu'un modèle est valide. Les auteurs de [Coelho *et al.*, 2002, Pan *et al.*, 2019], par exemple, considèrent que le modèle doit suivre finement l'évolution temporelle des grandeurs physiques mesurées tandis que [Andren *et al.*, 2015, Constantin and Lazar, 2012, Kashani *et al.*, 2016, Mansour *et al.*, 2021, Wang *et al.*, 2020] considèrent que le modèle doit seulement rendre compte fidèlement des conditions qui créent l'instabilité.

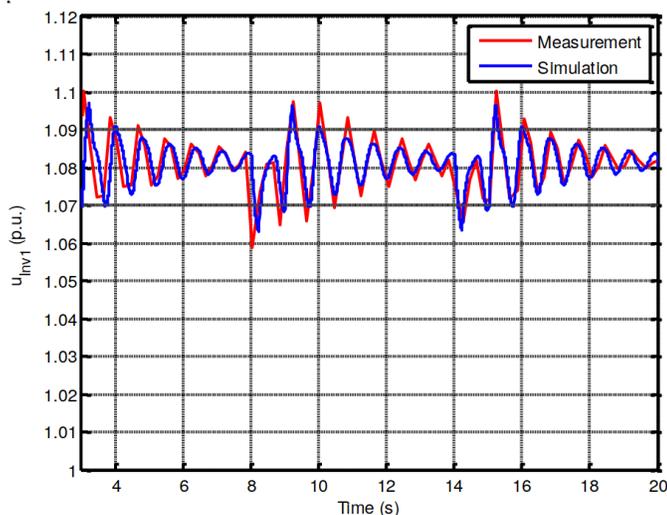


Fig. 13. System response to voltage steps (measurement / simulation)

Fig. 4.21 – Comparaison simulation/mesures expérimentales en laboratoire de [Andren *et al.*, 2015]

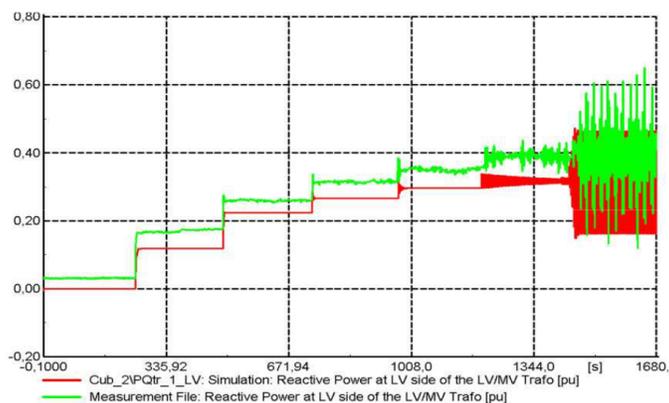
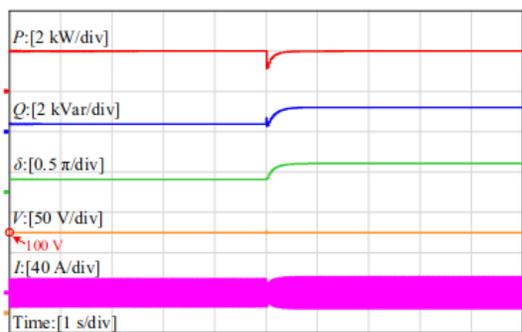
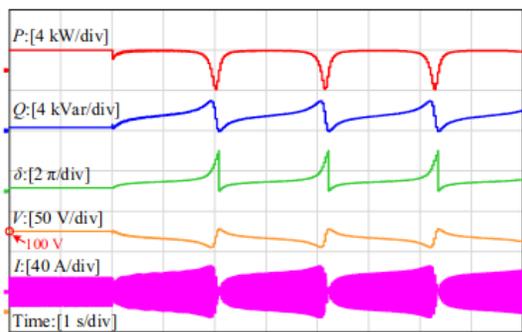


Figure 9. Reactive power at the LV side of the LV/MV Transformer (T2)

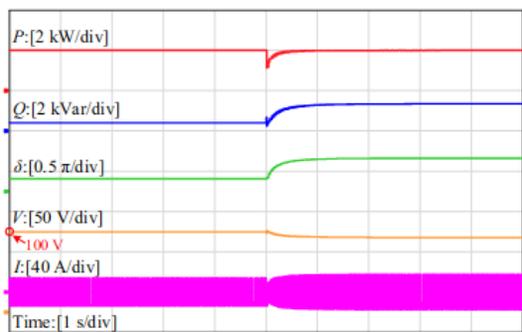
Fig. 4.22 – Comparaison simulation/mesures expérimentales en laboratoire de [Constantin and Lazar, 2012]



(a)

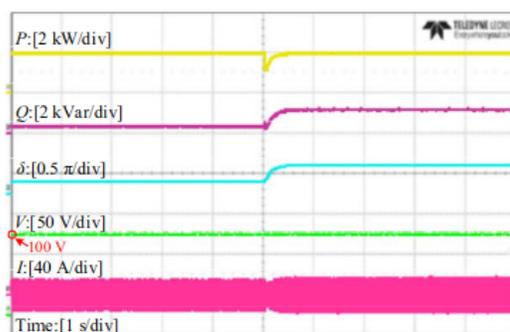


(b)

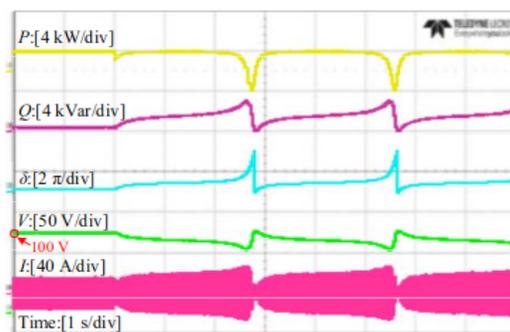


(c)

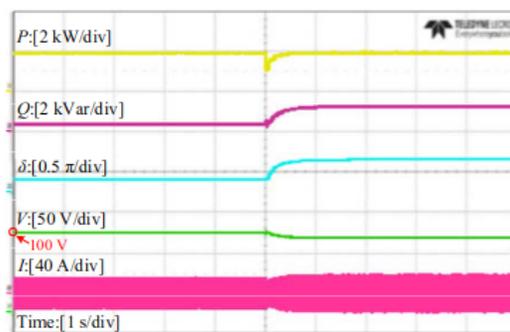
Fig. 7. Simulated transient responses of the droop-controlled VSC. (a) Without the reactive power control, $V = V_0$. (b) With the reactive power control, $Q_0 = 0$. (c) With the reactive power control, $Q_0 = 0.25$ p.u..



(a)



(b)



(c)

Fig. 8. Experimental transient responses of the droop-controlled VSC. (a) Without the reactive power control, $V = V_0$. (b) With the reactive power control, $Q_0 = 0$. (c) With the reactive power control, $Q_0 = 0.25$ p.u..

Fig. 4.23 – Comparaison simulation (à gauche)/mesures expérimentales (à droite) en laboratoire de [Pan *et al.*, 2019]

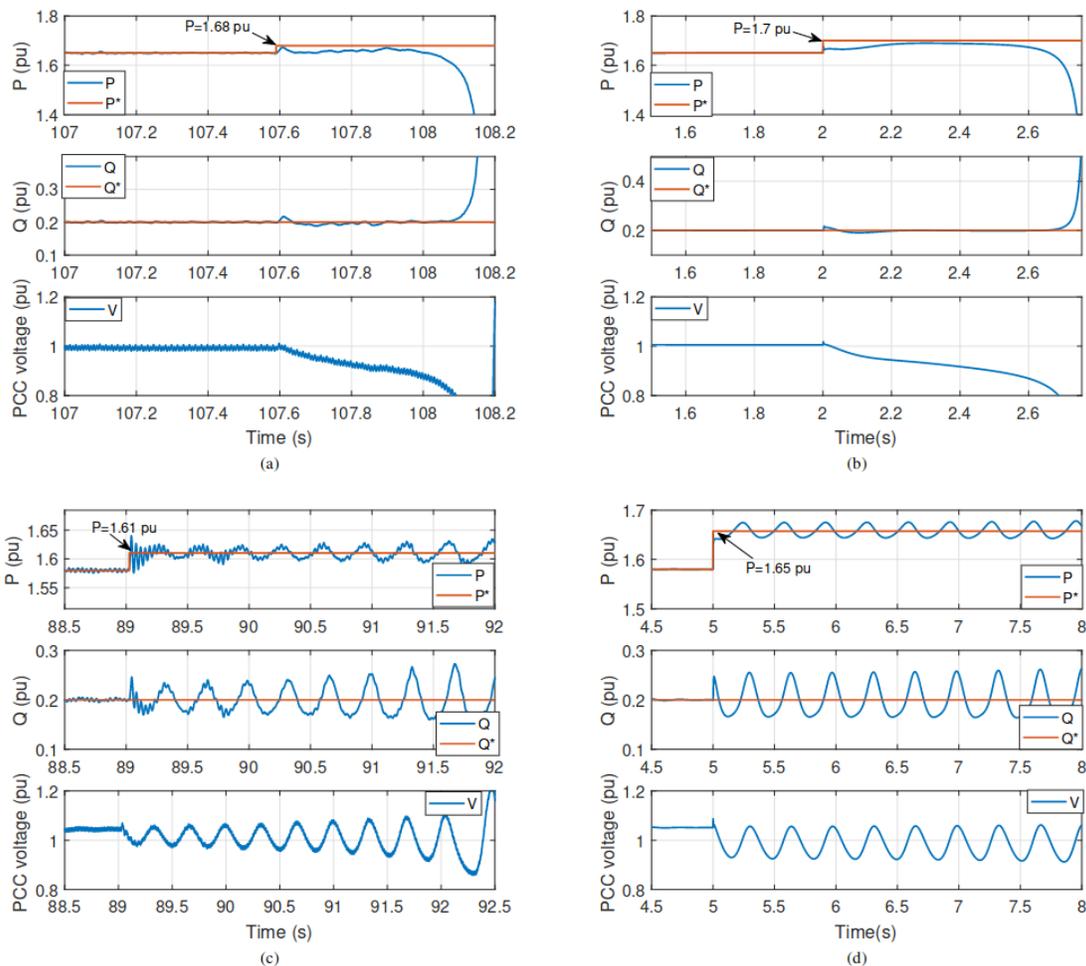


Fig. 4: Response of P, Q and PCC voltage under P/Q control when P is given a step change. Upper row: Parameters I. Lower row: Parameters II. Left column: Experiment results. Right column: Simulation results.

Fig. 4.24 – Comparaison simulation (à droite)/mesures expérimentales (à gauche) en laboratoire de [Bao et al., 2021] pour deux jeux de paramètres du contrôle (le second visant explicitement à créer des oscillations)

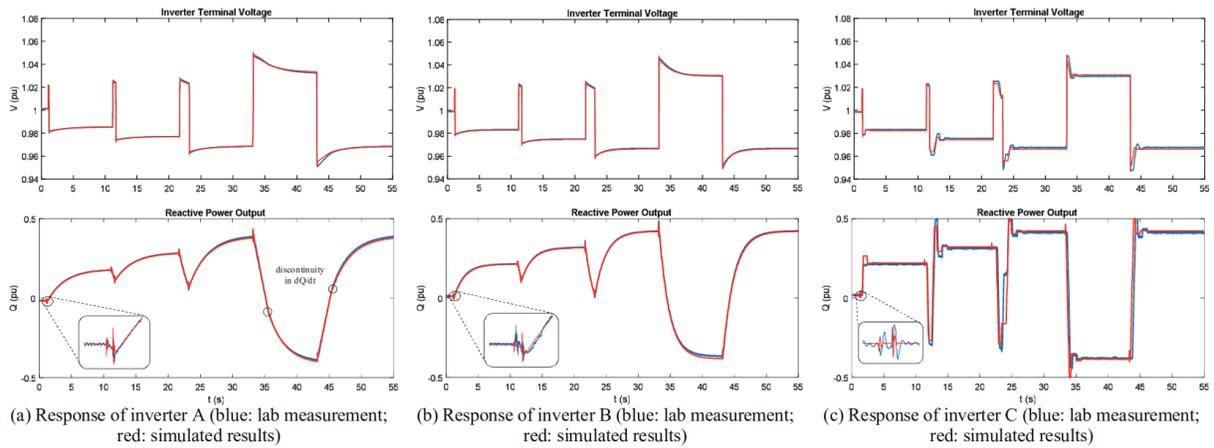


Fig. 4. Measured and simulated inverter responses to voltage step changes.

Fig. 4.25 – Comparaison simulation/mesures expérimentales en laboratoire de [Wang *et al.*, 2020] pour un programme de test de variation de la tension AC fixée par le simulateur de réseau.

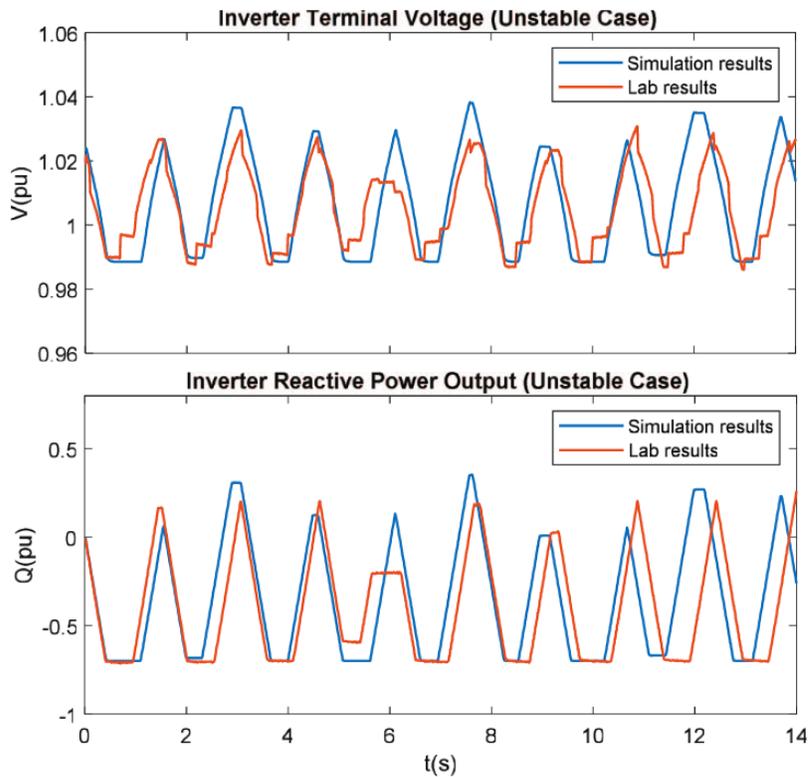


Fig. 6. Response of inverter C with the steeper volt-var slope.

Fig. 4.26 – Comparaison simulation/mesures expérimentales en laboratoire de [Wang *et al.*, 2020] pour un programme de test à tension source constante mais où la pente du contrôle est suffisante pour déclencher des oscillations.

A notre connaissance, les auteurs de [Constantin and Lazar, 2012, Constantin *et al.*, 2012] sont les seuls à être « sortis du laboratoire » pour volontairement provoquer une instabilité du contrôle $Q = f(U)$ sur une

centrale photovoltaïque de 12 MVA connectée au réseau de transport (description détaillée dans [Kjær *et al.*, 2011]). Pour se faire, le contrôle $Q = f(U)$ a été activé sur une section de 1.8 MVA puis la pente du contrôle a été augmentée par palier jusqu'à déclencher l'instabilité.

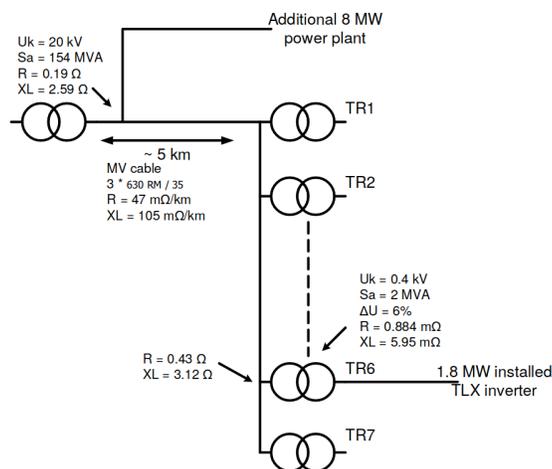


Figure 5: Schematic over the 12 MW power plant in Busenwuth, Germany.

Fig. 4.27 – Schéma de connexion de la centrale photovoltaïque de Busenwuth, utilisée dans l'expérimentation de [Constantin and Lazar, 2012]. Les modules PV sont connectés à des onduleurs Danfoss TLX 15k PRO+ (15 kVA) qui produisent en basse tension (400 V). Ces onduleurs sont connectés par groupe de 120 à des transformateurs qui élèvent la tension à 20 kV. Une ligne moyenne tension de 5 kms dessert un transformateur qui permet l'injection sur le réseau de transport.

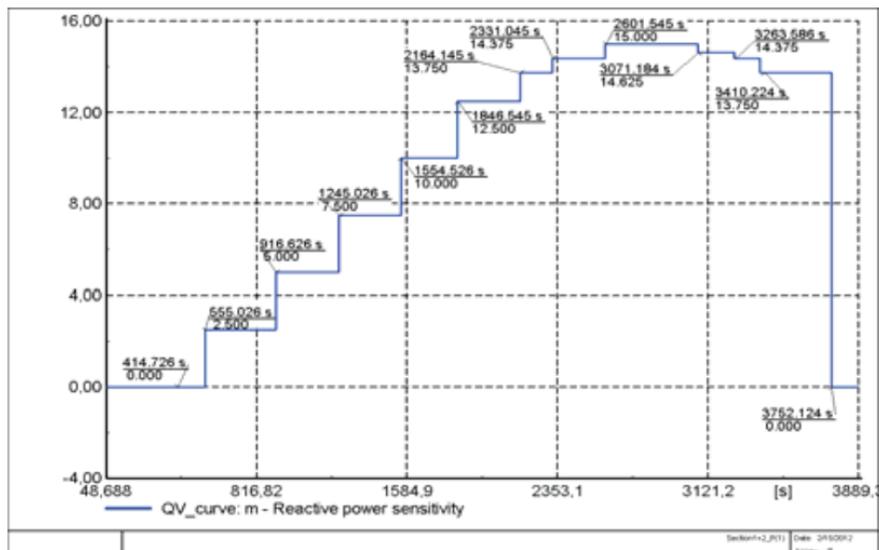


Fig. 4.28 – Evolution par palier de la pente du contrôle $Q = f(U)$ (de plus en plus agressive) dans le test « grandeur nature » de [Constantin *et al.*, 2012]

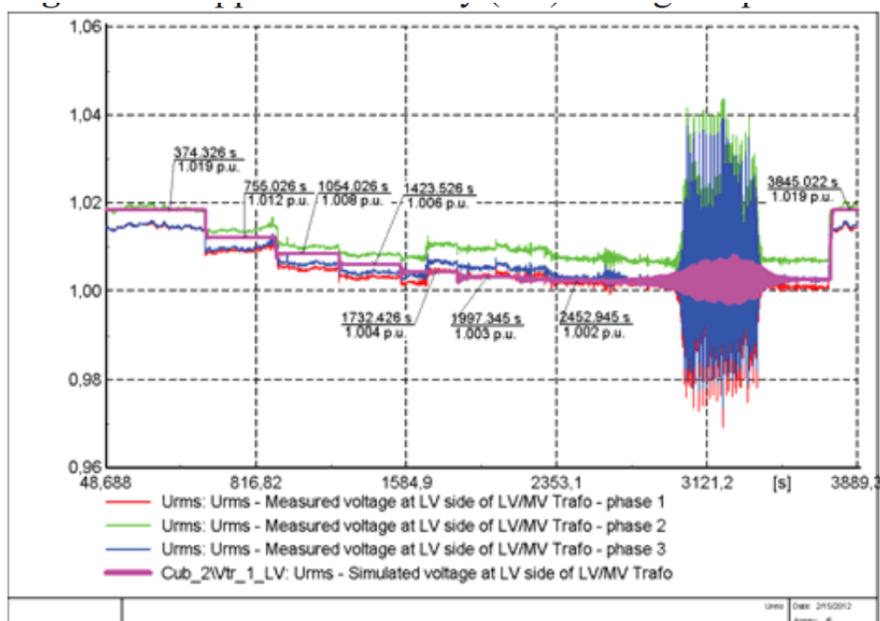


Figure 17: Measured and simulated voltage at the LV side of the LV/MV transformer

Fig. 4.29 – Mesures de tension dans le test « grandeur nature » de [Constantin *et al.*, 2012]. On voit les oscillations instables apparaître quand la pente du contrôle est maximale.

4.1.6 Types de critères de stabilité

Une des applications des modèles de transitoire fin (type EMT par exemple) dans un contexte préventif est de permettre la simulation avec une grande précision de la stabilité des paramètres de contrôle envisagés en phase d'étude de raccordement. Cette approche très intensive en ressources humaines (collecte des données, paramétrisation, validation et exécution des modèles) est envisageable lors d'étude de raccordement de centrales de grande tailles au réseau de transport. Néanmoins, il ne semble pas réaliste de vouloir la transposer à court terme au raccordement en basse et moyenne tension, du fait du nombre de demandes à traiter et des délais plus courts. C'est pourquoi nous nous concentrons, dans cette section, sur les références qui ont pour objectif l'établissement de critères de stabilité dont la mise en oeuvre est suffisamment simple pour être intégrée aux études de raccordement au réseau de distribution. De plus, nous souhaitons obtenir une expression analytique du critère de stabilité, ce qui exclut l'utilisation de méthodes graphiques comme le critère de Nyquist.

On peut distinguer dans la littérature plusieurs types de critères analytiques de stabilité suivant le domaine d'analyse (fréquentiel ou temporel) et le caractère linéaire ou non des modèles adoptés :

- **fréquentiel/linéaire** : Pour qu'un système linéaire invariant dans le temps soit stable, les pôles de sa fonction de transfert (zéros du dénominateur ou équation caractéristique) doivent tous avoir une partie réelle négative. Les délais de mesure et de communication sont linéarisés en utilisant l'approximation de Padé et l'ordre retenu impacte l'ordre du système complet. En limitant l'approximation aux 1er ordres, des expressions analytiques simples de critère de stabilité peuvent être dérivées, comme dans [Andren *et al.*, 2015].
- **fréquentiel/non linéaire** : il est possible d'étendre l'analyse fréquentielle aux systèmes non-linéaires quand les non-linéarités sont circonscrites à la boucle de retour (ici le délai de mesure) en utilisant des techniques comme le critère de Popov ou le critère du cercle ([Krahmer *et al.*, 2022, Krahmer *et al.*, 2018]). Les auteurs de [Thomas *et al.*, 2019] utilisent un résultat spécifique aux modèles linéaires

avec délai dans la boucle de retour pour obtenir une condition assurant que les zéros de l'équation caractéristique ont tous une partie réelle négative.

- **temporel/linéaire** : un système linéaire en temps continu est stable si les valeurs propres de la matrice d'état ont une partie réelle négative ([Mohanty *et al.*, 2014, Wang *et al.*, 2022]). Pour un système en temps discret, les valeurs propres doivent être à l'intérieur du cercle unitaire “[Baker *et al.*, 2018, Braslavsky *et al.*, 2019, Robbins *et al.*, 2013, Singhal *et al.*, 2019]). Il est à noter que l'approximation en temps discret consiste à utiliser la tension au pas de temps précédent pour calculer la consigne d'actif/réactif au pas de temps de courant, ce qui revient à considérer que la réponse du contrôle de puissance est infiniment plus rapide que la mesure de tension. Cela a pour conséquence une sous-estimation de la stabilité des systèmes réels pour lesquels la réponse en boucle ouverte est en général plus longue que le délai de mesure et de communication de la tension.
- **temporel/non linéaire** : le critère de stabilité est obtenu en appliquant la méthode directe de Liapounov à des modèles en temps discret ([Eggl *et al.*, 2021, Farivar *et al.*, 2013]) ou en temps continu ([Andrade *et al.*, 2014, Mansour *et al.*, 2021, Saha *et al.*, 2021])

4.2 Critère de stabilité sélectionné

Le critère le plus simple à mettre en oeuvre est celui proposé dans [Andren *et al.*, 2015] :

$$\frac{T}{\tau} \leq \frac{1}{a_{\zeta} \cdot \frac{\Delta U_{PV}}{\Delta U_{droop}} \cdot \frac{\tan \varphi}{X} + b_{\zeta}} \quad (4.1)$$

où :

- T est le délai de mesure et de communication
- τ est le temps caractéristique du contrôleur (le temps de réponse en boucle pour atteindre la consigne à +/-5% est égal à trois fois le temps caractéristique)
- ΔU_{PV} est la variation de tension induite par la puissance active injectée
- ΔU_{droop} est la largeur de la bande de tension pour laquelle le contrôle passe de 0 à 100%. Plus cette valeur est faible, plus la pente du contrôle est élevée
- $\tan \varphi$ correspond au ratio entre puissance réactive maximale et puissance active
- R est la résistance totale du réseau entre l'onduleur et la sous-station
- X est la réactance totale du réseau entre l'onduleur et la sous-station
- a_{ζ} et b_{ζ} sont des constantes permettant de définir le niveau d'atténuation souhaité (voir table ci-dessous)

TABLE II
LINEAR EQUATION COEFFICIENTS

Parameter	Damping ratio / type of response			
	unstable	oscillating	critical/over-damped	
ζ (%)	0	5	10	≥ 100
a_{ζ} (-)	0.71	0.78	0.85	2.10
b_{ζ} (-)	-0.49	-0.46	-0.40	0.30

Fig. 4.30 – Coefficients permettant d'ajuster le niveau d'atténuation (source : [Andren *et al.*, 2015])

Ce critère peut être étendu au cas où N onduleurs contribuent au contrôle de la tension :

$$\sum_{i=1}^N \frac{K_{ol_i}}{K_{ol_{eq}}} \cdot \frac{T_i}{\tau_i} \leq \frac{1}{a_{\zeta} \cdot K_{ol_{eq}} + b_{\zeta}} \quad (4.2)$$

où :

- T_i est le délai de mesure et de communication de l'onduleur i
- τ_i est le temps de réponse en boucle ouverte de l'onduleur i
- K_{ol_i} est le gain en boucle ouverte de l'onduleur i
- K_{oleq} est la somme de tous les gains en boucle ouverte

[Andren *et al.*, 2015] valide ce critère en faisant une simulation paramétrique de la stabilité (*Matlab* et *Power-Factory*) d'un système à deux onduleurs. Dans les graphes ci-dessous, chaque point représente un résultat de simulation dont la couleur dépend du ratio d'atténuation (bleu pour un système instable) et la courbe noire correspond au critère de stabilité :

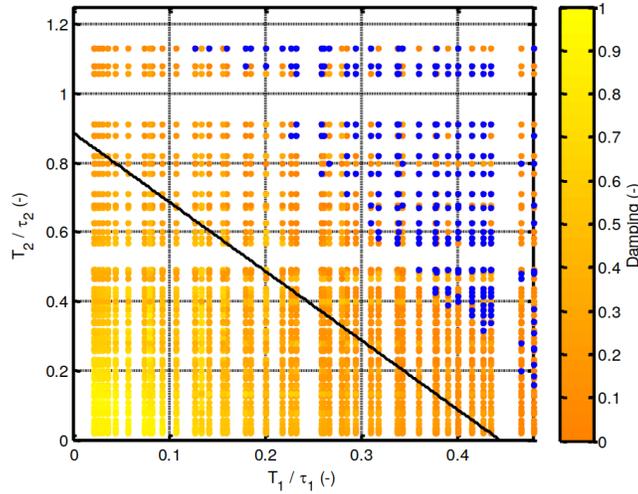


Fig. 9. Damping ratio ζ of the worst pole as a function of T_1/τ_1 and T_2/τ_2

Fig. 4.31 – Stabilité d'un système à deux onduleurs en fonction des ratio délai sur temps de réponse (source : [Andren *et al.*, 2015])

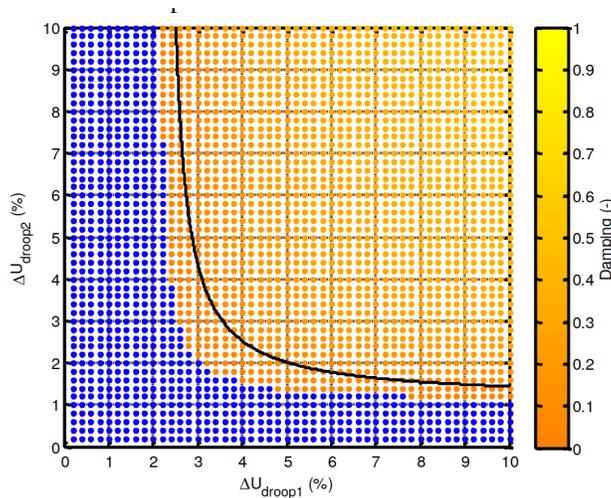


Fig. 10. Damping ratio ζ of the worst pole as a function of ΔU_{droop_1} and ΔU_{droop_2}

Fig. 4.32 – Stabilité d'un système à deux onduleurs en fonction de la largeur de la bande de tension pour laquelle le contrôle passe de 0 à 100% (source : [Andren *et al.*, 2015])

4.3 Adaptation du critère à la gestion de puissance active

Dans l'équation (4.1), $\Delta U_{droop} \cdot \frac{\tan \varphi}{X}$ représente la sensibilité de la tension au réactif. Afin d'adapter le critère de stabilité à la gestion de puissance active, il suffit de ne retenir que la sensibilité de la tension à la puissance active, ce qui donne le critère suivant :

$$\frac{T}{\tau} \leq \frac{1}{a_{\zeta} \cdot \frac{\Delta U_{PV}}{\Delta U_{droop}} + b_{\zeta}} \quad (4.3)$$

4.4 Validation expérimentale

Afin de nous assurer de la validité de l'adaptation du critère de stabilité à la gestion de puissance active, nous avons validé celui-ci expérimentalement sur une maquette de réseau basse tension conçue et opérée par Roseau Technologies. Cette maquette émule un départ BT dont la charge peut être contrôlée. Un préalable à la validation du critère de stabilité est de déterminer les caractéristiques invariantes de la maquette qui influencent la stabilité : ΔU_{PV} et τ . Pour se faire, la manipulation suivante est mise en oeuvre : variation à vitesse maximale de la puissance injectée par l'onduleur et mesure de la tension au niveau du point de connexion. Les résultats obtenus sont présentés ci-dessous :

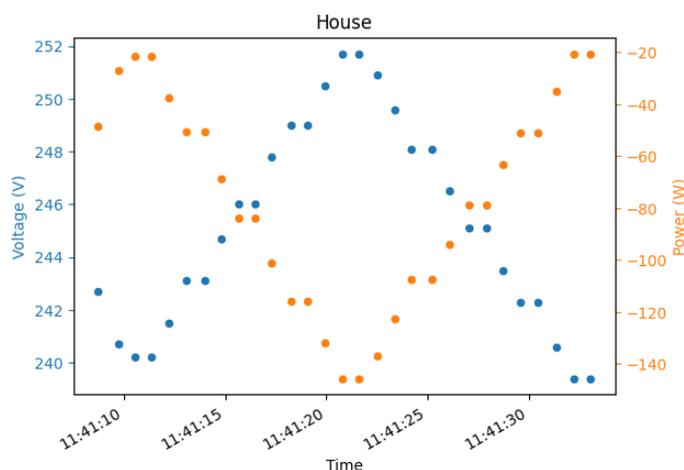


Fig. 4.33 – Mesure de tension et de puissance injectée sans contrôle

Si on se ramène en per unit (tension nominale de 230V), on obtient une valeur de $\Delta U_{PV} = 0.05p.u.$. En ce qui concerne le temps de réponse de l'onduleur, on constate un gradient moyen de 15 W/s, ce qui correspond à une valeur de $\tau = 10s$.

Afin de mettre en évidence l'instabilité, nous sélectionnons les valeurs $a_{\zeta} = 0.71$ et $b_{\zeta} = -0.49$. Si on fixe une valeur de $\Delta U_{droop} = 0.01p.u.$ et qu'on remplace ces valeurs dans l'équation du critère de stabilité, on obtient alors l'inégalité suivante :

$$\frac{T}{\tau} \leq 3.26s$$

Par conséquent, selon le critère de stabilité adapté à la puissance, les valeurs suivantes devraient entraîner une instabilité non atténuée :

- $\Delta U_{droop} = 0.01p.u.$

- $\tau = 4s$

Ce sont donc les valeurs que nous utiliserons pour l'expérimentation visant à mettre en évidence l'existence d'une instabilité.

Les trois graphiques présentent l'évolution de la tension, de la puissance injectée et de la puissance de consigne.

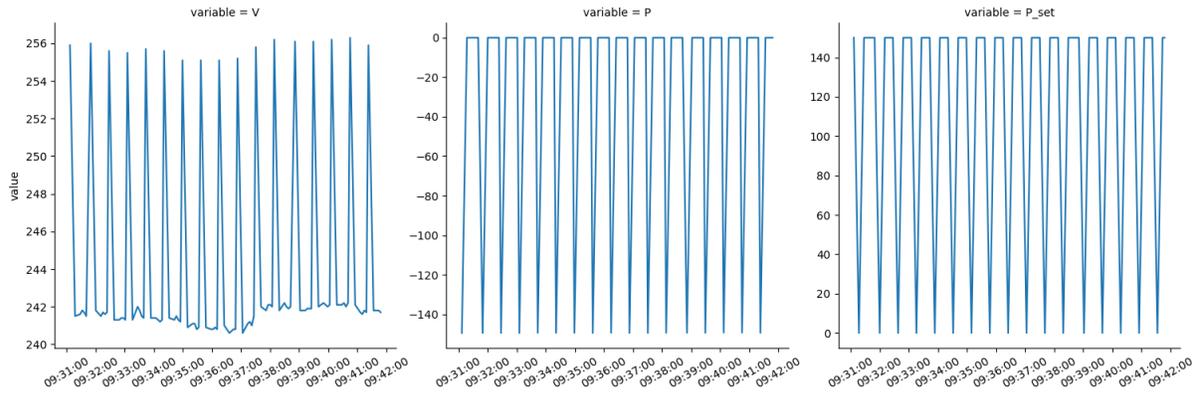


Fig. 4.34 – Mesure de tension, de puissance injectée et de puissance de consigne avec contrôle prédit comme instable par le critère retenu

Si, a contrario, on fixe $\Delta U_{droop} = 0.1p.u.$, le contrôle devient stable.

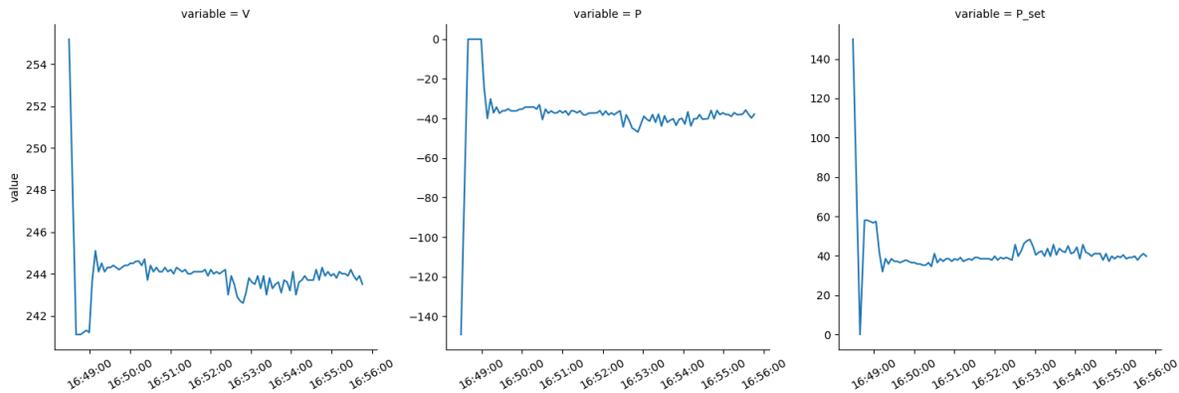


Fig. 4.35 – Mesure de tension, de puissance injectée et de puissance de consigne avec contrôle prédit comme stable par le critère retenu

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé un état de l'art de la littérature sur la stabilité du contrôle de tension. En s'appuyant sur cette littérature, nous définissons un critère de stabilité applicable à la gestion de tension $P = f(U)$ qui nous intéresse, que nous validons expérimentalement et à partir duquel nous pouvons définir une configuration de la courbe de contrôle $P = f(U)$ qui garantit la stabilité dans le domaine d'application que nous envisageons.

Cadre d'analyse des coûts et bénéfices de la flexibilité de la production dans le réseau de distribution

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons une revue de la littérature sur les méthodes d'analyses des coûts et bénéfices occasionnés par la gestion de la flexibilité de la production dans le réseau de distribution. A partir de cette revue, nous proposerons un cadre d'analyse dont la mise en oeuvre sera décrite en détail dans les chapitres suivants.

5.2 Revue de littérature

L'analyse des coûts et bénéfices que pourrait apporter la gestion de tension dans le réseau de distribution dans différentes conditions de mise en oeuvre (caractéristiques du réseau, taux de pénétration EnR, etc.) et de paramétrisation (type de contrôle, paramètres de la courbe de contrôle, etc.) a fait l'objet de nombreuses références dans la littérature dont [Abad and Ma, 2021, Bletterie *et al.*, 2017, Bletterie *et al.*, 2016, Bletterie *et al.*, 2015, Horowitz *et al.*, 2020, Mahat *et al.*, 2020, Minaud *et al.*, 2013, Resch *et al.*, 2021, Stetz *et al.*, 2014, Stetz *et al.*, 2013, Ullah, 2023] sont des exemples.

En diminuant les surtensions associées aux niveaux de production élevés, la gestion de tension permet d'augmenter le nombre et/ou la taille des installations de production qui peuvent être raccordées à un réseau donné en respectant ses contraintes d'opération (en tension et en intensité). Dans une partie de la littérature, ce bénéfice technique est traduit en un bénéfice économique en évaluant le coût du renforcement de réseau qui aurait été nécessaire pour atteindre le même niveau de production raccordée sans gestion de tension. A ce bénéfice principal sont parfois additionnés des bénéfices auxiliaires comme la réduction des pertes lorsque la consommation est élevée ou la baisse de consommation par réduction de tension (*CVR : Conservation Voltage Reduction*).

En fonction des conditions de mise en oeuvre et de la paramétrisation, les coûts induits considérés peuvent inclure :

- L'investissement supplémentaire pour surdimensionner l'onduleur en cas de gestion de la puissance réactive
- L'écrêtement de la production photovoltaïque
- L'augmentation des pertes réseau
- Des coûts additionnels de maintenance d'autres organes de gestion de tension (régleurs en charge, bancs de condensateurs) induits par l'augmentation de leur fréquence d'utilisation
- Des coûts d'intégration de la flexibilité lorsque celle-ci ne repose pas uniquement sur les capacités intrinsèques des onduleurs

Afin de réaliser l'analyse coûts/bénéfices, les auteurs des références cités précédemment mettent en oeuvre tout ou partie des méthodes ci-dessous :

- Une sélection de réseaux de distribution est définie. Celle-ci peut être représentative ou non du réseau de distribution d'une zone géographique donnée.
- Des scénarios d'expansion de la production décentralisée sont modélisés. Ces scénarios incluent à la fois les caractéristiques des centrales (puissance crête, inclinaison, orientation) et le noeud de raccordement envisagé
- Des simulations d'écoulement des charges pour les différentes stratégies de contrôle (y compris sans contrôle pour servir de référence) et à chaque étape des scénarios d'expansion sont réalisées. Ces simulations sont réalisées uniquement en cas de production de pointe ou sur l'ensemble de l'année.
- Le respect des contraintes d'opération du réseau est évalué à chaque étape
- En cas de non-respect des contraintes, deux options sont possibles :
 - L'expansion du photovoltaïque est stoppée à l'étape précédant l'apparition de la contrainte, ce qui permet de calculer la capacité d'accueil du réseau étudié.
 - Une heuristique permettant de sélectionner des renforcements successifs est mise en oeuvre jusqu'à la disparation de toutes les contraintes. Dans les cas où l'heuristique de renforcement comporte une liste finie de mesures et que celles-ci ne permettent pas de lever l'ensemble des contraintes, une capacité d'accueil incluant le renforcement peut être définie.
- Les coûts et bénéfices sont calculés par différence entre les cas avec et sans contrôle
- Une approche d'analyse comptable (souvent la valeur actuelle nette) est utilisée pour agréger les coûts et bénéfices à différents horizons de temps

Les graphiques suivants sont extraits des références précitées et présentent les résultats de comparaison entre différentes méthodes de contrôle et un scénario de référence sans contrôle :

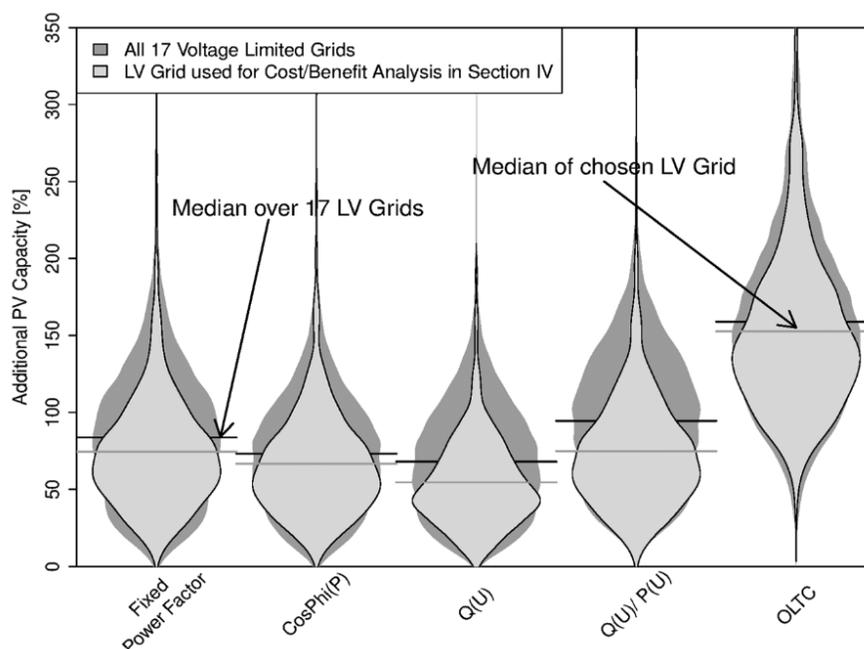


Fig. 5.1 – Distributions de l'augmentation de la capacité d'accueil pour différentes stratégies (source : [Stetz et al., 2014])

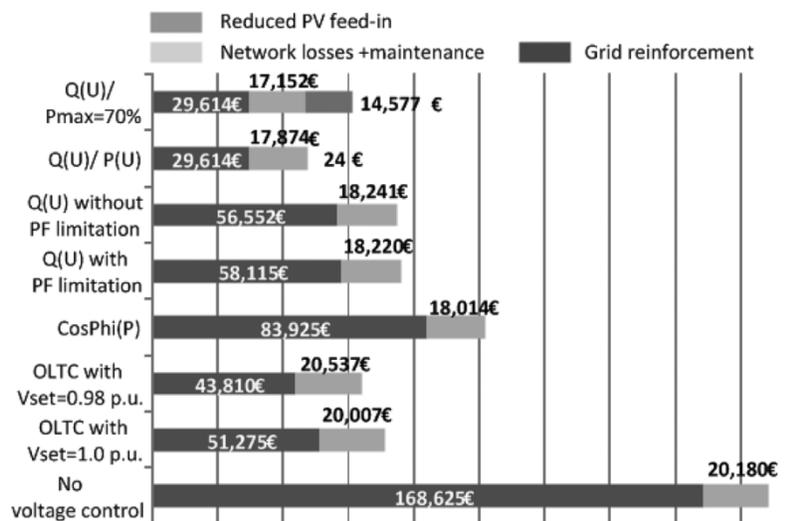


Fig. 8. Total cost net present value of the investigated VCS referred to the beginning of year t_1 . Dark gray: NPV_{INVEST} ; light gray: NPV_{OP1} ; medium gray: NPV_{OP2} .

Fig. 5.2 – Coût actuel net total pour différentes stratégies (source : [Stetz et al., 2014]). La dernière ligne correspond à la référence sans contrôle de tension.

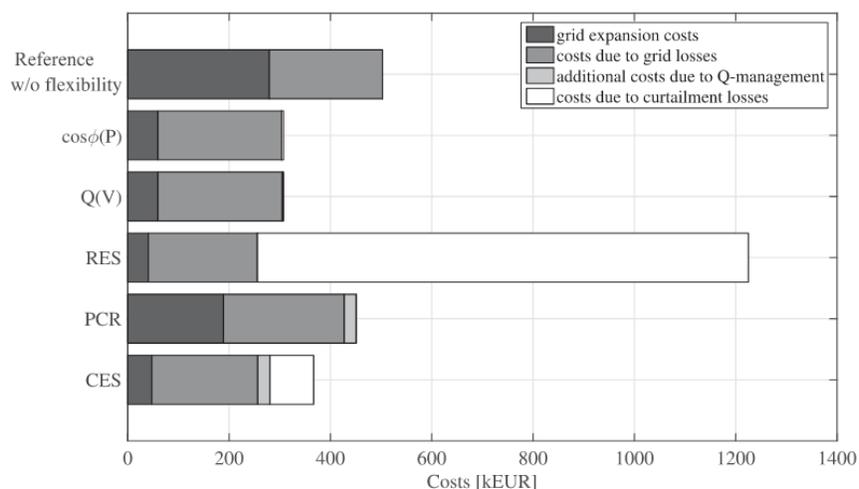


Fig. 6. Total costs borne by the DSO and by the BSS or RES owner for all scenarios.

Fig. 5.3 – Coût actuel net total pour différentes stratégies (source : [Resch *et al.*, 2021], inclut un cas avec stockage). La première ligne correspond à la référence sans contrôle de tension.

Pour le cas de la France, les auteurs de [Minaud *et al.*, 2013] proposent une modélisation des coûts et bénéfices de la gestion de la puissance active et réactive à l'échelle du réseau de distribution complet pour des scénarios de développement du photovoltaïque allant jusqu'à 25 GW de puissance installée, en évaluant ceux-ci de manière séparée suivant la typologie de l'installation :

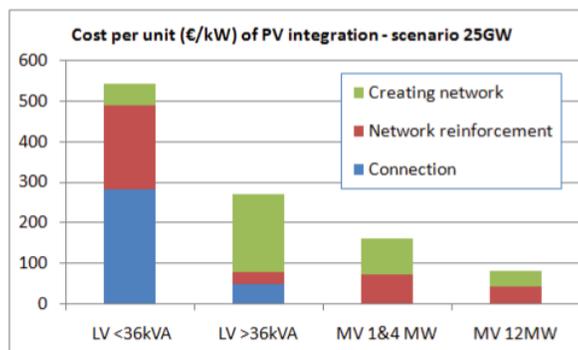


Fig. 5.4 – Coût moyen d'intégration au réseau du photovoltaïque (scénario 25 GW), source : [Minaud *et al.*, 2013]

Leur étude, basée sur plus de 3000 départs HTA réels, permet de mettre en évidence la variabilité importante des coûts d'intégration en fonction du contexte local :

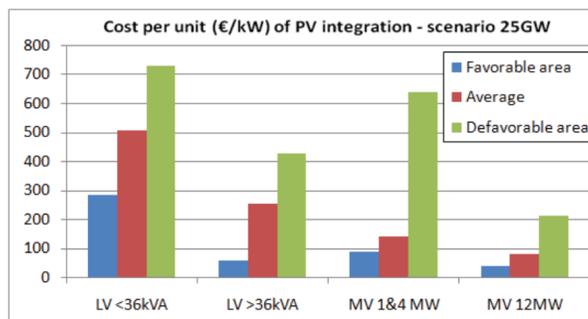


Fig. 5.5 – Impact de la localisation sur le coût d’intégration (scénario 25 GW), source : [Minaud *et al.*, 2013]

On peut aussi constater l’impact significatif de la valeur de l’énergie photovoltaïque non injectée sur l’équilibre économique de la gestion de la puissance active :

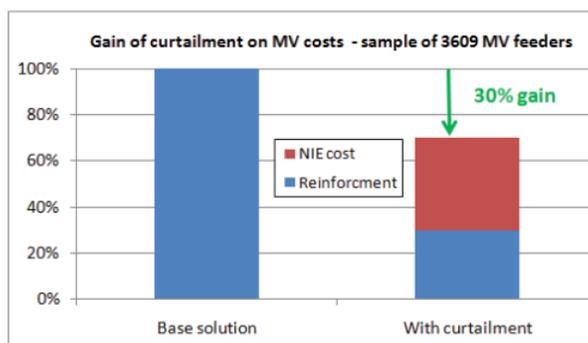


Fig. 5.6 – Différence de coût entre la solution de référence et la solution avec activation de la flexibilité, source : [Minaud *et al.*, 2013]

En ce qui concerne l’analyse coût/bénéfice de la gestion de puissance active et réactive des producteurs HTA, on peut aussi citer le rapport Enedis/ADEeF « Valorisation économique des Smart Grids » (2017), en gardant à l’esprit que les niveaux de développement de la production décentralisée envisagée était relativement limités (17 GW de PV, 1.4 GW d’éolien) :



Fig. 5.7 – Bénéfices et coûts des solutions étudiées (encadré 2), source : Enedis/ADEeF « Valorisation économique des Smart Grids »

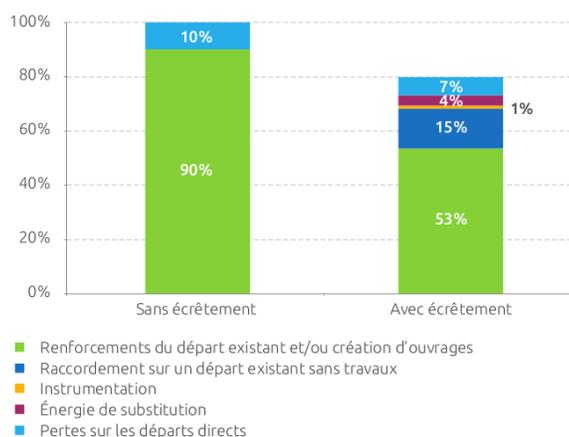


Fig. 5.8 – Coûts d’insertion des productions renouvelables de taille moyenne (entre 1 et 7,5 MW) pour les départs présentant une contrainte dans la situation de référence, source : Enedis/ADEEF « Valorisation économique des Smart Grids »

Bien qu’il ne s’agisse pas d’une analyse économique en tant que tel, on peut néanmoins considérer comme éléments de cadrage les informations communiquées par la Commission de Régulation de l’Energie dans son « Rapport d’évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d’un réseau électrique intelligent » (2023) :

CRE, « Rapport d’évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d’un réseau électrique intelligent »

Sur les 3 PTF émises et acceptées en 2022, Enedis évalue les économies réalisées sur les coûts de raccordement à 3,3 M€. Le gestionnaire de réseau réséda a également expérimenté le raccordement d’un parc éolien intégrant des limitations ponctuelles à l’injection afin d’optimiser le rapport entre investissement et productible injectable. Cette offre de raccordement a permis une économie de 730 k€ par rapport au raccordement de référence, soit 42 % des coûts de raccordement. Lorsqu’elles sont possibles, ces offres permettent ainsi des économies importantes de coûts et de délais..

5.3 Définition du cadre d’analyse retenu

En combinant les méthodologies préconisées dans la littérature avec l’objectif fixé pour cette étude et les données dont nous disposons, nous faisons le choix de recourir au cadre d’analyse :

- Définition d’une sélection de départs HTA représentatifs du réseau de distribution français
- Etablissement de scénarios de déploiement photovoltaïques année par année sur 25 ans, incluant plusieurs niveaux d’ambition, des répartitions variables des typologies d’installation (résidentiel, grandes toitures, au sol), le noeud d’injection de chaque centrale ainsi qu’une simulation de la production au pas de temps horaire
- Simulation des consommations par noeuds HTA et BT au pas de temps horaire pour l’ensemble des départs HTA sélectionnées
- Calcul des besoins et coûts de renforcement année par année à partir d’une heuristique itérative basée sur un calcul d’écoulement de charge HTA et BT triphasé déséquilibré à la pointe incluant la possibilité de mettre en oeuvre la flexibilité définie au chapitre précédent. Ces calculs sont mis en oeuvre pour l’ensemble des scénarios PV, avec et sans flexibilité.

- Calcul de l'énergie non injectée heure par heure sur 25 ans et pour l'ensemble des scénarios PV grâce à une simulation d'écoulement de charge HTA et BT en triphasé déséquilibré réalisée sur une sélection de pas de temps représentatifs
- Comparaison des coûts et bénéfices cumulés sur la période d'étude

Sélection des départs représentatifs

6.1 Introduction

La sélection de départs représentatifs constitue une étape clé de la méthodologie, permettant de réduire la charge computationnelle tout en garantissant une représentation fidèle des réseaux de distribution analysés. Cependant, la fiabilité des départs représentatifs nécessite une validation rigoureuse, et l'approche traditionnelle d'évaluation basée uniquement sur des critères internes présente des limitations. Afin de pallier ces limites, une approche combinée d'évaluation interne et externe a été développée et testée dans le cadre de cette étude, dans le but d'orienter l'ensemble des choix de conception de l'algorithme de clustering. Dans ce chapitre, nous présenterons la méthodologie de production des données d'entrée, l'évaluation des choix de conception de l'algorithme de clustering et les résultats obtenus.

6.2 Production des données d'entrée

La première étape cruciale dans la sélection de réseaux représentatifs consiste à obtenir un jeu de données suffisamment large, homogène et cohérent, incluant la topologie du réseau, les caractéristiques des équipements et la répartition des charges. Dans le cadre de cette étude, nous nous basons sur des jeux de données ouverts disponibles en France, conformément à la loi de 2016 régissant la mise à disposition des données produites par les entités publiques. Toutefois, comme ces jeux de données ne contiennent pas toutes les informations nécessaires, des connaissances expertes seront mobilisées pour les compléter.

6.2.1 Sources de données

Trois jeux de données ouverts sont utilisés pour la création du jeu de données réseau :

1. **Schéma du réseau de distribution** : Ce jeu de données contient les positions géographiques des postes source et des postes HTA/BT, ainsi que les géométries des lignes HTA et BT. Les lignes aériennes et souterraines y sont différenciées, mais aucune autre caractéristique n'est précisée.
2. **Données locales de consommation d'énergie** : Ce jeu de données contient les consommations annuelles d'électricité et de gaz naturel, ainsi que le nombre de clients par secteur (résidentiel, industrie, tertiaire, agriculture) et par IRIS, une division territoriale infracommunale utilisée pour les statistiques publiques.
3. **BD TOPO®** : Ce jeu de données fournit les géométries des bâtiments (empreinte au sol et hauteur) et leur usage (résidentiel, industrie, tertiaire, agriculture).

6.2.2 Création de la topologie du réseau et allocation des caractéristiques des lignes

Pour établir la topologie (c'est-à-dire la manière dont les lignes et les bus sont connectés), la première étape consiste à créer l'ensemble des départs alimentés par un poste source donné, en sélectionnant les lignes les plus proches du poste source. Ensuite, les départs sont créés itérativement en connectant les lignes successives selon la proximité de leurs extrémités. Si une ligne peut être connectée à plusieurs départs, elle est rattachée au plus court. Les noeuds sont créés aux points de connexion entre deux lignes, et si une sous-station HTA/BT se trouve à proximité d'un noeud, elle est fusionnée avec celui-ci.

L'algorithme utilisé pour l'allocation des caractéristiques des lignes a été conçu et mis en œuvre par Roseau Technologies, en se limitant à un nombre réduit de types de conducteurs.

Tableau 6.1 – Longueur totale de lignes HTA par type

Type	Longueur (en kms)
Aérien 54 mm ²	295807
Aérien 148 mm ²	77871
Souterrain 150 mm ²	360679
Souterrain 240 mm ²	22146

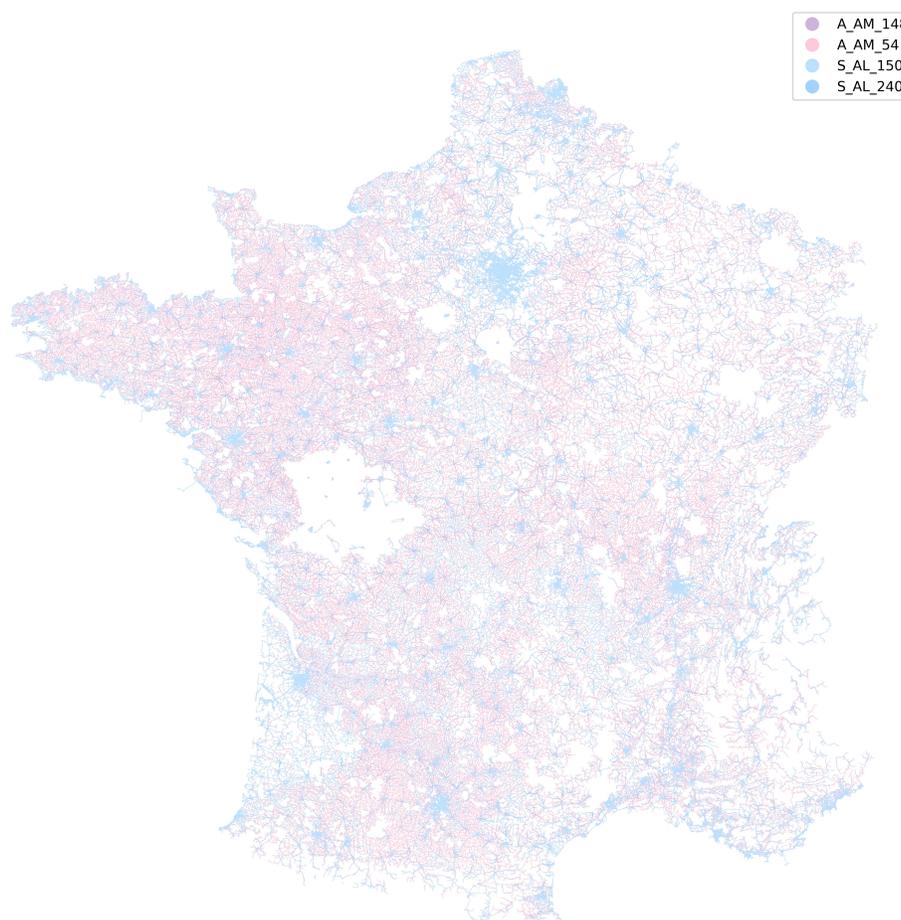


Fig. 6.1 – Tracé des lignes HTA colorées en fonction du type de ligne

6.2.3 Attribution des charges annuelles et de pointe

Pour attribuer les charges annuelles et de pointe à chaque noeud, nous utilisons les jeux de données sur la consommation d'énergie locale et la BD TOPO® de la manière suivante :

1. Déterminer les bâtiments à l'intérieur de chaque IRIS en effectuant une jointure spatiale entre les empreintes des bâtiments et les contours des IRIS en utilisant la relation « within » (à l'intérieur). Pour les empreintes de bâtiments qui intersectent plusieurs IRIS, les assigner à l'IRIS pour lequel l'intersection a la plus grande surface.
2. Pour chaque bâtiment, calculer la surface de plancher en multipliant la surface de l'empreinte par le nombre d'étages. Si ce dernier est inconnu, supposer qu'il y a un étage.
3. Pour chaque IRIS et chaque secteur, allouer la charge annuelle et le nombre de clients à chaque bâtiment du même IRIS et secteur proportionnellement à sa surface de plancher. Appliquer une limite supérieure par secteur à l'intensité énergétique en MWh/m² (voir table ci-dessous).
4. Calculer les consommations de puissance active de pointe en appliquant un ratio par secteur à la consommation annuelle. Calculer la puissance réactive en multipliant la puissance active par 0.33.
5. Définir les bâtiments connectés directement au réseau HTA comme ceux dont la puissance apparente de pointe dépasse 250 kVA

6. Définir un noeud comme alimentant un client HTA lorsqu'un poste HTA est présent mais qu'aucun réseau BT public n'y est connecté.
7. Effectuer une jointure spatiale entre les empreintes des bâtiments alimentés en BT et les bus BT en utilisant la relation « plus proche », avec une distance maximale de 300 mètres. Agréger les charges annuelles et de pointe et le nombre de clients si un noeud est le plus proche de plusieurs bâtiments. Procéder de la même manière pour les bâtiments alimentés en HTA et les noeuds clients HTA, avec une distance maximale de 2000 mètres.

Tableau 6.2 – Limite d'intensité énergétique

Secteur	Intensité énergétique maximale
Résidentiel	0.5 MWh/m ²
Agriculture	1 MWh/m ²
Tertiaire	2 MWh/m ²
Industrie	4 MWh/m ²

Tableau 6.3 – Heures équivalentes à la puissance de pointe

Secteur	Nombre d'heures
Résidentiel	4000
Agriculture	5000
Tertiaire	4000
Industrie	7000

Note : Les nombres d'heures équivalentes à la puissance de pointe par secteur ont été obtenues à partir des courbes de consommation demi-horaire par profil de client au périmètre ENEDIS. Par conséquent, les puissances de pointe qui en sont issues tiennent déjà compte du foisonnement des puissances entre les clients d'un même secteur. C'est pourquoi la somme des puissances de pointes apparentes des bâtiments modélisés est de 127 GVA, une valeur bien plus faible que la somme des puissances souscrites par l'ensemble clients ENEDIS (environ 390 GVA).



Fig. 6.2 – Extrait de la BDTOPO pour l'agglomération stéphanoise. Les bâtiments sont colorés en fonction de leur usage.

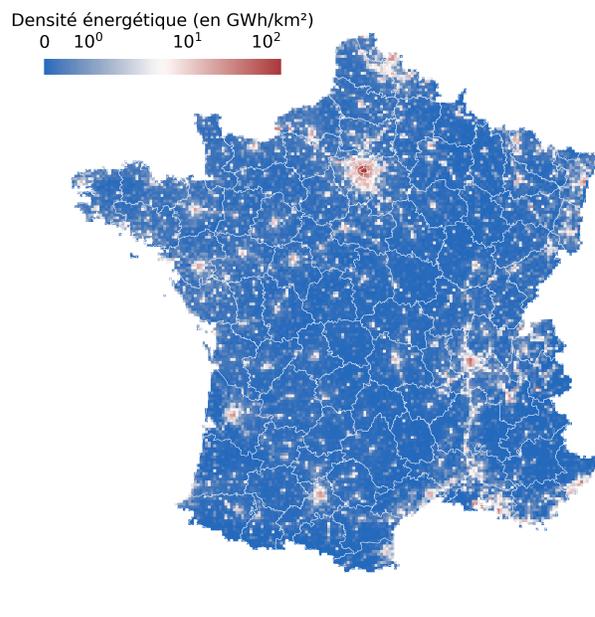


Fig. 6.3 – Résultat du croisement entre la BDTOPO et les données locales de l'énergie, en termes de densité de consommation d'électricité. La résolution est de 5x5 kms. L'échelle est une échelle logarithmique modifiée pour ne pas tendre vers l'infini à 0.

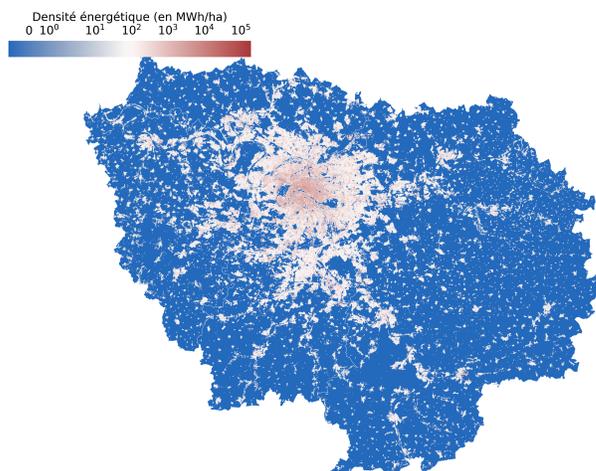


Fig. 6.4 – Résultat du croisement entre la BDTOPO et les données locales de l'énergie, en termes de densité de consommation d'électricité. La résolution est de 100x100 m. L'échelle est une échelle logarithmique modifiée pour ne pas tendre vers l'infini à 0. Région Ile de France.

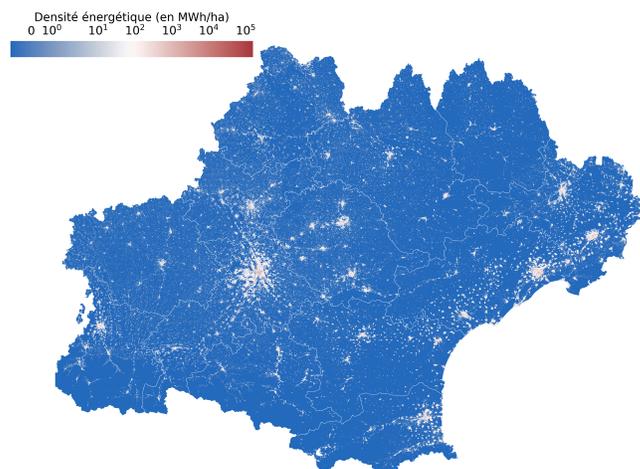


Fig. 6.5 – Résultat du croisement entre la BDTOPO et les données locales de l'énergie, en termes de densité de consommation d'électricité. La résolution est de 100x100 m. L'échelle est une échelle logarithmique modifiée pour ne pas tendre vers l'infini à 0. Région Occitanie.

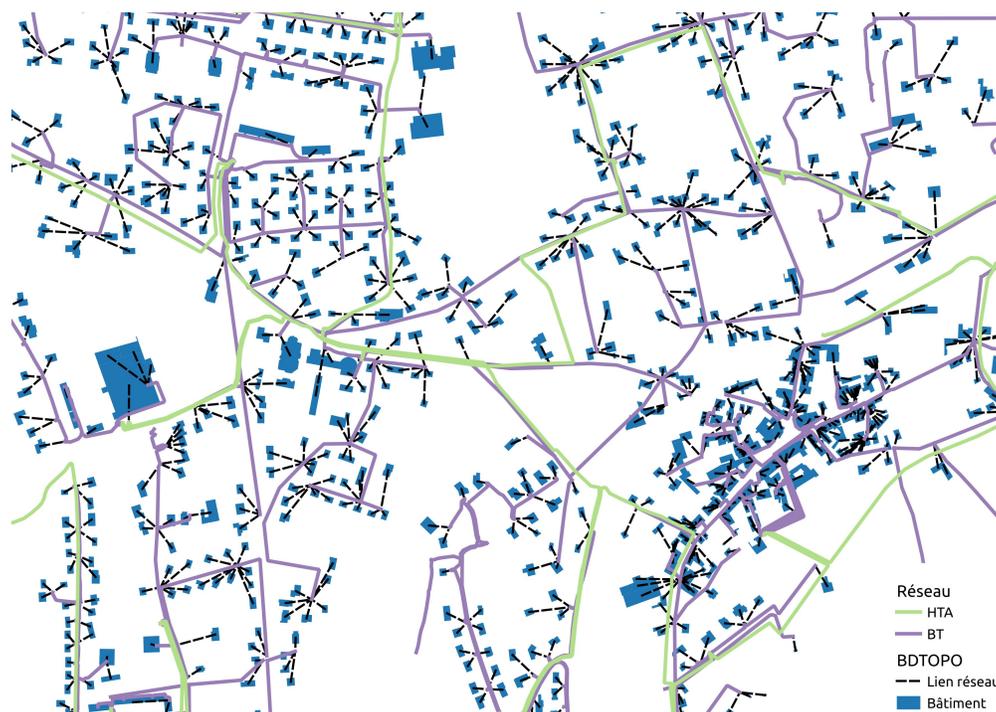


Fig. 6.6 – Extrait des résultats de la jointure géographique entre les bâtiments et les noeuds du réseau.

6.2.4 Sélection des puissances nominales des transformateurs HTA/BT

La connaissance de la puissance nominale des transformateurs HTA/BT est un prérequis indispensable à toute étude de planification du réseau de distribution d'électricité. Afin de pallier à l'absence de ces données dans les jeux de données publics, nous nous appuyons sur l'estimation des consommations de pointe par noeud décrite précédemment en la combinant avec des données sur la répartition des puissances nominales des transformateurs standards (comprises entre 50 kVA et 1000 kVA) dans le parc existant.

Tableau 6.4 – Répartition des puissances nominales des transformateurs HTA/BT

Puissance nominale (en KVA)	Fréquence (en %)
50	11.0
100	23.0
160	20.5
250	19.3
400	15.1
630	9.4
1000	1.7

Tableau 6.5 – Répartition des puissances nominales des transformateurs alimentant des clients HTA

Puissance nominale (en KVA)	Fréquence (en %)
400	20.2
630	53.2
1000	26.6

Pour attribuer une puissance nominale à chaque poste HTA/BT alimentant des clients BT, la procédure suivante est mise en oeuvre pour chaque région :

1. Agrégation des puissances apparente de pointe des noeuds BT desservis par chaque poste HTA/BT
2. Classement des postes HTA/BT par ordre croissant de puissance apparente de pointe agrégée
3. Création d'un échantillon de puissances nominales dont la taille est le nombre de postes HTA/BT et dont la répartition est conforme à [Tableau 6.4](#). Cet échantillon est ordonné par puissance nominale croissante.
4. Association entre les postes HTA/BT et l'échantillon de puissances nominales
5. Si la puissance apparente de pointe est supérieure à la puissance nominale maximale (ici 1 MVA), la puissance nominale est fixée au premier multiple de 1 MVA supérieur à la puissance apparente de pointe

Le même traitement à partir de l'étape 2 est appliqué aux postes alimentant des clients HTA.

L'intérêt de cette procédure est de garantir que la répartition des puissances nominales inférieures à 1 MVA respecte la répartition cible, au risque d'induire des situations où la puissance apparente agrégée des noeuds BT est supérieure à la puissance nominale des transformateurs HTA/BT.

A posteriori, il s'est avéré que le choix pragmatique (limitation du besoin de mémoire) d'appliquer cette procédure région par région plutôt qu'à l'échelle nationale a créé un biais dans l'adéquation entre puissances apparentes agrégées des noeuds BT et puissances nominales des transformateurs HTA/BT. En effet, dans les régions à dominante urbaine, la densité élevée de consommation combinée à la structure du réseau induit des puissances agrégées par poste HTA/BT plus élevées que dans les régions rurales. Or, comme la répartition par puissances nominales des transformateurs est la même pour chaque région, ces régions

urbaines se retrouvent plus souvent avec des transformateurs sous-dimensionnés. A l'inverse, les régions rurales se retrouvent plus souvent avec des transformateurs sur-dimensionnés. Ce biais est illustré dans les graphiques suivants qui présentent la distribution des puissances de pointes agrégées suivi de leur adéquation avec les puissances nominales des transformateurs, pour trois types de région : rurale, mixte et urbaine.

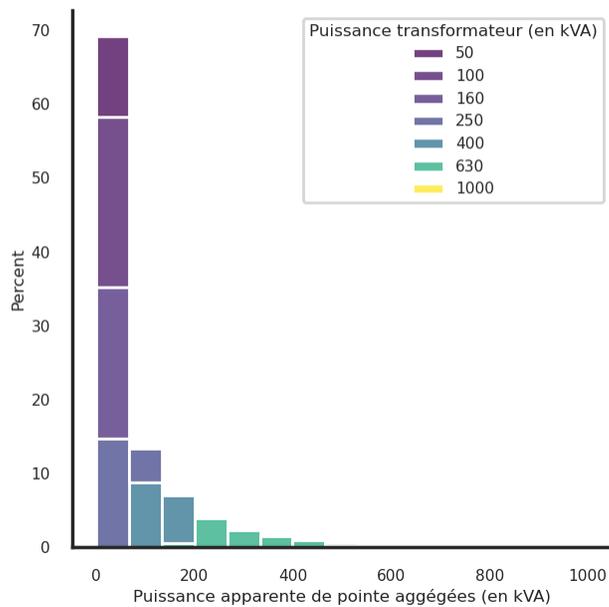


Fig. 6.7 – Distribution des puissances de pointe agrégées pour une région relativement rurale, le Centre Val de Loire.

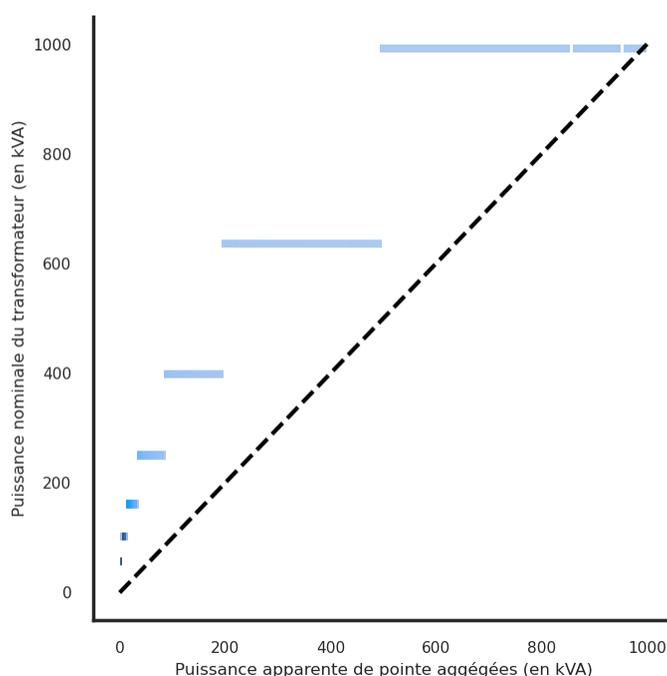


Fig. 6.8 – Adéquation entre puissance nominale et puissance de pointe pour le Centre Val de Loire. La ligne pointillée noire représente l'égalité entre puissance nominale et puissance de pointe. On constate que la puissance nominale est systématiquement supérieure à la puissance de pointe, avec des marges conséquentes aux puissances faibles.

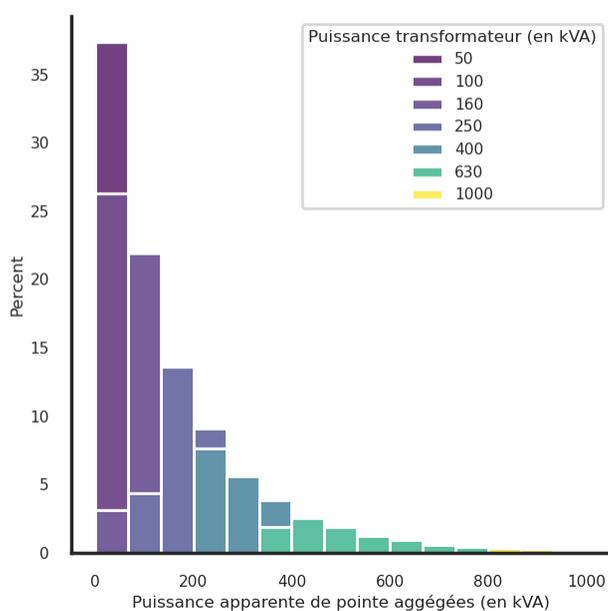


Fig. 6.9 – Distribution des puissances de pointe agrégées pour une région mixte, les Hauts de France.

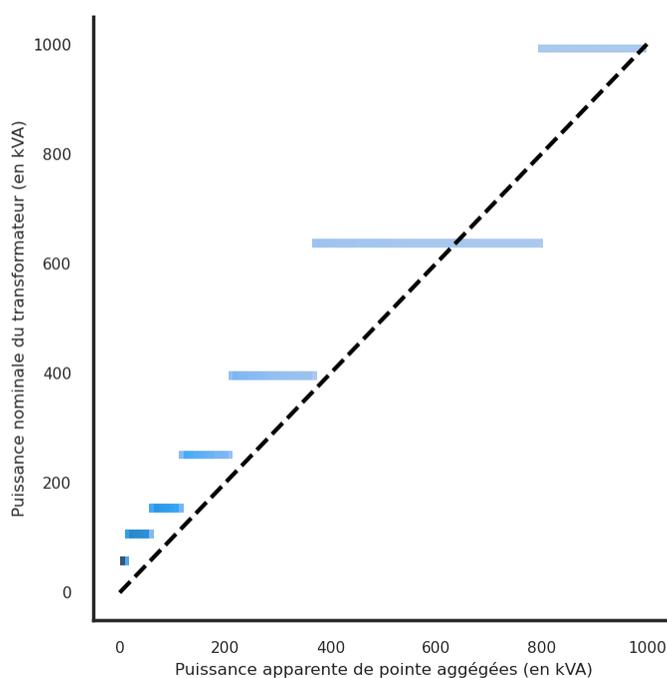


Fig. 6.10 – Adéquation entre puissance nominale et puissance de pointe pour les Hauts de France. La ligne pointillée noire représente l'égalité entre puissance nominale et puissance de pointe. On constate que la puissance nominale est, dans une grande majorité des cas, supérieure à la puissance de pointe, mais avec des marges réduites comparativement au cas précédent.

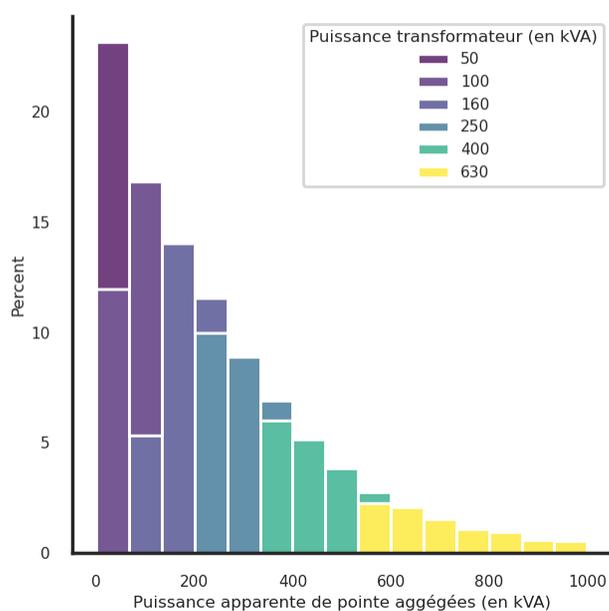


Fig. 6.11 – Distribution des puissances de pointe agréguées pour une région urbaine, l'Île de France.

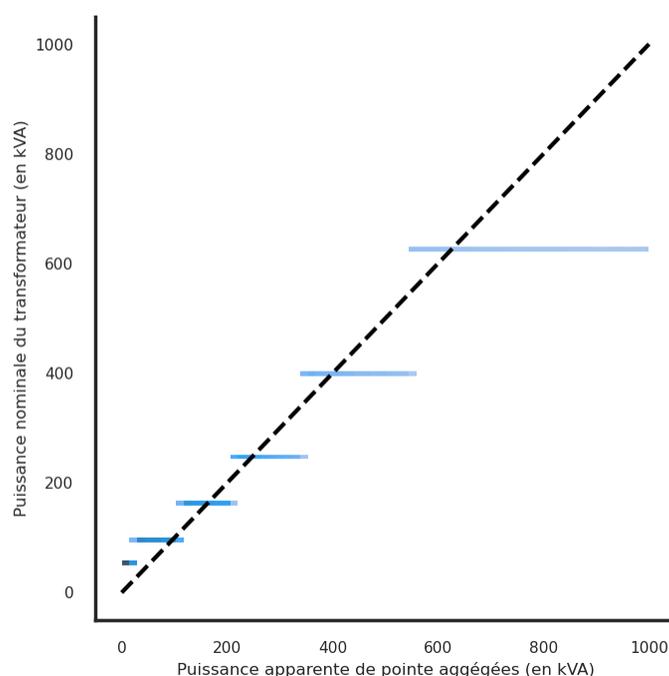


Fig. 6.12 – Adéquation entre puissance nominale et puissance de pointe pour l'Île de France. La ligne pointillée noire représente l'égalité entre puissance nominale et puissance de pointe. On constate que la puissance nominale est insuffisante dans une part significative des situations.

6.3 Calcul des attributs descriptifs des réseaux

L'application de la procédure décrite dans la section précédente nous permet d'obtenir un jeu de données de 28798 départs HTA comprenant la topologie du réseau HTA et BT, les caractéristiques des lignes et des transformateurs HTA/BT ainsi que la répartition des consommations d'électricité par noeud et par secteur. Ces données ne peuvent pas directement être utilisées en entrée d'un algorithme de clustering car elles présentent des nombres de dimensions qui varient d'un départ à l'autre. Il est donc nécessaire de compresser ces représentations complexes en les encodant dans une série d'attributs scalaires applicables à l'ensemble de ces départs. Dans cette étude, nous calculons une sélection de 40 attributs issus de la littérature pertinente (notamment [Bletterie *et al.*, 2018, Schneider *et al.*, 2009]) et pour lesquels nous disposons des données d'entrée nécessaires. Afin de faciliter leur description, nous les regroupons en 4 catégories basées sur la nature des méthodes de calcul utilisées.

6.3.1 Attributs électrotechniques

Il s'agit des attributs qui peuvent être calculés simplement à partir des caractéristiques des équipements :

- Tension nominale
- Part d'aérien
- Longueur moyenne de ligne aérienne
- Longueur moyenne de ligne souterraine
- Minimum de limite d'intensité de ligne
- Maximum de limite d'intensité de ligne
- Moyenne de limite d'intensité de ligne

- Déviation de limite d'intensité de ligne
- Minimum de limite de capacité de ligne
- Maximum de limite de capacité de ligne
- Moyenne de limite de capacité de ligne
- Déviation de limite de capacité de ligne
- Moyenne de résistance linéique
- Déviation de résistance linéique
- Moyenne de réactance linéique
- Déviation de réactance linéique
- Moyenne de ratio R/X
- Déviation de ratio R/X
- Nombre de noeuds HTA
- Nombre de noeuds HTA en bout de ligne
- Nombre de postes HTA/BT desservis
- Total de la puissance nominale des postes HTA/BT desservis
- Longueur totale des lignes des départs
- Distance maximale entre un noeud HTA et le poste source

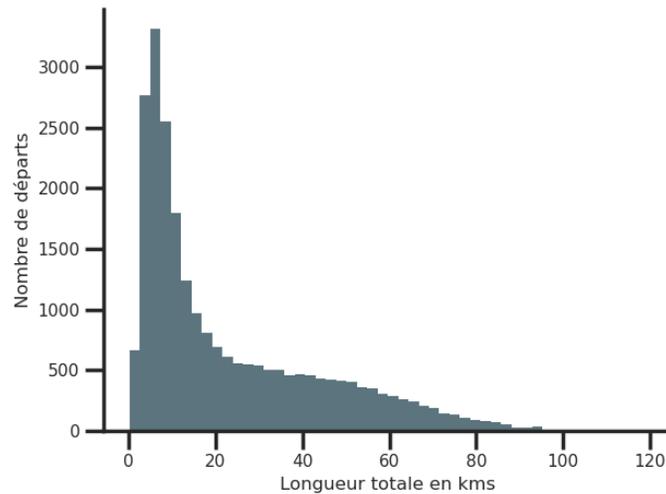


Fig. 6.13 – Distribution des longueurs totales des lignes des départs

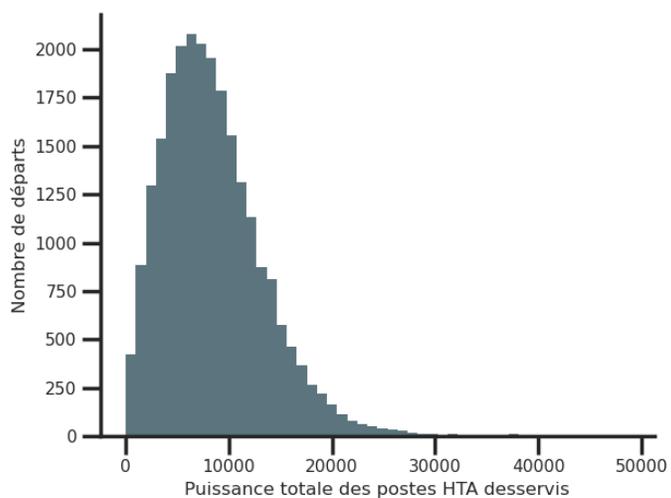


Fig. 6.14 – Distribution des puissances nominales agrégées des postes HTA desservis par les départements

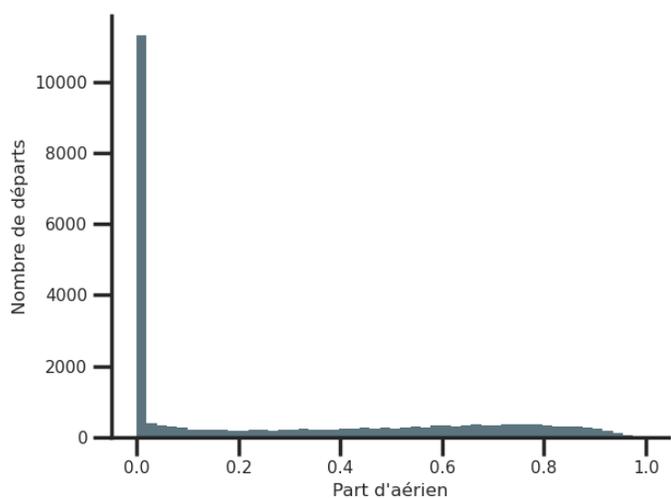


Fig. 6.15 – Distribution de la part d'aérien des départements

6.3.2 Attributs liés à la consommation

- Energie annuelle secteur résidentiel
- Energie annuelle secteur tertiaire
- Energie annuelle secteur industriel
- Energie annuelle secteur agricole

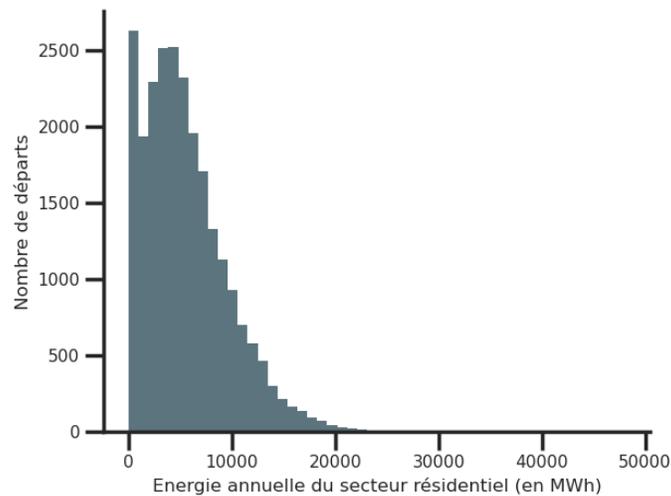


Fig. 6.16 – Distribution de la consommation totale du secteur résidentiel par département

6.3.3 Attributs issus de la théorie des graphes

- Nombre moyen de noeuds voisins
- Distance moyenne aux voisins
- Diamètre du graphe mesuré en distance
- Diamètre du graphe mesuré en impédance
- Centralité de proximité moyenne mesurée en distance
- Centralité de proximité moyenne mesurée en impédance

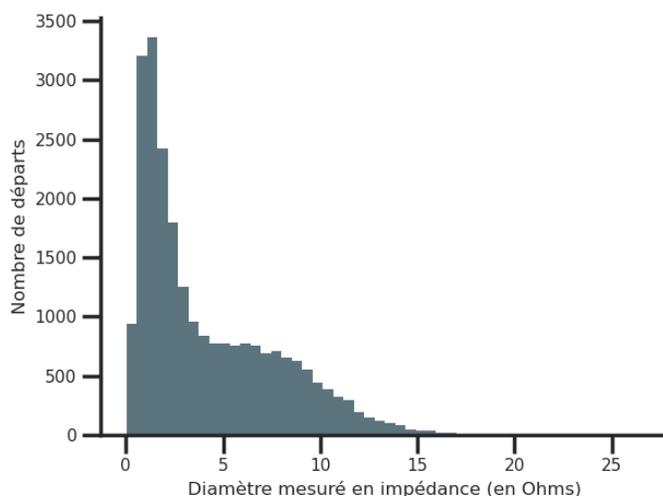


Fig. 6.17 – Distribution du diamètre mesuré en impédance

6.3.4 Attributs composites

Ces attributs sont conçus pour combiner la répartition des consommations avec les longueurs d'acheminement (mesurés en distance ou en impédance) afin de rendre compte du lien entre la densité de consommation et la manière dont le réseau a été conçu.

- Ratio entre la longueur de réseau et la consommation desservie
- R_{sum} , voir l'équation (1) de [Bletterie *et al.*, 2018]
- kW_m , voir l'équation (2) de [Bletterie *et al.*, 2018]
- kW_{Ohm} , voir l'équation (3) de [Bletterie *et al.*, 2018]

6.3.5 Attributs contextuels

- Degrés heures unifiés, qui représentent une mesure de la rigueur du climat local
- Classement de la commune en termes de ruralité/urbanité (de 0 le plus rural à 5 le plus urbain). Pour les départs traversant plusieurs communes, une moyenne pondérée par la longueur est calculée.

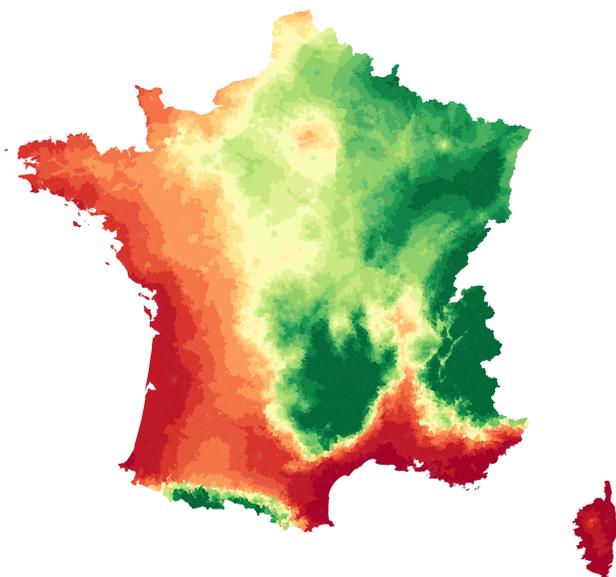


Fig. 6.18 – DHU par IRIS

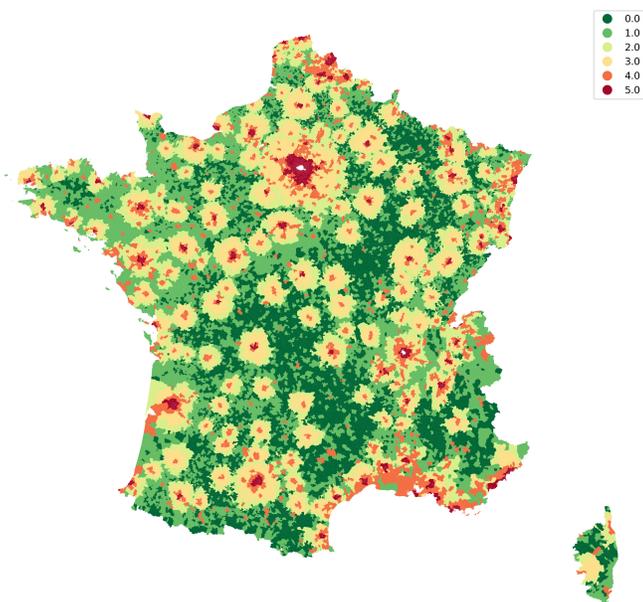


Fig. 6.19 – Classement de ruralité/urbanité des communes

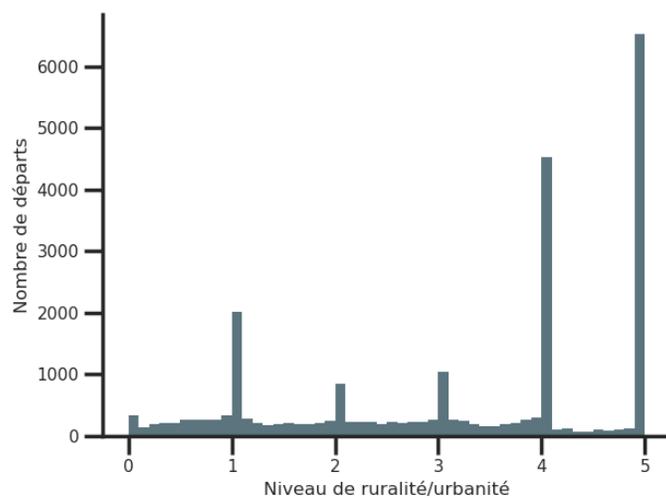


Fig. 6.20 – Distribution du niveau de ruralité/urbanité des départements

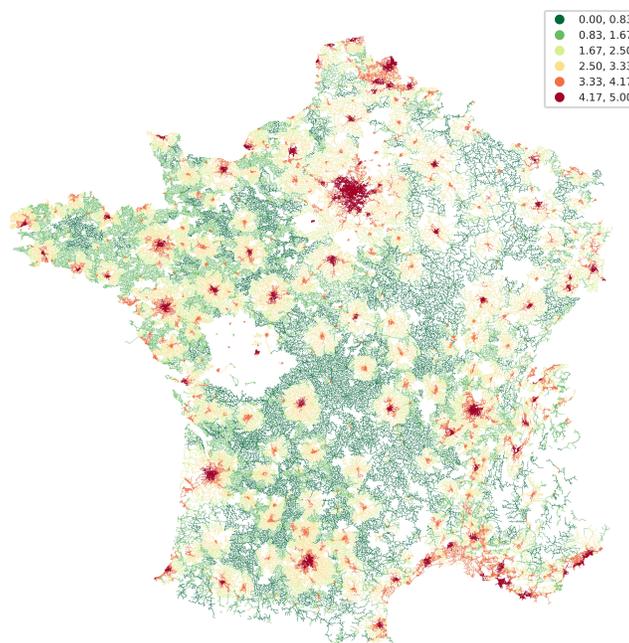


Fig. 6.21 – Carte des niveaux de ruralité/urbanité des départements

6.4 Elimination des valeurs aberrantes

Les valeurs aberrantes sont des points de données qui s'écartent significativement du reste du jeu de données dans au moins un de leurs attributs. Dans notre cas, elles peuvent provenir d'erreurs dans les données sources, de mauvais traitement des cas limites dans les algorithmes d'enrichissement des données ou d'incohérences entre des sources de données complémentaires. Dans ces situations, les départs concernés doivent être supprimés pour éviter de fausser les résultats du clustering. Mais ces écarts significatifs peuvent également représenter des conditions opérationnelles rares mais authentiques, comme documenté dans [Berry *et al.*, 2013], et doivent alors être incluses dans l'analyse si elles sont pertinentes pour son champ d'application. Ces deux objectifs potentiellement contradictoires peuvent être atteints en combinant un dépistage automatique des valeurs aberrantes potentielles avec un examen manuel des valeurs aberrantes afin d'évaluer l'authenticité des données. Nous procédons de la manière suivante :

1. Observation de la distribution d'un attribut
2. Sélection de valeurs aberrantes potentielles par z-score
3. Observation manuelle d'échantillons de valeurs aberrantes potentielles
4. Choix de seuils bas et/ou haut d'exclusion permettant de conserver les départs rares mais correspondant à des conditions d'opération réalistes

Du fait de corrélations entre les valeurs aberrantes, les seuils de certains attributs sont redondants et nous pouvons les combiner pour obtenir la liste suivante de critère d'exclusion (les départs exclus sont strictement inférieurs au seuil bas ou strictement supérieurs au seuil haut) :

Tableau 6.6 – Seuils d'exclusion des départs

Attribut	Seuil bas	Seuil haut	Départs éliminés
Longueur totale HTA	0.05 km	120 km	318
Nombre de noeuds HTA	5	320	4061
Nombre de postes HTA	3	200	158
Puissance totale des postes HTA	50 kVA	50000 kVA	126

6.5 Choix de conception de l'algorithme de clustering

La sélection des départs représentatifs par clustering nécessite de réaliser un ensemble de choix de conception :

- Choix de l'algorithme de clustering
- Réduction de dimensionnalité (sélection des variables d'entrée)
- Nombre de clusters
- Paramètres spécifiques à chaque algorithme

6.5.1 Algorithme de clustering utilisés dans la littérature

Tableau 6.7 – Algorithmes utilisés dans la littérature

K-Means	24
Hiérarchique	13
K-Medoids	10
<i>Self-Organizing Maps</i>	1
DBScan	1

K-Means Clustering

K-Means est la technique de clustering la plus utilisée pour la sélection de réseaux représentatifs, comme en témoignent les 24 références suivantes : [Bletterie *et al.*, 2018, Broderick *et al.*, 2014, Broderick *et al.*, 2016, Broderick and Williams, 2013, Dickert *et al.*, 2013, Glenister *et al.*, 2020, Grigoras *et al.*, 2010, Hossan *et al.*, 2019, Hossan *et al.*, 2021, Jneid, 2020, Kazsoki and Hartmann, 2019, Kazsoki and Hartmann, 2022, Koirala *et al.*, 2022, Kong *et al.*, 2020, Ma *et al.*, 2019, Nassif and Trindade, 2022, Nijhuis *et al.*, 2015, Rigoni *et al.*, 2016, Schneider *et al.*, 2009, Velasco *et al.*, 2020, Watson *et al.*, 2014, Willis *et al.*, 1985, Huda Chuangpishit 1, Amin Zamani 1, Farid Katiraei 1, Shadi Chuangpishit 1, and Amin Zamani, 2022].

Le clustering est un processus consistant à diviser un jeu de données en k groupes distincts pour minimiser la variance intra-groupe. Ce problème est généralement considéré comme NP-difficile, mais diverses heuristiques existent pour y remédier, comme l'algorithme de Lloyd. Dans les applications pratiques, les différentes implémentations de K-Means offrent plusieurs avantages, les rendant fréquemment utilisées pour la sélection de réseaux de test représentatifs. Ces avantages incluent leur simplicité et leur efficacité computationnelle, les rendant accessibles et évolutives pour de grands jeux de données, ainsi que leur polyvalence, permettant de les appliquer à une grande variété de données d'entrée. L'algorithme de Lloyd, en particulier, garantit une convergence vers un minimum local et a une complexité temporelle de $O(t \cdot n \cdot k \cdot d)$, où t est le nombre d'itérations, n est le nombre de points de données, k est le nombre de clusters, et d est le nombre d'attributs.

Cependant, certaines limitations doivent être reconnues, telles que la sensibilité de certaines heuristiques à la position initiale des centroïdes, pouvant conduire à une convergence vers un minimum local au lieu d'un minimum global. De plus, K-Means suppose la présence de clusters de forme sphérique et de taille équivalente, ce qui le rend moins efficace pour des jeux de données présentant des formes irrégulières ou des tailles de clusters très variables. Un autre inconvénient est sa sensibilité aux valeurs aberrantes, au bruit ou aux anomalies dans les données. Il est important de noter que des techniques d'initialisation récentes, telles que K-Means++, ont été créées pour améliorer la convergence vers l'optimum global. Des sources pertinentes, dont [Jneid, 2020, Ma *et al.*, 2019, Rigoni *et al.*, 2016] ont utilisé cette méthode.

Clustering Hiérarchique

Il existe deux approches principales du clustering hiérarchique : agglomérative et divisive. Cependant, en pratique, les 13 références utilisant le clustering hiérarchique ont toutes recours à la variante agglomérative : [Cartina *et al.*, 2009, Jneid, 2020, Kazsoki and Hartmann, 2020, Li and Wolfs, 2014, Li and Wolfs, 2014, Ma *et al.*, 2019, Niederle *et al.*, 2023, Noroc and Grigoras, 2020, Rigoni *et al.*, 2016, Schneider *et al.*, 2009, Schneider *et al.*, 2008, Walker *et al.*, 2015, Yingliang Li and Wolfs, 2012].

Le clustering hiérarchique agglomératif (AHC) est un algorithme de clustering ascendant qui traite chaque point de données comme un cluster initial, fusionnant ensuite à chaque étape les deux clusters les plus proches jusqu'à ce qu'un seul cluster reste. La manière d'évaluer la proximité entre clusters dépend à la fois du type de distance (euclidienne, Manhattan, etc.) et de la manière dont les clusters sont comparés (*linkage method*) :

- *Simple linkage* : distance minimale entre deux points dans des clusters différents.
- *Complete linkage* : distance maximale entre les points de clusters distincts.
- *Average linkage* : calcule la distance moyenne entre toutes les paires de points dans des clusters différents.
- *Ward linkage* : minimise la variance intra-cluster, favorisant des clusters compacts et homogènes en interne.

L'AHC permet la création d'un dendrogramme hiérarchique qui permet une exploration détaillée des relations entre clusters, avec la possibilité de découper le dendrogramme pour former des clusters plats d'un nombre donné ou d'une certaine similarité. De plus, l'AHC ne présuppose pas une forme sphérique des clusters ni l'utilisation d'une distance euclidienne. Néanmoins, sa complexité computationnelle relativement élevée

(entre $O(n^2)$ et $O(n^3)$ en temps et $O(n^2)$ en mémoire) doit être prise en compte lorsqu'on travaille avec de grands jeux de données.

K-Medoids

Le clustering par K-Medoids (également appelé partitionnement autour des médoïdes) est la troisième méthode la plus couramment utilisée, avec les 10 références suivantes qui l'intègrent : [Cale *et al.*, 2014, Dow *et al.*, 2010, Jain, 2018, Jain and Mather, 2018, Jneid, 2020, Pablo Carvallo *et al.*, 2021, Rigoni *et al.*, 2016, Wang *et al.*, 2017, Zhu *et al.*, 2018]. K-Medoids, comme K-Means, est un algorithme de partitionnement mais se distingue en utilisant des médoïdes comme représentants d'un cluster au lieu de centroïdes. Un avantage significatif de cette approche dans notre contexte est que les médoïdes sont des réseaux réels, ce qui les rend appropriés pour une utilisation directe en tant que réseaux représentatifs. Une autre différence avec K-Means est la possibilité d'utiliser des mesures de dissimilarité arbitraires, permettant d'identifier des structures de clusters plus diversifiées. Bien que K-Medoids ait suscité un intérêt significatif depuis sa création, il convient de noter que son coût en temps d'exécution élevé a limité son utilisation à des jeux de données et des nombres de clusters réduits, jusqu'au développement récent d'algorithmes plus efficaces comme FasterPAM [Schubert and Lenssen, 2022].

DBSCAN

L'étude menée par les auteurs de [Ramos-Leaños *et al.*, 2022] examine l'utilisation des méthodes de clustering basées sur la densité, spécifiquement DBSCAN, pour la sélection de départs représentatifs. Cette approche consiste à regrouper les points de données en fonction de la densité plutôt que du nombre de clusters prédéfini, ce qui la rend particulièrement utile pour identifier des clusters dans des jeux de données aux formes et tailles irrégulières tout en restant robuste face aux valeurs aberrantes. Les résultats de leurs recherches indiquent que le clustering basé sur la densité dépasse les performances des méthodes K-Means et AHC selon les mesures de validation internes. De plus, il permet de distinguer efficacement les départs physiquement et opérationnellement similaires, comme en témoigne un sous-ensemble de résultats.

Cartes Auto-organisatrices

Les cartes auto-organisatrices (Self-Organizing Maps ou SOMs) sont un type de réseau de neurones artificiels qui a été utilisé dans [Dehghani *et al.*, 2015] pour sélectionner 9 réseaux représentatifs parmi un ensemble de 200 réseaux. Les SOMs fonctionnent en prenant des données à haute dimension et en les mappant sur une grille de dimensions inférieures, généralement bidimensionnelle, tout en préservant la structure topologique des données. Par conséquent, les points de données similaires sont placés près les uns des autres sur la grille, formant des clusters à partir desquels les réseaux représentatifs peuvent être extraits. Bien que le cas d'utilisation dans [Dehghani *et al.*, 2015] concerne un ensemble de données relativement réduit, les avancées dans la parallélisation de la phase d'entraînement [Wittek *et al.*, 2013] ouvrent la possibilité d'appliquer cette procédure à des ensembles de données beaucoup plus vastes.

6.5.2 Réduction de la dimensionnalité

La réduction de la dimensionnalité dans le clustering vise à identifier les attributs qui contribuent à la définition des clusters les plus pertinents en fonction de l'objectif recherché. Cette étape peut influencer de manière significative la qualité des clusters formés, affectant leur interprétabilité, leur stabilité et leur pertinence, en plus d'entraîner des coûts de calcul inutiles si trop de variables sont conservées. En particulier, il est essentiel d'éviter d'inclure des variables fortement corrélées, car cela aurait pour conséquence de distordre les mesures de distance. En pratique, les techniques de réduction de dimensionnalité se répartissent en deux catégories :

- Extraction d'attributs, dans laquelle les données sont projetées dans un espace de dimension inférieure.
- Sélection de caractéristiques, dans laquelle seul un sous-ensemble des variables d'origine est conservé.

En ce qui concerne la sélection de réseaux de distribution représentatifs, les méthodes les plus utilisées sont l'analyse par composante principale et les études de corrélation :

Tableau 6.8 – Algorithmes utilisés dans la littérature

Analyse par Composante Principale (PCA)	7
PCA + Etudes de corrélation	6
Etudes de corrélation	4
Mesure d'entropie	1

6.6 Validation

6.6.1 Validation interne

Dans la littérature, les méthodes de validation interne sont largement utilisées pour évaluer la cohérence des clusters formés lors du processus de regroupement des départs. Certaines techniques de validation interne peuvent être appliquées à l'ensemble des algorithmes :

- Indice de Calinski-Harabasz
- Score de silhouette,
- Indice de Davis-Bouldin,

tandis que d'autres méthodes sont associées à des algorithmes de clustering spécifiques :

- Critère d'inertie (K-Means)
- Dendrogramme et distance entre clusters fusionnés (Clustering hiérarchique agglomératif)
- Somme des distances aux médoïdes (K-medoids)

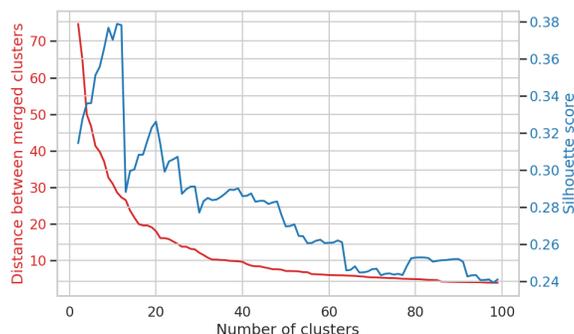


Fig. 6.22 – Evolution de la distance entre clusters fusionnés et du score de silhouette pour un nombre de cluster variant entre 1 et 100. La distance entre clusters suggère un nombre de clusters autour de 30 (méthode du coude) tandis que le score de silhouette (qu'on souhaite maximiser) suggère un nombre de clusters entre 10 et 15.

Ces méthodes permettent d'évaluer la cohérence relative des clusters en fonction de la similarité des départs au sein de chaque groupe et/ou des dissimilarités entre groupes. Cependant, bien que ces techniques soient utiles pour juger de la cohérence interne, elles n'offrent qu'une appréciation limitée de la capacité des départs sélectionnés à représenter fidèlement les comportements des autres membres de leurs clusters dans le cadre d'études de planification du réseau.

6.6.2 Validation externe

La validation externe consiste à confronter les résultats du clustering à une mesure externe de qualité, c'est-à-dire une mesure qui ne repose pas sur les variables utilisées dans le processus de clustering. En général, cette étape est réalisée après la validation interne, afin de vérifier que le nombre de clusters choisi est adapté à l'objectif de l'étude. Dans notre cas, nous voulons nous assurer que les départs représentatifs sont capables de représenter avec précision le comportement des départs de leur cluster dans le cadre d'études de planification en nous inspirant des travaux de [Bletterie *et al.*, 2018, Broderick *et al.*, 2016]. Ci-après nous présentons les principes de l'étude de planification ainsi que les métriques d'erreur que nous utiliserons à cette fin.

Etude de planification retenue pour la validation

Afin de mettre en oeuvre cette approche, il est nécessaire de définir un type d'étude de planification suffisamment complexe pour être pertinente au vu de l'objectif de validation sans que le temps de calcul induit ne la rende inapplicable à l'échelle des 25000 départs HTA du jeu de données complet. Le choix s'est porté sur une étude qui consiste à estimer la capacité d'accueil en charge de chaque départ HTA en simulant des power flows (HTA uniquement, radial, monophasé équivalent et non linéarisé) successifs en augmentant la charge soutirée par incrément de 0,5% de la puissance nominale des transformateurs HTA/BT jusqu'à ce qu'une des trois contraintes soit atteinte : tension, intensité dans les lignes, ou puissance maximale soutirée par les transformateurs (fixée à 110% de la puissance nominale). Ce choix est rendu possible par le recours à un algorithme de power flow fortement optimisé qui permet de simuler les 220 power flow par départ en 5 à 30 ms (suivant le nombre de noeuds du départ). Plusieurs variantes sont réalisées en faisant varier le niveau de tension basse acceptable entre 0,95 et 1,01 pu (tension en tête de départ fixée à 1,03 pu).

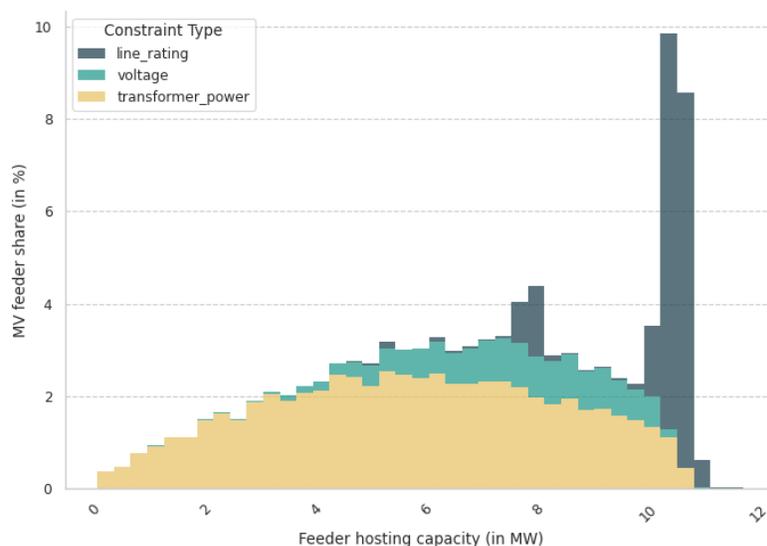


Fig. 6.23 – Distribution des capacités d'accueil par type de contrainte, pour une tension minimale acceptable de 0.95 pu

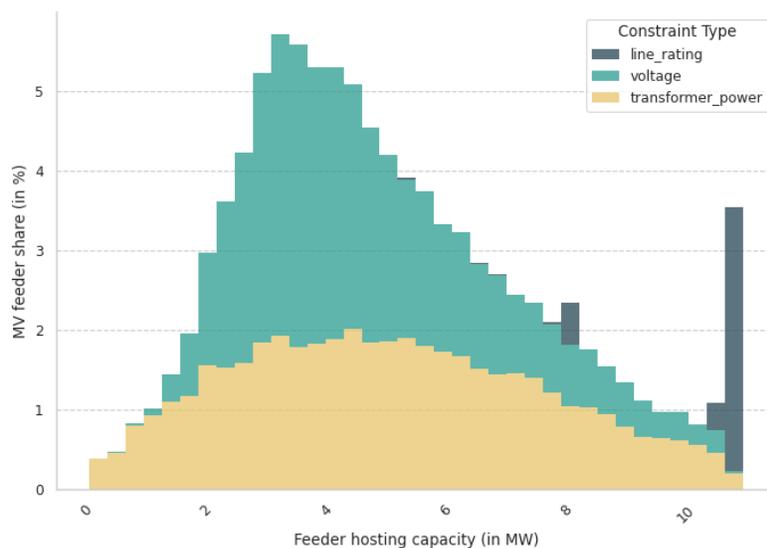


Fig. 6.24 – Distribution des capacités d'accueil par type de contrainte, pour une tension minimale acceptable de 1.0 pu

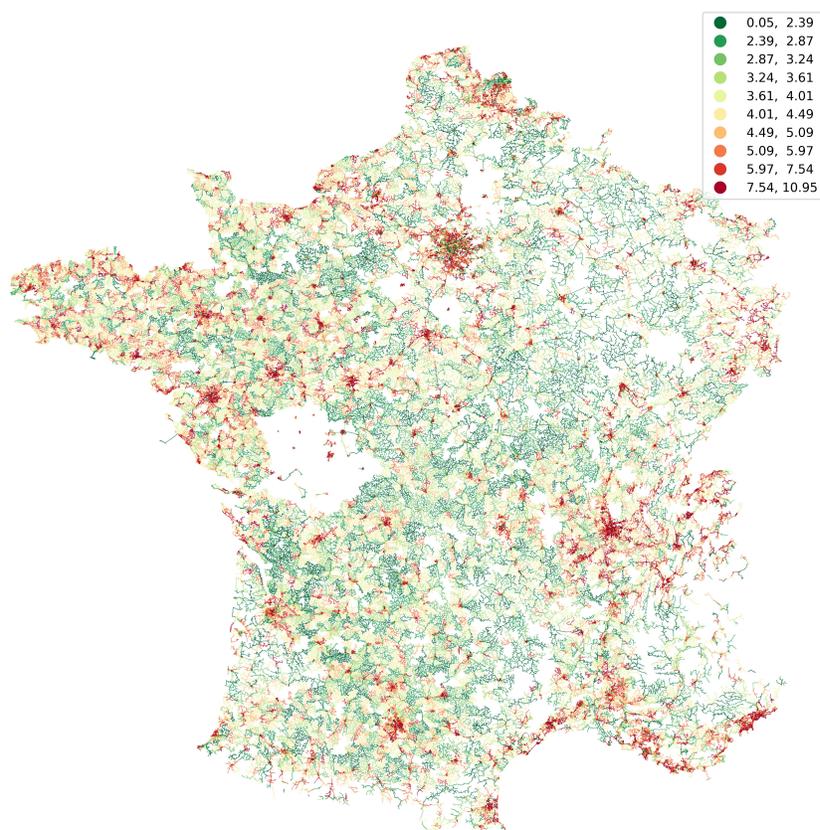


Fig. 6.25 – Carte des départements étudiés avec coloration en fonction de la capacité d'accueil, pour une tension minimale acceptable de 1.0 pu

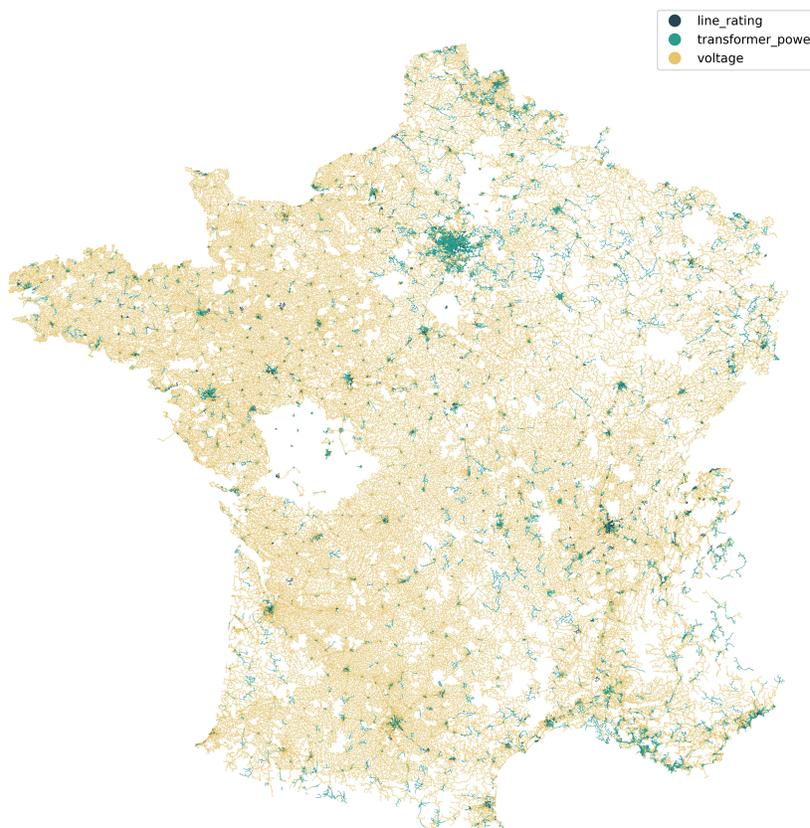


Fig. 6.26 – Carte des départements étudiés avec coloration en fonction de la contrainte limitante, pour une tension minimale acceptable de 1.0 pu

Métriques d'erreur de prédiction

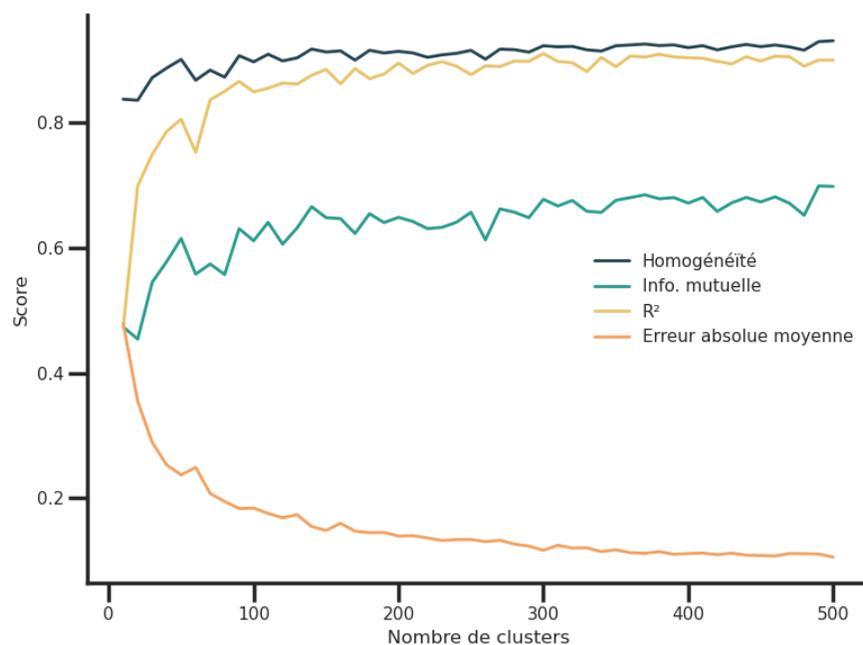
Les métriques retenues ont vocation à évaluer la performance de la prédiction de la capacité d'accueil des membres de chaque cluster par le département sélectionné pour les représenter. D'une part, il s'agit de s'assurer que la prédiction de la puissance à laquelle une contrainte apparaît est correcte :

- Score R^2
- Moyenne des erreurs absolues en pourcentage

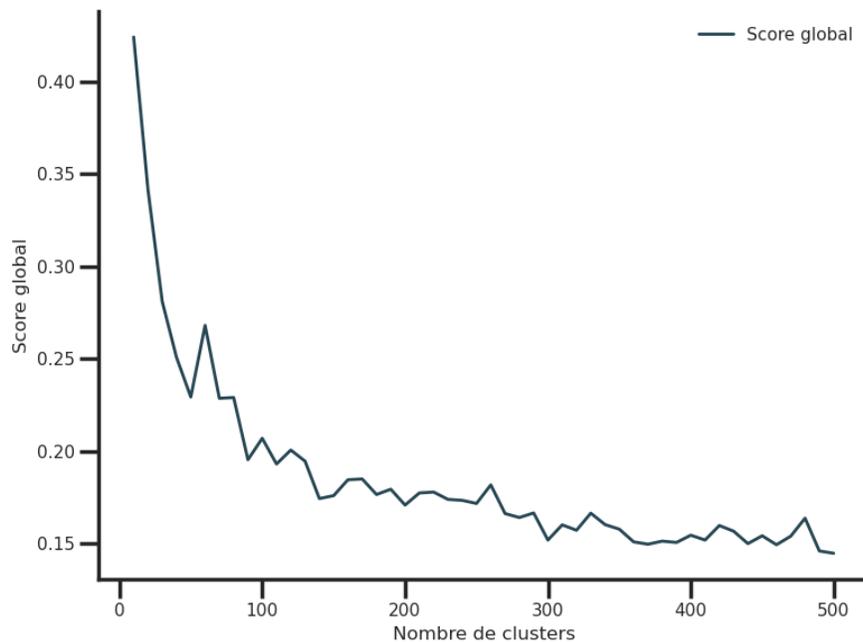
D'autre part, on souhaite garantir la qualité de l'estimation du type de contrainte qui apparaît :

- Score d'information mutuelle moyenne ajustée
- Homogénéité, définie comme la part moyenne de département ayant la même contrainte que le département représentatif

Les graphiques suivants illustrent l'évolution de ces métriques en fonction du nombre de clusters, dans le cas de l'algorithme K-Means.

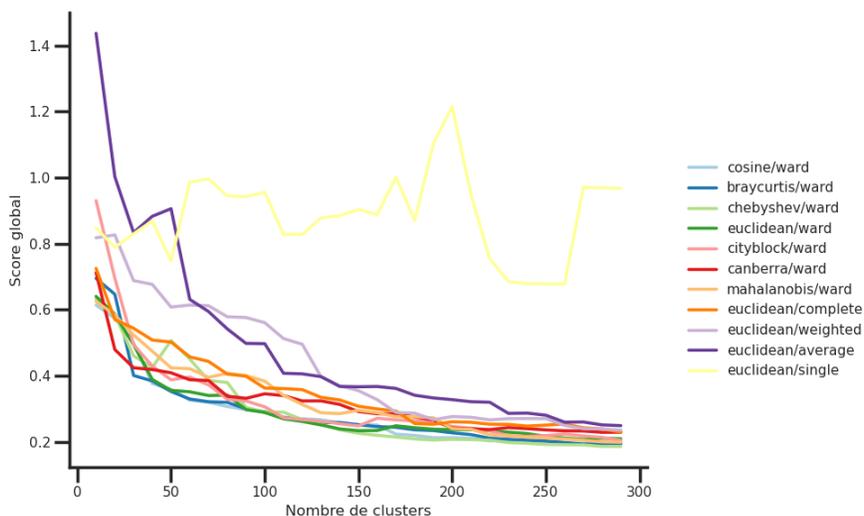


Ces quatre métriques sont ensuite combinées afin de produire un score global tendant vers 0 lorsque la prédiction s'améliore :



6.7 Description de l'algorithme de clustering retenu

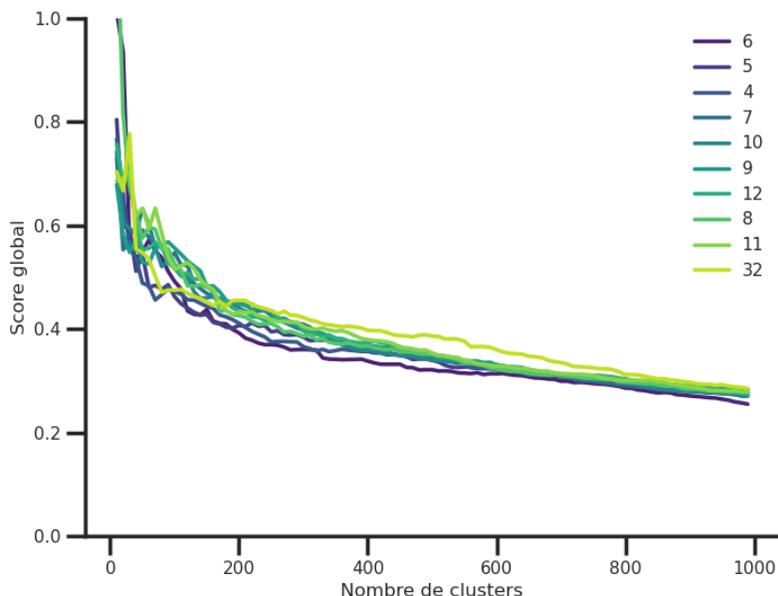
La mise en oeuvre de la méthode de validation externe décrite précédemment nous permet de sélectionner les caractéristiques de l'algorithme de clustering. On peut ainsi comparer les différentes méthodes de *linkage* et distances pour le clustering ascendant hiérarchique :



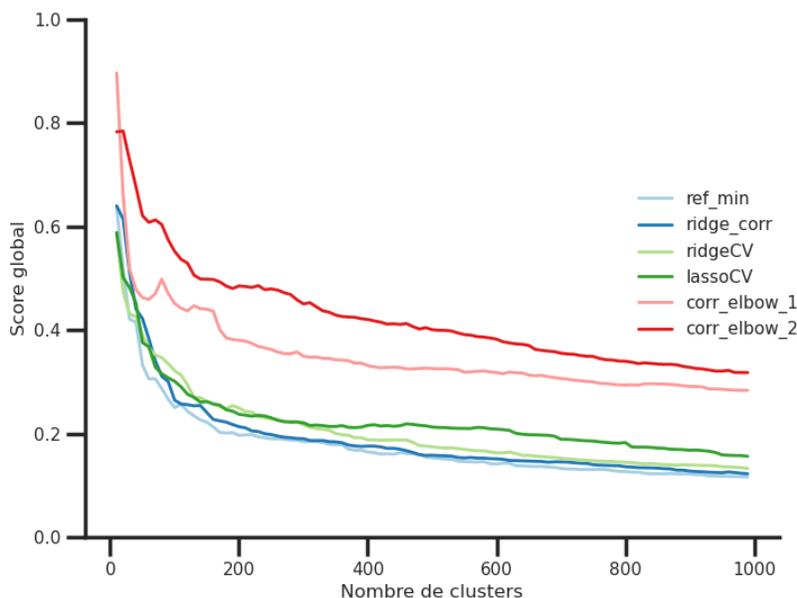
En matière de réduction de dimensionnalité, nous avons comparé les différentes possibilités suivantes :

- Analyse par composantes principales, en faisant varier le nombre de composantes
- Clustering des variables par corrélation (méthode issue des travaux de [Bletterie *et al.*, 2018]), avec identification de deux « coudes » possibles (4 et 7 variables, ci-après *corr_elbow_1*, *corr_elbow_2*)
- Régression *Lasso* avec validation croisée (*lassoCV*)
- Régression *Ridge* avec validation croisée (*ridgeCV*)
- Combinaison régression *Ridge* avec clustering par corrélation (*ridge_corr*)

Dans le graphique ci-dessous, nous présentons les résultats de l'analyse par composante principale, en conservant les 10 nombres de composantes les plus performantes :



Dans le graphique ci-dessous, nous comparons les résultats des autres méthodes avec un avantage clair pour les méthodes de régression comparativement au clustering par corrélation (*ref_min* correspond à une sélection manuelle de variable la plus performante) :

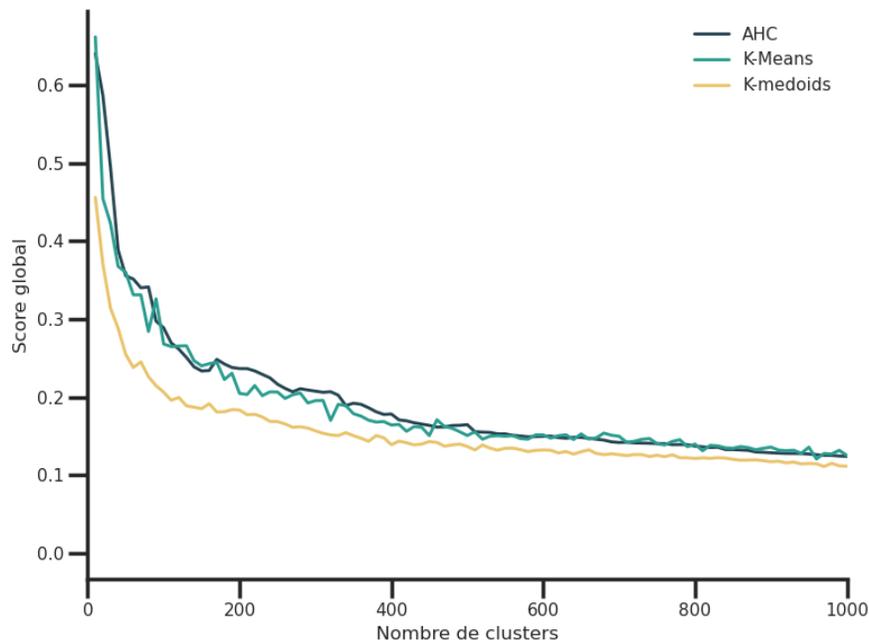


Notre choix final se porte donc sur la combinaison régression *Ridge* avec clustering par corrélation, qui sélectionne les variables suivantes :

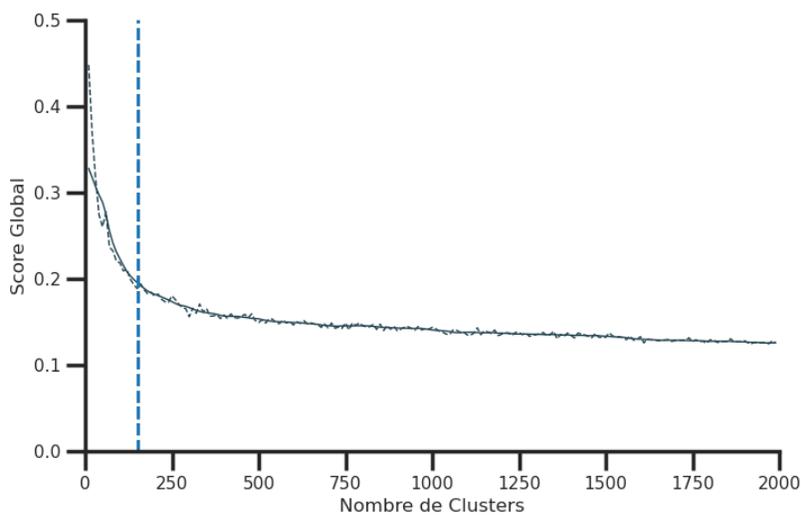
- Capacité de ligne maximale
- Puissance nominale totale des postes HTA

- kWOhm
- Limite d'intensité de ligne minimale

En ce qui concerne le choix de l'algorithme, la validation externe met en évidence la supériorité du K-Medoids :



Enfin, nous fixons le nombre de clusters (et donc de réseaux représentatifs) à 150 en utilisant l'algorithme *Kneedle* [Satopaa *et al.*, 2011] pour la détection de coude, que nous appliquons à une moyenne glissante du score global :



6.8 Analyse des départements représentatifs

6.8.1 Répartition géographique

La carte Fig. 6.27 présente les tracés des départements HTA sélectionnés comme représentatifs, couvrant l'ensemble du territoire français. On observe une répartition homogène de ces départements, avec des réseaux représentatifs aussi bien dans les zones urbaines denses que dans les régions rurales. Ceci est confirmée dans les comparaisons entre distribution des niveaux de ruralité/urbanité des départements représentatifs et de l'échantillon complet Fig. 6.27. En ce qui concerne les degrés heures unifiés Fig. 6.29, on peut observer que la distribution est relativement bien capturée, même si les valeurs extrêmes sont légèrement sous-représentées. Cette distribution géographique équilibrée des départements représentatifs garantit que les particularités locales des réseaux de distribution sont bien capturées, offrant ainsi une vision complète des variations géographiques et topologiques du réseau de distribution national.

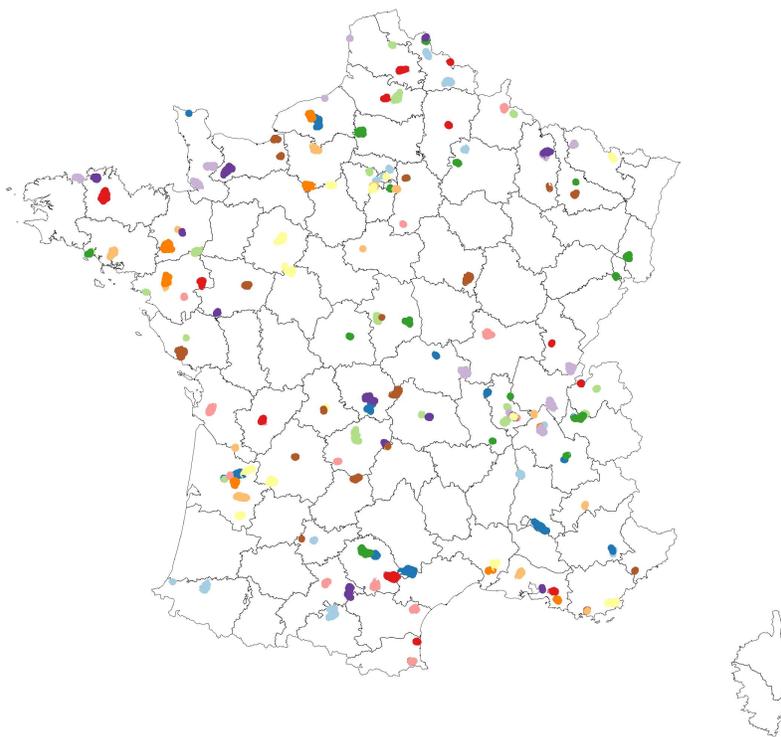


Fig. 6.27 – Tracé des 150 départements HTA représentatifs

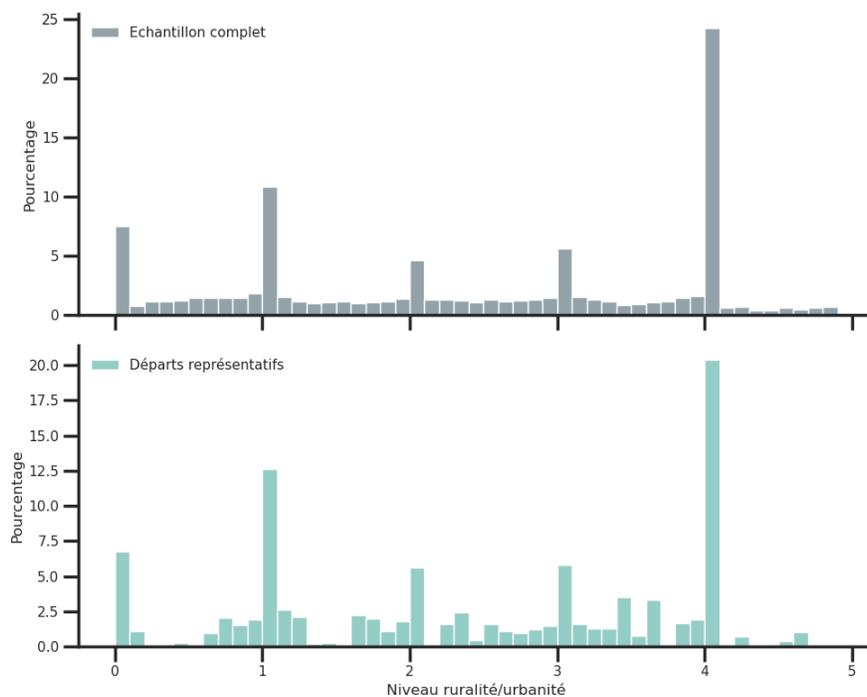


Fig. 6.28 – Comparaison des distributions du niveau de ruralité/urbanité des départements représentatifs et de l'échantillon complet. Les départements représentatifs sont pondérés de la taille de leur cluster.

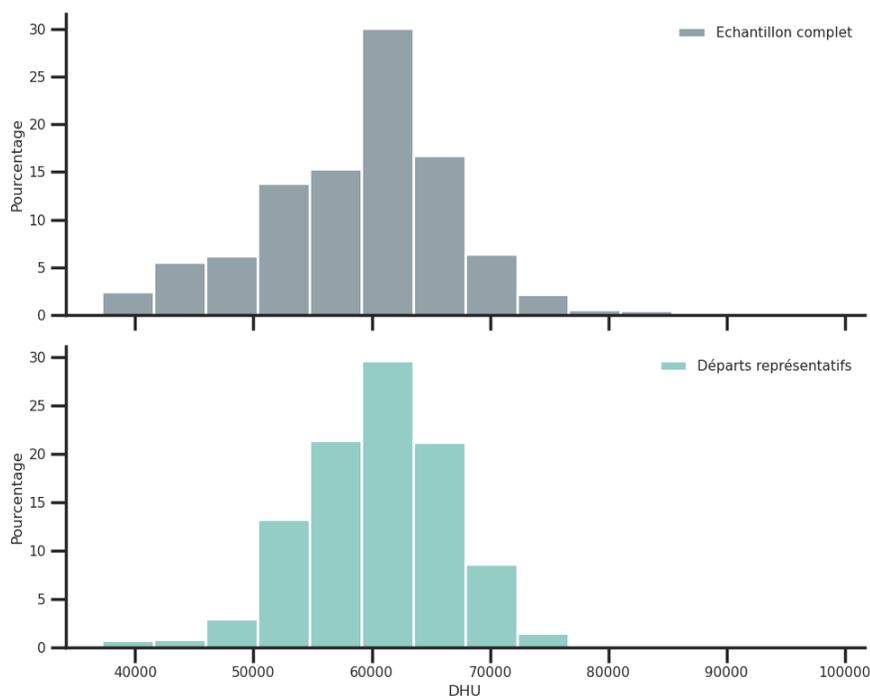


Fig. 6.29 – Comparaison des distributions de degrés heures unifiés des départements représentatifs et de l'échantillon complet. Les départements représentatifs sont pondérés de la taille de leur cluster.

6.8.2 Taille du réseau représenté

En utilisant la taille des clusters pour extrapoler la taille du réseau représenté, on peut comparer celle-ci à la taille du réseau des distribution (métropole uniquement) :

Tableau 6.9 – Taille de l’infrastructure extrapolée à partir des réseaux représentatifs

Type d’infrastructure	Taille extrapolée	Donnée Open Data complètes	Part
Lignes BT enterrées	315738 km	371522 km	85 %
Lignes BT aériennes	351555 km	386310 km	91 %
Lignes HTA enterrées	293559 km	359028 km	82 %
Lignes HTA aériennes	260889 km	326995 km	80 %
Postes HTA/BT	856972	1008958	85 %

Note : Les données Open Data utilisées en entrée de l’algorithme de traitement mis en oeuvre par Roseau Technologies ont été obtenues début 2022, à une date où une grande partie des données de réseaux gérés par des GRD autres qu’Enedis n’étaient pas disponibles. Rejouer la procédure complète avec les données actuellement disponibles en Open Data (celles utilisées pour les chiffres de la colonne « Donnée Open Data complètes ») devrait permettre d’obtenir une meilleure correspondance.

6.8.3 Mesures de longueur du réseau

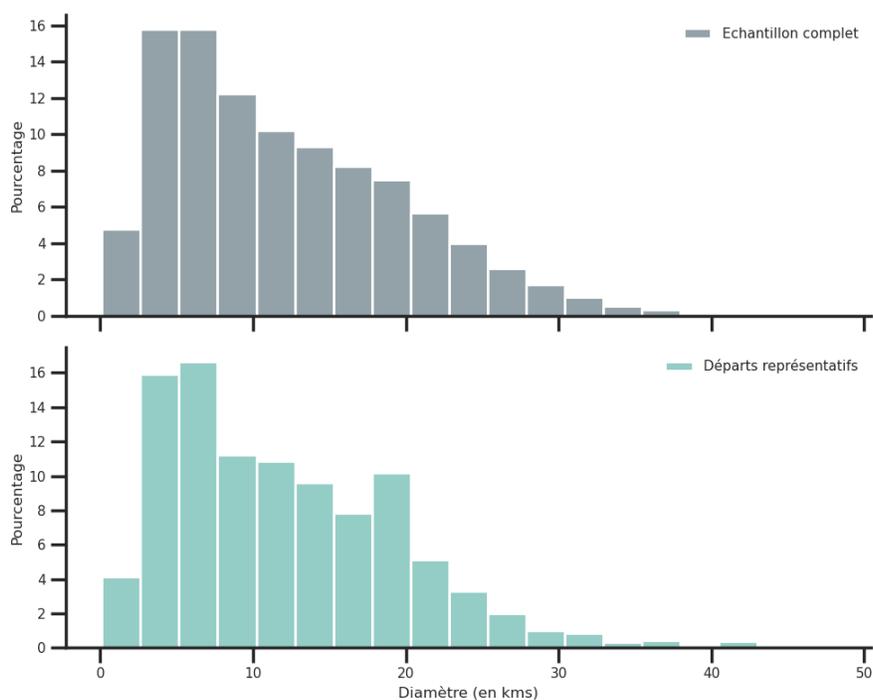


Fig. 6.30 – Comparaison des distributions des diamètres des départs représentatifs et de l’échantillon complet. Les départs représentatifs sont pondérés de la taille de leur cluster.

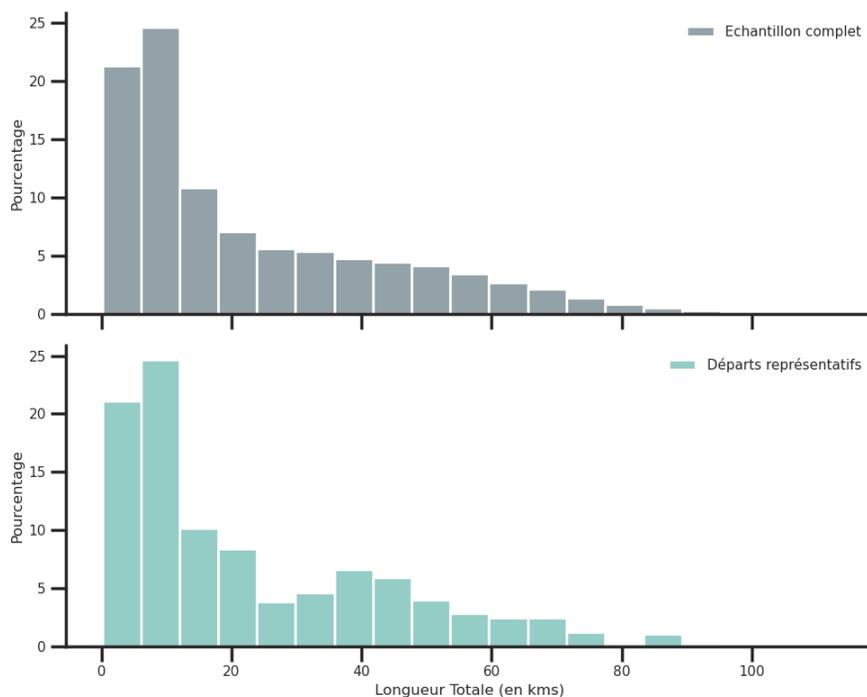


Fig. 6.31 – Comparaison des distributions des longueurs totales des départs représentatifs et de l'échantillon complet. Les départs représentatifs sont pondérés de la taille de leur cluster.

6.8.4 Consommations

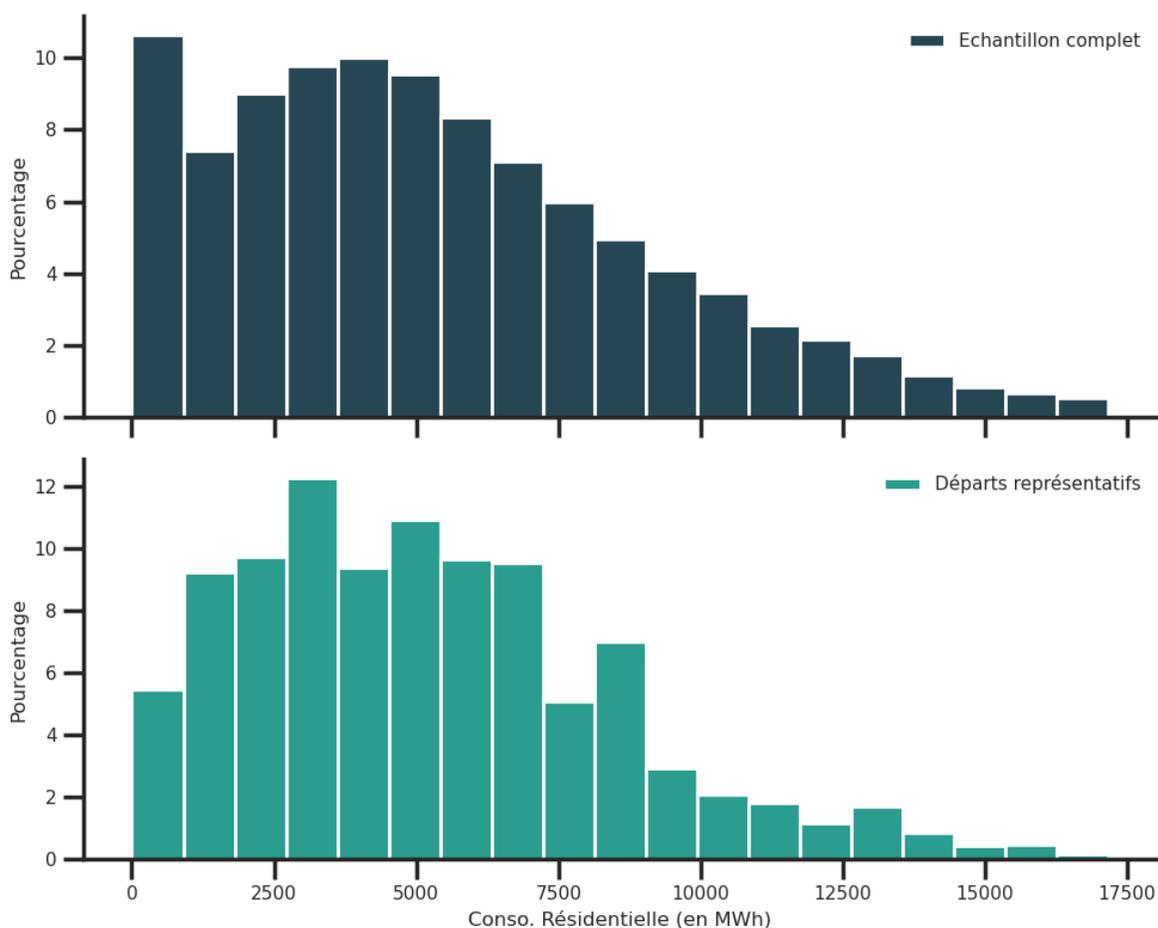


Fig. 6.32 – Comparaison des distributions des consommations du secteur résidentiel des départements représentatifs et de l'échantillon complet. Les départements représentatifs sont pondérés de la taille de leur cluster.

6.9 Conclusion

L'application d'un algorithme de clustering permet de regrouper les départements HTA similaires, ce qui permet de désigner les médoides de chaque groupe comme étant les départements représentatifs. Le jeu de données d'entrée a été constitué à partir du croisement de plusieurs sources ouvertes, notamment les tracés des réseaux de distribution et les données de consommation énergétique, avec des données expertes. Les différents choix de conception envisageables (type d'algorithme, réduction de dimensionnalité, etc.) ont été appuyés par une validation externe visant à évaluer la capacité des réseaux choisis à représenter les membres de leurs clusters dans le cadre d'études de planification. Cette validation garantit que les choix de conception retenus offrent une représentation fidèle et équilibrée des réseaux de distribution français. Les départements sélectionnés pourront ainsi servir de base fiable pour des études futures sur la planification et l'exploitation des réseaux.

Scénarios de déploiement de la production photovoltaïque

7.1 Introduction

L'objectif principal de la génération des scénarios de déploiement photovoltaïque est de spatialiser et temporeliser la production potentielle sur le territoire en tenant compte des caractéristiques locales. Cela implique de répartir la capacité de production selon les typologies de bâtiments ou de zones de potentiel au sol, afin de capturer les spécificités de chaque catégorie. Dans ce contexte, la diversité des scénarios est essentielle pour refléter différentes hypothèses d'évolution, telles que des niveaux de pénétration variés et des priorités en termes de surface mobilisée (toitures ou sols).

7.2 Données d'entrée

Le modèle utilise plusieurs sources de données clés :

- **Registre National des Installations (RNI)** : Fournit des informations sur les installations photovoltaïques (PV) existantes, notamment leur nombre, leur capacité de production et leur localisation à l'échelle de l'IRIS.
- **BDTOPO** : Base de données géographique fournissant les géométries des bâtiments et leur usage, utilisée pour la spatialisation des installations PV en toiture.
- **Potentiel des centrales au sol (PCS)** : Jeu de données géographique permettant d'identifier les zones favorables à l'installation de centrales photovoltaïques au sol.
- **Base BDPV** : base de donnée ouverte participative contenant des caractéristiques d'installations (puissance crête, surface, orientation, inclinaison, etc.). Contient en grande majorité des installations en toiture.

7.3 Traitement RNI

La procédure de traitement du Registre National des Installations de Production repose sur deux étapes successives : l'attribution des IRIS manquants et la correction des données incohérentes. Voici une description détaillée de chacune de ces étapes :

7.3.1 Attribution des IRIS manquants

Cette étape vise à enrichir le registre en complétant les codes IRIS manquants.

Méthodologie :

1. Attribution des codes IRIS manquants

- Les communes associées à un seul code IRIS se voient attribuer ce code IRIS unique pour les lignes concernées.
- Une correspondance entre les codes IRIS et les données de recensement est établie pour associer un nombre de logements à chaque IRIS.

2. Redistribution des installations

- Pour les installations sans code IRIS mais associées à d'autres niveaux géographiques (commune, EPCI, département, région), des codes IRIS potentiels sont identifiés à partir des données disponibles.
- **La redistribution dépend du type d'installation :**
 - Installations agrégées : Les installations sont réparties proportionnellement au nombre de logements dans chaque IRIS.
 - Installations individuelles : Un IRIS est choisi aléatoirement parmi ceux disponibles.

3. Agrégation des données

- Les installations redistribuées sont regroupées par code IRIS et nom d'installation.
- Les valeurs agrégées incluent la puissance maximale installée, la puissance maximale raccordée, le nombre d'installations et d'autres métadonnées.

7.3.2 Correction des données incohérentes

Cette fonction corrige et normalise les données initiales du registre national afin de garantir leur cohérence et leur utilisabilité pour des analyses ultérieures.

Méthodologie :

1. Chargement et pré-traitement des données

- Le registre avec IRIS complété issu de l'étape précédente est chargé.
- Le nombre d'installations est borné à un minimum de 1 pour éviter des valeurs nulles.

2. Correction des valeurs de puissance

- Les installations avec une puissance installée inférieure à la moitié de leur puissance maximale raccordée voient leur valeur ajustée.
- Une puissance minimale de 2 kW par installation est imposée pour éviter des valeurs trop faibles.

3. Calcul des puissances moyennes par installation

- Une nouvelle colonne est calculée comme le ratio de la puissance installée sur le nombre d'installations
- Pour les agrégations anormales (puissances moyennes trop élevées par rapport à la catégorie d'installation), des échantillons aléatoires de puissances réalistes sont utilisés pour normaliser les données

7.4 Types de centrales modélisés

Les bâtiments issus de la BDTPO qui vérifient les conditions ci-dessous sont groupés en deux catégories :

- Toiture résidentielle : usage Résidentiel et surface au sol $\geq 60 \text{ m}^2$
- Toiture autre usage : usage parmi Agricole, Commercial et services, Industriel et Sportif, surface $\geq 100 \text{ m}^2$

Dans la suite, nous modéliserons trois types de centrales définis de la manière suivante :

Tableau 7.1 – Types de centrales PV

Localisation	P min	P max
Toiture résidentielle	1.5 kWc	9 kWc
Toiture autre usage	9 kWc	1 MWc
Au sol	1 MWc	

7.5 Modélisation du parc existant

La modélisation du parc existant s'effectue IRIS par IRIS, l'échelle géographique la plus petite contenue dans le RNI.

7.5.1 Désagrégation des centrales

Les centrales dont les données sont agrégées dans le RNI sont détectées et un échantillon de centrales issues de BDPV est tiré dont la taille dépend du nombre d'installations agrégées.

Deux cas de figure sont possibles :

- Les centrales sont agrégées avec la dénomination « Agrégation des installations de moins de 36KW » : L'échantillon BDPV est tiré parmi les centrales dont la puissance crête est comprise entre 1.5 et 36 kWc
- Les centrales sont agrégées sous une autre dénomination : l'échantillon est tiré parmi les centrales dont la puissance crête est supérieure à 36 kWc

La puissance crête et la surface de chaque centrale sont ensuite mises à l'échelle de manière à ce que la puissance crête totale soit égale à la puissance crête agrégée issue du RNI. Les orientations et inclinaisons issues de BDPV sont conservées.

7.5.2 Centrales non agrégées

Les centrales décrites individuellement dans le RNI ont une puissance crête d'au moins 36 kWc et peuvent être de type « toiture autre usage » ou « au sol ». Dans le premier cas, on associe la centrale à une centrale BDPV de puissance crête supérieure à 36 kWc afin d'obtenir l'orientation et l'inclinaison de la centrale. La surface est obtenue en mettant à l'échelle la surface issue de BDPV. Dans le second cas, l'orientation est fixée au Sud et l'inclinaison à 35° . La surface occupée est obtenue en utilisant un ratio de 150 Wc/m^2 .

7.5.3 Spatialisation des centrales

La spatialisation des centrales est réalisée en associant les centrales aux bâtiments et zones de potentiel au sol compatibles.

Toiture résidentielle

Les centrales de la catégorie « toiture résidentielle » sont associées à des bâtiments de la catégorie correspondante en tirant au hasard parmi les bâtiments compatibles.

Toiture autre usage

Les centrales de la catégorie « toiture autre usage » sont associées à des bâtiments de la catégorie correspondante en sélectionnant le bâtiment dont la surface est la plus petite surface supérieure à la taille de la centrale avec une marge de 20%. Au préalable, les bâtiments de ce type sont groupés en utilisant un clustering de type DBScan avec une distance maximale de 50 mètres. Ce regroupement est nécessaire pour traiter les cas -relativement courants- où une centrale en toiture de grande taille couvre les toitures de plusieurs bâtiments au sens de la BDTPOPO.

Au sol

Les centrales au sol existantes sont associées à des zones géographiques issues du PCS dont la surface est supérieure à la surface occupée par la centrale avec une marge de 20%. Les zones du PCS sont explorées dans l'ordre de priorité ci-dessous jusqu'à ce qu'une zone compatible soit détectée :

1. potentiellement très favorable ou potentiellement favorable
2. Espace agricole
3. Forêt
4. vraisemblablement peu adapté
5. à priori peu favorable

7.5.4 Résultats

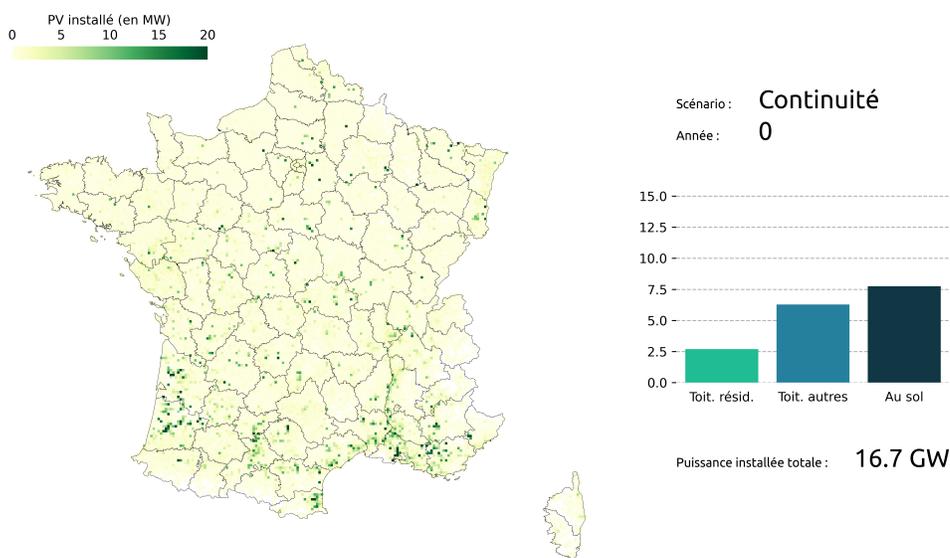


Fig. 7.1 – Distribution géographique des puissances de crête des centrales existantes (résolution de 5 kms)

7.6 Modélisation de scénarios futurs

La méthodologie simule la localisation et les caractéristiques des installations photovoltaïques futures en croisant, à l'échelle de l'IRIS, différents scénarios de développement avec les potentiels disponibles par type de centrale. Les potentiels disponibles par IRIS et par catégorie de centrale sont identifiés comme les bâtiments et zones du PCS qui n'ont pas été associés à des centrales existantes (priorité 1). Les scénarios de développement consistent à fixer un **facteur de croissance** appliqué à chaque type de centrale (résidentielle, sur toiture, au sol) qui permet de déterminer le nombre de centrales souhaitées comme un multiple du nombre de centrales existantes. Celles-ci sont ensuite associées aux potentiels correspondants jusqu'à leur épuisement. L'année de construction de chaque centrale est ensuite tirée dans une distribution uniforme des années considérées dans le scénario. La décision de construction de la centrale est faite indépendamment des coûts de renforcement réseau qu'elle pourrait induire.

Note : Cette méthode permet de favoriser un développement du photovoltaïque qui privilégie les IRIS où la pénétration du PV est déjà importante, jusqu'à ce que le potentiel soit épuisé. Afin de pouvoir étudier des scénarios de pénétration élevés, il est néanmoins nécessaire de permettre le développement du PV dans des IRIS actuellement peu mobilisés, ce que cette méthodologie ne permet pas. Pour y remédier, le nombre de centrales en toiture existantes utilisé dans le calcul est fixé à 5% du potentiel identifié lorsqu'il est inférieur. Pour les centrales au sol, lorsqu'il n'y a aucune centrale existante dans l'IRIS, l'apparition d'une centrale future est tirée au hasard avec une probabilité proportionnelle au facteur de croissance.

Tableau 7.2 – Facteurs de croissance par scénarios et types de centrale

	Résidentiel	Grandes toitures	Au sol	Antécédent
Continuité	1	1	1	Aucun
Expansion limitée	2	2	2	Continuité
Expansion modérée	5	5	5	Expansion limitée
Rupture	20	20	20	Expansion modérée
Résidentiel +	20	1	1	Continuité
Gde. toitures +	1	20	1	Continuité
Centrales au sol +	1	1	20	Continuité

7.6.1 Résultats

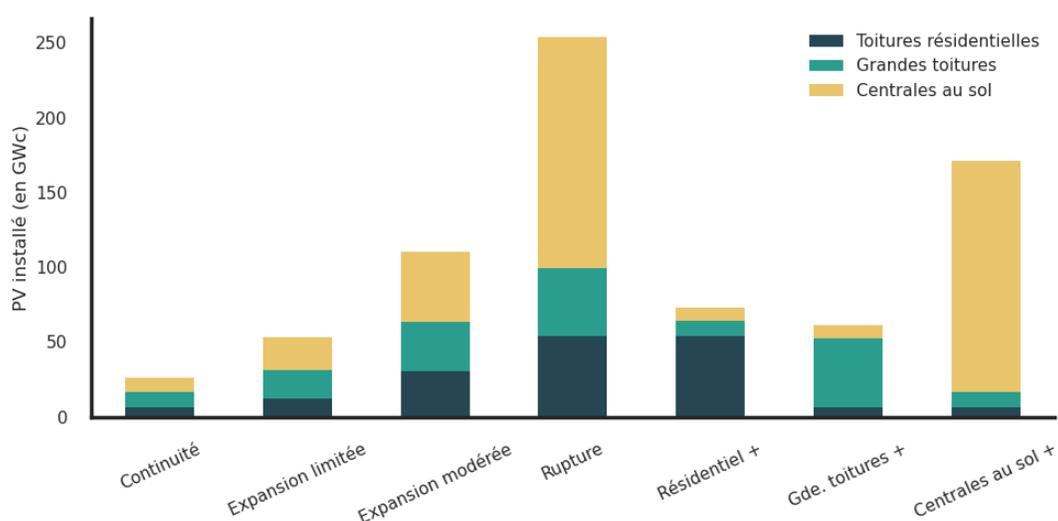


Fig. 7.2 – Cumul de capacité installée par scénario et par type d'installation

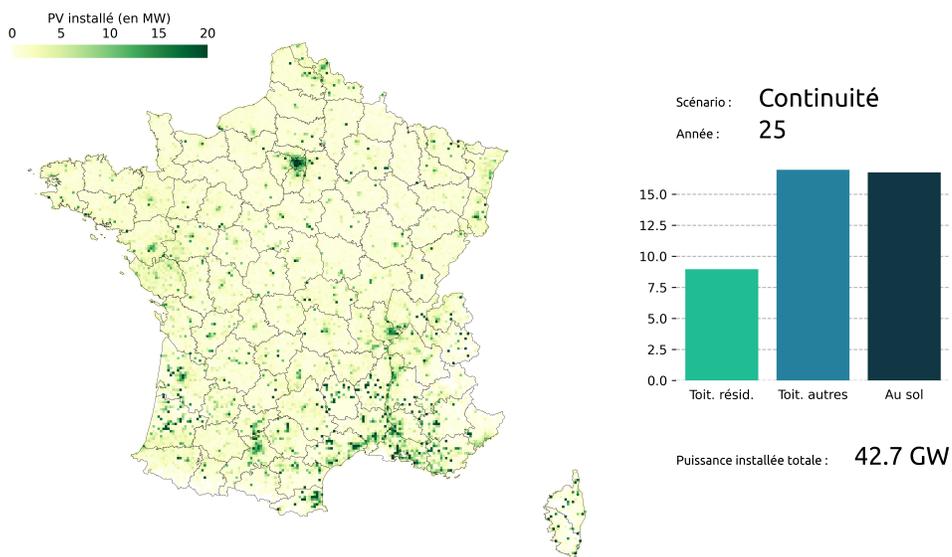


Fig. 7.3 – Distribution géographique des puissances de crête scénario Continuité, année 25 (résolution de 5 kms)

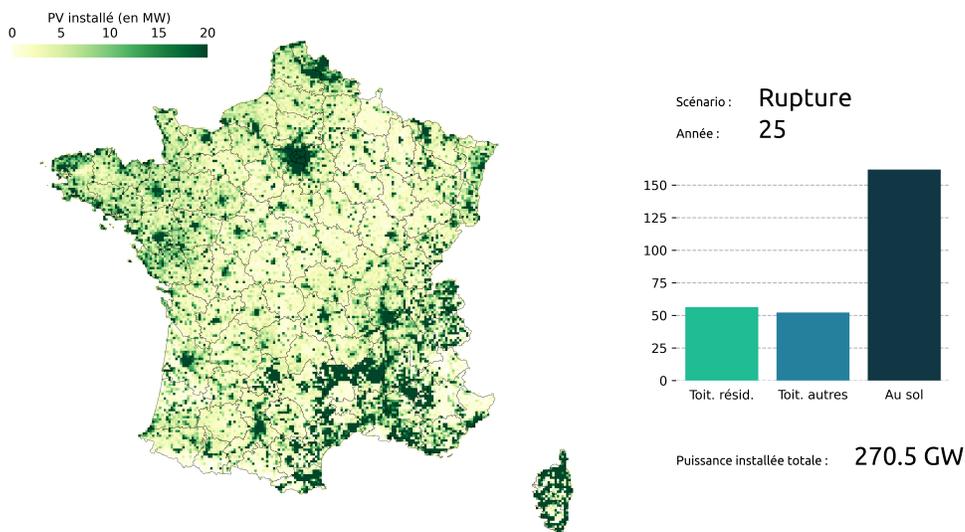


Fig. 7.4 – Distribution géographique des puissances de crête scénario Rupture, année 25 (résolution de 5 kms)

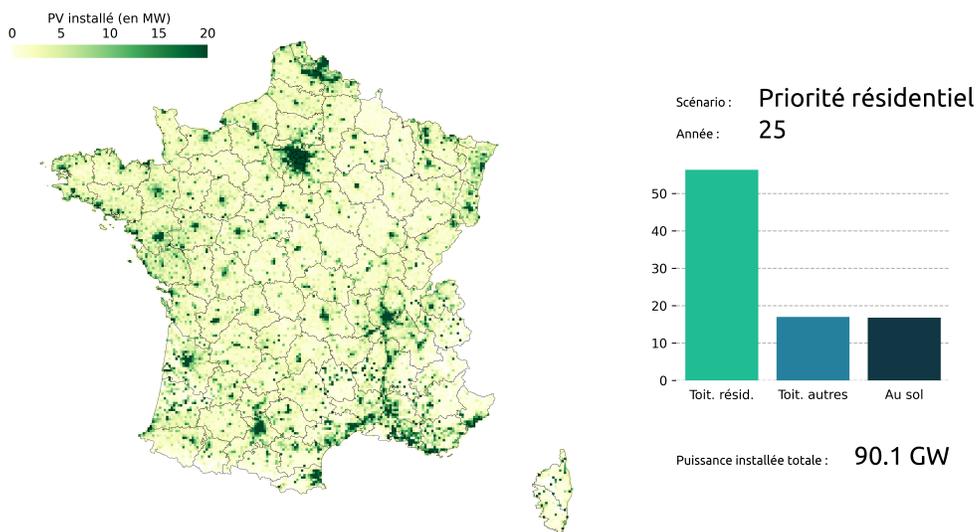


Fig. 7.5 – Distribution géographique des puissances de crête scénario Résidentiel +, année 25 (résolution de 5 kms)

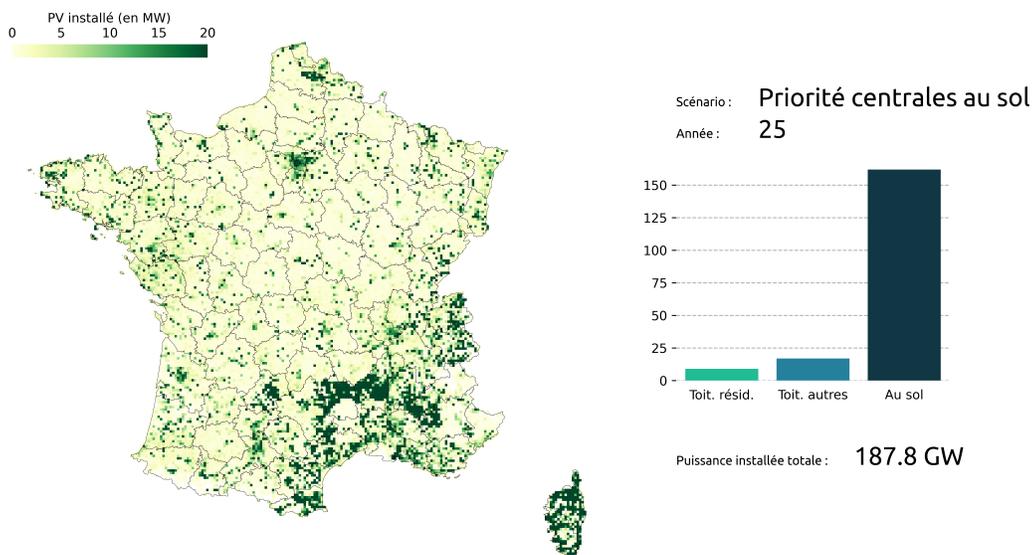


Fig. 7.6 – Distribution géographique des puissances de crête scénario Centrales au sol +, année 25 (résolution de 5 kms)

7.7 Association entre centrales PV et noeud d'injection

La manière dont les centrales PV sont associées à un noeud du réseau dépend du type de centrale.

7.7.1 Toiture résidentielle

Pour ce type d'installation, le noeud d'injection est le noeud qui avait été associé au bâtiment lors de la jointure entre les données de réseau et la BDTPOPO décrite au chapitre précédent. Si la puissance crête est inférieure à 6 kWc, la phase est tirée au hasard. Sinon, l'installation est considérée comme triphasée.

7.7.2 Toiture autre usage

Pour ce type d'installation, le noeud d'injection est le noeud qui avait été associé au bâtiment lors de la jointure entre les données de réseau et la BDTPOPO décrite au chapitre précédent. Dans le cas où le bâtiment était connecté à un noeud BT et la puissance de la centrale est supérieure à 250 kWc, la centrale est connectée directement au noeud HTA du poste HTA/BT qui alimente le bâtiment.

7.7.3 Au sol

Les centrales au sol des sites dont le potentiel est supérieure à 30 MWc sont considérées comme connectées directement au réseau de transport. Les sites dont le potentiel se situe entre 18 et 30 MWc se voient attribuer une centrale de 18 MWc pour permettre la connexion au réseau de distribution.

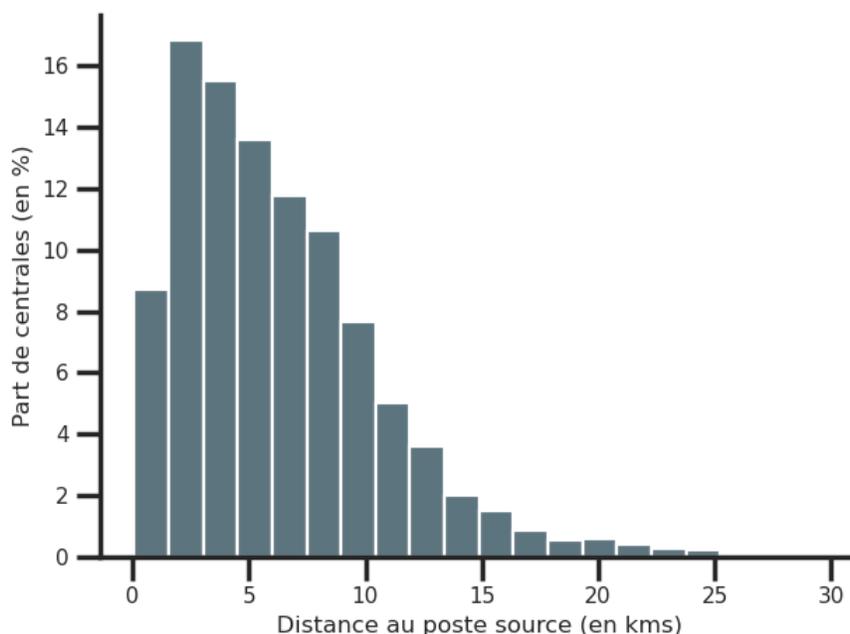


Fig. 7.7 – Distribution des distances au poste source pour les centrales au sol connectées au réseau de distribution

Une première jointure géographique est réalisée avec les positions des postes source afin d'associer les centrales au poste le plus proche (distance max 50 kms), qui n'est pas forcément le poste qui alimente le départ HTA le plus proche. Deux options sont alors possibles :

- La centrale est connectée directement au poste source (voir conditions ci-après)
- La centrale est connectée au noeud HTA le plus proche desservi par le poste source

Afin de déterminer si une centrale au sol est connectée directement au poste source, les critères suivants sont évalués successivement :

1. Si la distance au réseau est supérieure à la moitié de la distance au poste source, la centrale est connectée directement au poste source
2. Si la puissance dépasse 12 MW, la centrale est connectée directement au poste source
3. Si la puissance est inférieure à 3 MW, la centrale est connectée au noeud HTA le plus proche
4. Si la distance au poste dépasse 10 kms, la centrale est connectée directement au poste source
5. Si la distance au poste est inférieure à 1 kms, la centrale est connectée au noeud HTA le plus proche
6. A ce stade, il ne reste que des centrales dont la puissance est comprise en 3 et 12 MW, et la distance au poste entre 1 et 10 kms. Ces centrales sont connectées au noeud HTA le plus proche si leur puissance est inférieure à une limite qui diminue linéairement avec la distance au poste source (7.1)

$$P_{PV} < \left(1 - \frac{d_{\text{poste}} - 1 \text{ km}}{10 \text{ km} - 1 \text{ km}}\right) \cdot 10 (12 \text{ MW} - 3 \text{ MW}) + 3 \text{ MW} \quad (7.1)$$

où P_{PV} est la puissance de la centrale et d_{poste} la distance au poste source.

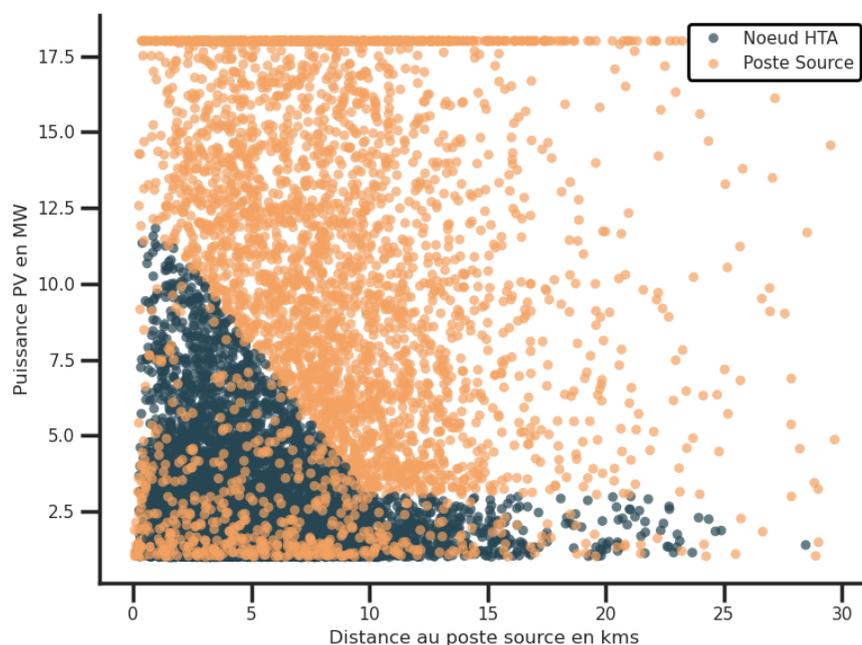


Fig. 7.8 – Puissance en fonction de la distance au poste source pour les centrales au sol connectées au réseau de distribution. Les points sont colorés suivant le type de connexion au réseau (poste source ou noeud HTA).

7.7.4 Résultats

On constate que l'application de la méthodologie décrite ci-dessus implique qu'une part importante des installations au sol ne sera pas connectée au réseau de distribution que nous modélisons. En effet, seul 45 GW des 154 GW de potentiel total y est raccordée au dans le scénario rupture. Parmi les 109 GW de différence :

- 96 GW correspondent à des centrales dont la puissance crête est supérieure à 30 MW et qui doivent donc être raccordées au réseau de transport (984 centrales d'une puissance moyenne de 97.9 MW)
- 4 GW sont perdus du fait de la limitation à 18 MW pour les site à potentiel compris entre 18 et 30 MW (747 centrales qui perdent en moyenne 5.4 MW de potentiel)

- 9 GW de centrales qui sont situées à plus de 50 kms des postes source que nous modélisons, soit parce que nous ne disposons pas des données (environ 15% du territoire), soit parce qu'il n'y effectivement pas de réseau HTA à proximité

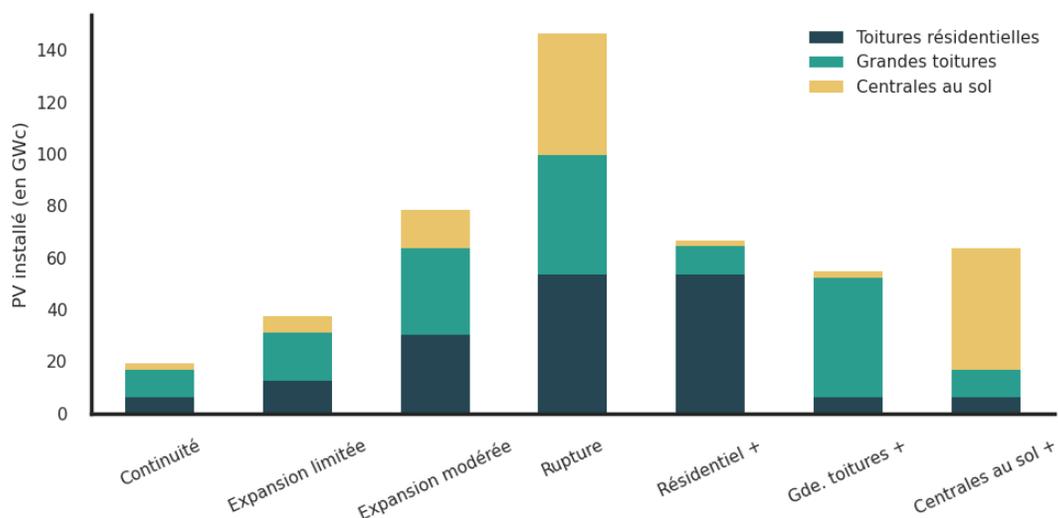


Fig. 7.9 – Cumul de capacité installée par scénario et par type d'installation, connectée au réseau de distribution

7.8 Limitations

7.8.1 Modélisation des grandes centrales au sol

Dans la méthodologie proposée, les centrales dont la puissance est supérieure à 30 MW sont systématiquement raccordées au réseau de transport. Il s'agit d'une simplification car nous n'évaluons pas l'opportunité de découper ces grandes centrales en plus petites unités (par exemple 12 MW) afin de pouvoir envisager leur connexion au réseau de distribution. Ceci peut conduire à une sous-estimation du potentiel raccordable au réseau de distribution.

7.8.2 Absence de prise en compte des obstacles et ombrages en toiture

L'estimation du potentiel en toiture ne tient pas compte des obstacles tels que les cheminées, fenêtres de toit, ou équipements techniques, ni des ombrages (dus aux bâtiments voisins, arbres, etc.). Afin de pas surestimer le potentiel en toiture total, des facteurs d'occupation de la surface des toits et des tailles minimales de toitures sont appliqués. Or, ces facteurs ne dépendent pas du contexte local et il est donc possible que le potentiel soit surestimé dans certaines zones (en particulier urbaines) et sous-estimé dans d'autres.

Simulation de la consommation

Afin de pouvoir modéliser l'énergie qui sera effectivement écrêtée en cas de mise en oeuvre du contrôle de la production, il est nécessaire de pouvoir modéliser la courbe de charge de chacun des noeuds du réseau. Ce chapitre présente la méthodologie employée et compare les résultats obtenus avec les données de consommation au pas demi-horaire sur le périmètre Enedis.

8.1 Données d'entrée

8.1.1 Données SIG des bâtiments

Les données SIG utilisées proviennent de la table Bâtiment de la section Bâti de la base de données BD-TOPO V3 produite par l'IGN. Ces données comprennent les empreintes et hauteurs des bâtiments dérivées d'images aériennes, ainsi que des attributs descriptifs issus de la fusion avec le cadastre et les registres fiscaux. Parmi les attributs disponibles :

- Type architectural (NATURE) et usages principaux/secondaires (USAGE1, USAGE2)
- Date de construction (DATE_APP), nombre d'étages (NB_ETAGES), matériaux (MAT_MURS, MAT_TOITS)
- Dimensions (hauteur, altitudes minimales et maximales du sol et du toit)
- Nombre de logements (NB_LOGTS) et caractéristiques structurelles (LEGER)

Ces données, téléchargeables par département, permettent de modéliser les bâtiments sous forme de prismes 3D simplifiés et d'identifier les adjacences ainsi que certaines de leurs caractéristiques.

Source de données :

[BD TOPO® : La modélisation 2D et 3D du territoire et de ses infrastructures sur l'ensemble du territoire français \(IGN\)](#) La version utilisée pour cette étude date de 2022, téléchargée au format GeoPackage et dans la projection Lambert 93.

8.1.2 Recensement logement

Les recensements de population et de logements fournissent des informations détaillées sur les conditions de logement à l'échelle locale. En France, ces données sont disponibles sous la forme du « Fichier Détail Logements Ordinaires » et incluent :

- Code administratif IRIS, période de construction (ACHL), catégorie d'occupation (CATL)
- Type de chauffage (CHFL), combustible principal (CMBL), nombre d'occupants (INPER), surface (SURF)
- Type de logement (TYPL : maison individuelle, appartement, etc.)

Ces données, récoltées, traitées et mises à disposition par l'INSEE, sont utilisées pour enrichir les informations sur les bâtiments avec des données qui permettront, entre autres, le croisement avec la base DPE.

Source de données :

[Logements ordinaires en 2020 Recensement de la population - Fichiers détail](#)

8.1.3 Base DPE

Les diagnostics énergétiques estiment la consommation d'énergie pour le chauffage, la ventilation et l'eau chaude sanitaire des logements ou bâtiments à partir de leurs caractéristiques (performance de l'enveloppe, systèmes énergétiques, surfaces déperditives, etc.) et d'une modélisation conventionnelle des pertes thermiques et consommations associées.

Depuis 2006, les diagnostics sont obligatoires pour la vente ou la location en France. Les données collectées par l'ADEME sont accessibles en ligne. Bien que cette base contienne plusieurs millions de diagnostics, celle-ci est affectée par des biais qui doivent être corrigés avant de permettre son exploitation.

Source de données :

[DPE Logements \(avant juillet 2021\)](#)

8.1.4 Données météo

Des mesures climatiques horaires, telles que température de l'air, rayonnement solaire, point de rosée et couverture nuageuse, servent de données d'entrée à la simulation. Pour les simulations d'énergie annuelle, nous avons recours à des jeux de données synthétiques (années météorologiques typiques fournies par [Climate.OneBuilding.org](#)) tandis que pour les simulations de courbe de charge, nous utilisons des données d'année réelles afin de permettre la comparaison aux consommations à pas demi-heure fournies par Enedis (source : [open-meteo.com](#)).

Source de données :

[Open Meteo, année 2022](#)

[Climate.OneBuilding.Org \(avant juillet 2021\)](#)

8.1.5 Données locales de l'énergie

Le jeu de données disponible sur le site de l'Agence ORE fournit des informations détaillées sur les consommations annuelles d'électricité et de gaz, agrégées à l'échelle des zones IRIS (quartiers statistiques en France) et par secteur. Ce jeu de données est conçu pour permettre une analyse fine des besoins énergétiques à une échelle locale, utile pour les études énergétiques, les politiques publiques et la planification territoriale.

Le informations disponibles dans le jeu de données incluent notamment :

- Code IRIS : identifiant unique des zones IRIS, correspondant à une subdivision administrative locale.
- Secteur : résidentiel, tertiaire, industriel ou agricole
- Type d'énergie : électricité ou gaz.
- Consommation totale : quantité d'énergie consommée par l'ensemble des utilisateurs dans chaque IRIS, exprimée en MWh.
- Nombre de points de livraison (PDL) : nombre de compteurs raccordés dans chaque IRIS

Source de données :

[Consommation annuelle d'électricité et gaz par IRIS](#)

Les données utilisées sont celles de l'année 2022.

8.1.6 Profils de consommation hors résidentiel

Nous utilisons le jeu de données ELMAS, qui propose 18 profils horaires représentant les consommations des secteurs industriels et tertiaires en France en 2018. Ce jeu de données a été obtenu par l'application d'une méthode de *clustering* à plus de 55000 séries temporelles de consommation de clients industriels et tertiaires dont les codes NACE étaient connus, ce qui permet ensuite d'associer les profils aux secteurs d'activité correspondants.

Source de données :

[ELMAS dataset](#)

8.1.7 Courbes de charges agrégées par secteur à la maille nationale

Enedis met à disposition la courbe de charge par pas d'une demi-heure et agrégée par profil de client, que nous pourrions comparer au résultats des simulations *bottom up* des consommations des bâtiments desservis par les réseaux représentatifs.

Source de donnée :

[Agrégats segmentés de consommation électrique au pas 1/2 h des points de soutirage > 36kVA - Maille Nationale](#)

[Agrégats segmentés de consommation électrique au pas 1/2 h des points de soutirage <= 36kVA - Maille Nationale](#)

Les données utilisées pour la comparaison sont celles de l'année 2022.

8.2 Attribution des consommations statiques par bâtiment pour le secteur résidentiel

Lors de l'identification des départs représentatifs, nous avons appliqué une méthode très basique de répartition des consommations échelle IRIS aux bâtiments de la BDTPOPO reposant sur une proportionnalité de la consommation à la surface de plancher. Cette méthode, qui a l'avantage de pouvoir être appliquée rapidement à l'échelle de la France du fait de sa simplicité, présente des limitations importantes lorsqu'une modélisation fine de la consommation est recherchée. En effet, elle ne permet pas de tenir compte, entre autres, des différences de performances énergétiques entre bâtiments au sein d'un IRIS, du recours (ou non) à l'électricité pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire ou du comportement des occupants. De plus, elle ne permet pas de distinguer entre différents usages (chauffage, ECS, cuisson, électricité spécifique) dont les courbes de charges sont très différentes. Or, dans la suite, nous cherchons à modéliser uniquement les consommations des bâtiments connectés aux départs représentatifs. Ce changement d'échelle nous permet d'appliquer une méthodologie plus fine d'attribution des consommations que nous décrivons ci-après.

8.2.1 Description du fonctionnement de buildingmodel

L'objectif de buildingmodel est de permettre la simulation des consommations d'énergie du secteur résidentiel à l'échelle bâtiment à partir de données disponibles en open data.

Traitement et croisement des données

1. **BDTOPO** : Les données sur la géométrie des bâtiments (empreinte au sol et hauteur) sont nettoyées, simplifiées et regroupées par catégorie d'usage. A partir de ces données, la géométrie des parois (hauteur, azimuth, altitude, coordonnées du centre, surface) de chaque bâtiment est calculée en tenant compte de l'adjacence.
2. **BDTOPO et réseau de gaz** : Pour chaque bâtiment, la distance au réseau de distribution de gaz est calculée en fonction de la proximité des canalisations géoréférencées. Cette distance est utilisée pour déterminer si un bâtiment est potentiellement raccordé au réseau de gaz. La connexion au gaz est ensuite définie par une distance maximale, qui varie selon le type de logement (appartement ou maison individuelle) et la période de construction. Ces distances maximales sont fixées par IRIS de manière à ce que le nombre de logements dans des bâtiments connectés au réseau de gaz soit supérieur de 10% au nombre de logements chauffés au gaz.
3. **BDTOPO et recensement** : La BDTPOPO fournit des informations géolocalisées sur la géométrie et l'usage des bâtiments (type de bâtiment, hauteur, nombre d'étages, etc.) ainsi que le nombre de logements dans le cas d'un usage résidentiel. La table logement du recensement (INSEE) est croisé avec la BDTPOPO en utilisant des variables communes telles que l'IRIS, le type de logement (maison individuelle ou appartement) et la période de construction. Cela permet d'inférer des informations supplémentaires comme le type de chauffage, le nombre d'occupants et le type d'occupation (résidence principale, secondaire ou vacant).
4. **Base DPE (Diagnostic de Performance Énergétique)** : La base DPE est utilisée pour enrichir les informations sur les bâtiments, en particulier en ce qui concerne les systèmes énergétiques et les caractéristiques thermiques de l'enveloppe des bâtiments (isolation par type de parois, taux de vitrage, ventilation, etc.). Ce croisement est effectué sur la base de la période de construction, du type de logement, de l'énergie de chauffage principale et de la localisation.

Correction des déséquilibres

1. **Rééquilibrage des types de logements** : Lorsque des écarts apparaissent entre les données du recensement et celles de la BDTOPO (par exemple, une différence dans le nombre de maisons individuelles ou d'appartements à l'échelle d'un IRIS), un ajustement est effectué. Des logements sont transférés d'une catégorie à l'autre (par exemple, des bâtiments d'appartements sont convertis en maisons individuelles ou vice versa) pour s'aligner avec le recensement.
2. **Rééquilibrage des périodes de construction** : De la même manière, si des écarts sont constatés entre les périodes de construction (selon la BDTOPO et le recensement), une redistribution des logements est effectuée. Les bâtiments sont transférés à des périodes de construction adjacentes afin de mieux correspondre aux proportions du recensement.

Estimation de la surface habitable

L'estimation de la surface habitable dans les bâtiments résidentiels est nécessaire pour déterminer leur consommation d'énergie et leur efficacité énergétique. Cependant, il n'existe pas de relation simple entre la surface habitable et la surface de plancher d'un bâtiment. Voici un nuage de points représentant la surface habitable et la surface de plancher, obtenu en faisant correspondre un enregistrement de diagnostic énergétique (contenant la surface habitable) à une adresse de bâtiment BDTOPO en utilisant la base ADRESSE PREMIUM de l'IGN.

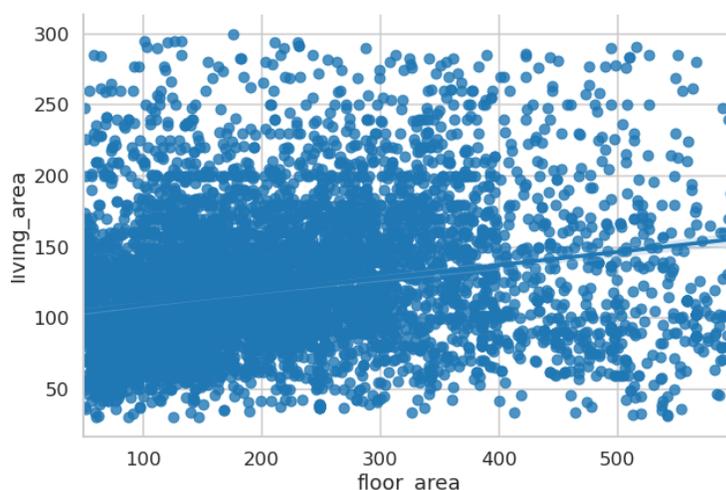


Fig. 8.1 – Surface habitable en fonction de la surface de plancher pour les bâtiments avec un enregistrement de diagnostic énergétique correspondant au niveau de l'adresse dans le département du Rhône (un filtre sur les valeurs minimales et maximales des surfaces a été appliqué).

L'approche adoptée pour contourner ce problème repose sur l'utilisation du sous-ensemble de bâtiments pour lesquels la surface habitable peut être obtenue à partir d'un enregistrement de DPE, afin de créer des modèles probabilistes de la relation entre la surface habitable et la surface de plancher pour diverses configurations de bâtiments.

Maisons individuelles

Pour les maisons individuelles, il suffit de trouver la surface habitable d'un seul logement. Pour ce faire, nous estimons le ratio entre la surface habitable et la surface de plancher (part de la surface habitable). Nous commençons par regrouper les bâtiments en trois catégories :

- le bâtiment n'a pas d'autre usage et pas d'annexe
- le bâtiment n'a pas d'autre usage et a une annexe
- le bâtiment a plusieurs usages

Pour chaque catégorie, nous définissons des intervalles de surfaces de plancher pour lesquels l'histogramme de la part de la surface habitable est affiché ci-dessous.

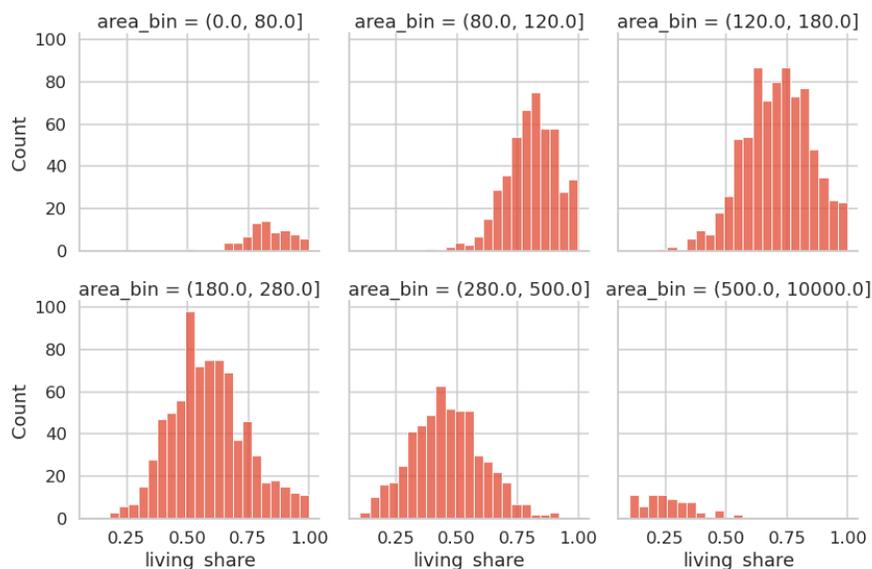


Fig. 8.2 – Histogrammes de la part de la surface habitable pour les différents intervalles de surface de plancher pour la catégorie « sans autre usage, sans annexe »

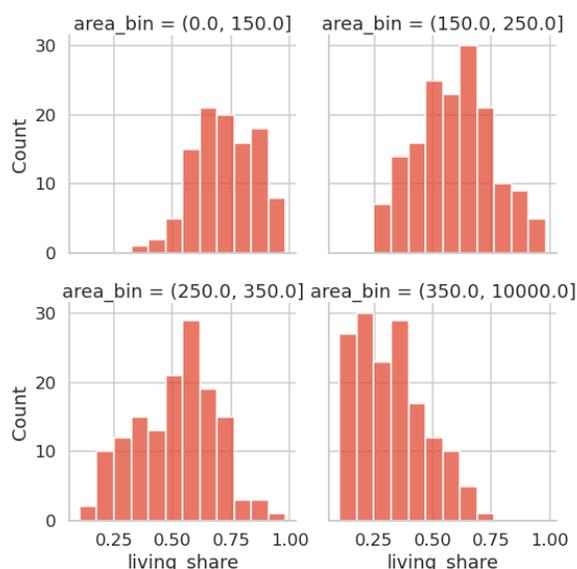


Fig. 8.3 – Histogrammes de la part de la surface habitable pour les différents intervalles de surface de plancher pour la catégorie « sans autre usage, avec annexe »

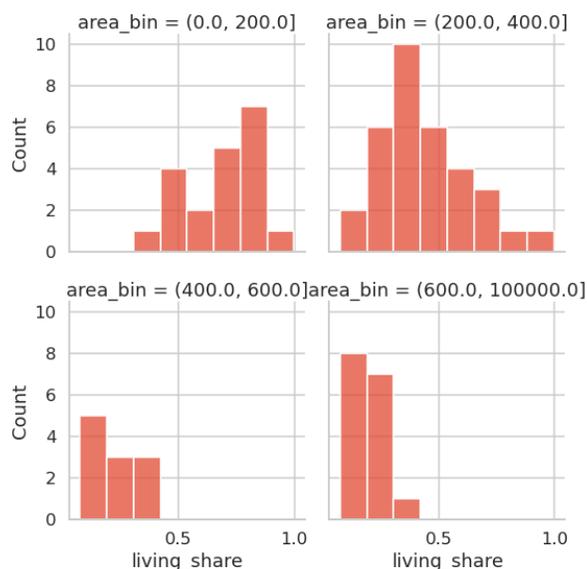


Fig. 8.4 – Histogrammes de la part de la surface habitable pour les différents intervalles de surface de plancher pour la catégorie « usage multiple »

Les différences marquées dans la distribution de la part de la surface habitable pour les différentes catégories et intervalles de surface de plancher confirment la pertinence de ces regroupements. Cependant, une quantité importante de données anormales est présente, comme des bâtiments sans autre usage ni annexe avec une part de surface habitable inférieure à 30 %, ou des bâtiments avec une part de surface habitable proche ou supérieure à 100 %. Pour tenir compte de ces limitations, nous proposons la procédure suivante :

- ajuster une distribution métalogue à chaque regroupement de la part de surface habitable
- regrouper les logements en fonction de leurs attributs “residential_only”, “has_annex” et “floor_area”

- tirer la part de surface habitable dans la distribution métalogue correspondante
- limiter la part de surface habitable aux valeurs minimales et maximales en fonction des attributs “residential_only” et “has_annex”
- calculer la surface habitable

Tableau 8.1 – Valeurs minimales et maximales de la part de surface habitable pour les maisons individuelles

résidentiel seulement	avec annexe	part min	surface_habitable	part max	surface_habitable
Vrai	Faux	70%		85%	
Vrai	Vrai	20%		70%	
Faux	Faux	5%		50%	

Avertissement : La cohérence entre la surface habitable estimée et les données du recensement inférées pourrait être obtenue en tirant les enregistrements du recensement dans un échantillon avec la classe de surface habitable correspondante. Cependant, dans les cas où la distribution de la surface habitable ne correspond pas aux classes de surface habitable au niveau du quartier, cela crée un biais de sélection résultant en des parts de systèmes de chauffage incohérentes avec les données de recensement au niveau du quartier. En conséquence, nous ignorons actuellement la classe de surface habitable lors de la sélection de l’enregistrement initial du recensement et corrigeons ensuite le nombre d’occupants en tirant un nouvel enregistrement avec la classe de surface habitable et le système de chauffage comme attributs de correspondance supplémentaires.

Appartements

Pour les bâtiments d’habitat collectif, l’objectif est d’estimer la surface habitable de plusieurs logements, tout en gérant les situations anormales pour lesquelles le nombre de logements lui-même pourrait devoir être ajusté. La première partie de la procédure consiste à estimer indépendamment la surface habitable de chaque logement en utilisant la classe de surface habitable inférée et les distributions métalogue de surface habitable pour chaque classe obtenue à partir d’un échantillon aléatoire de données de diagnostic.

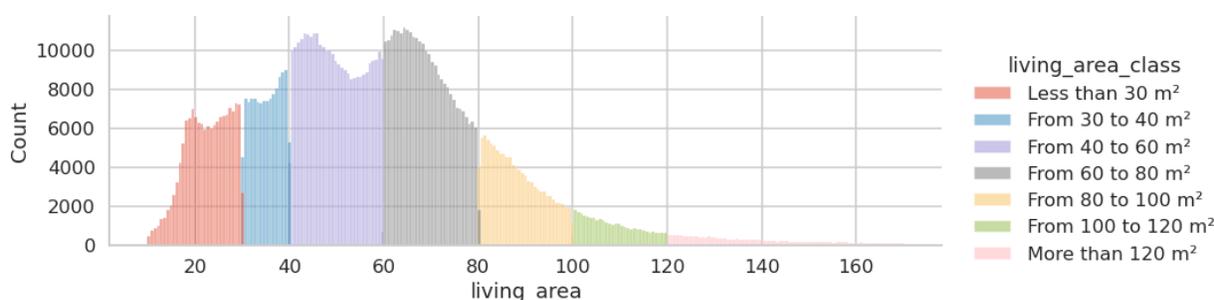


Fig. 8.5 – Histogramme de la surface habitable par classe pour un échantillon aléatoire de diagnostics énergétiques d’appartements

La seconde partie de la procédure est un algorithme correctif traitant les cas où la part de surface habitable au niveau du bâtiment obtenue est hors limites en fonction des attributs “residential_only” et “has_annex” du bâtiment. Pour ces cas, les étapes suivantes sont réalisées :

- un objectif de part de surface habitable est tiré à l'intérieur des limites
- les surfaces du plus petit et du plus grand logement sont multipliées par le ratio entre la part de surface habitable cible et la valeur actuelle
- si les valeurs obtenues se situent dans une plage de surfaces habitables raisonnables (10 à 250 m²), le redimensionnement est effectué pour toutes les surfaces habitables
- sinon, des logements sont ajoutés ou supprimés de manière aléatoire jusqu'à ce que la surface habitable se situe à l'intérieur des limites

Tableau 8.2 – Valeurs minimales et maximales de la part de surface habitable pour les bâtiments d'appartements

résidentiel seul	avec annexe	part surface habitable min	part surface_habitable max
Vrai	Faux	70%	90%
Vrai	Vrai	40%	70%
Faux	Faux	5%	70%

Calcul des gains solaires

Les apports solaires correspondent à l'énergie solaire reçue par le bâtiment qui contribue à réduire les besoins de chauffage du bâtiment. Ils sont estimés de la manière suivante pour chaque paroi (sauf les sols) :

1. **Masques solaires** : Un masque solaire est une représentation angulaire de l'environnement d'une paroi donnée. Pour chaque intervalle d'azimut, la valeur enregistrée correspond à la hauteur angulaire la plus élevée masquée depuis le point de vue du centre de la paroi. Ce calcul est réalisé en discrétisant la géométrie des toitures des bâtiments proches.
2. **Rayonnement direct reçu** : Pour chaque paroi, la hauteur et l'azimut du soleil sont comparés aux valeurs du masque pour déterminer à quels instants la paroi reçoit du rayonnement direct. Lorsque c'est le cas, le rayonnement direct est calculé en projetant le rayonnement normal sur le plan de la paroi.
3. **Rayonnement transmis** : la surface de fenêtre est obtenue pour chaque paroi. La part de rayonnement transmis est ensuite calculée en fonction du taux de transmission des vitrages et de l'angle d'incidence du rayonnement
4. **Contribution aux besoins de chauffage** : A partir de la définition de la saison de chauffage, de la consigne de température et de température extérieure, nous déterminons une approximation de l'occurrence des besoins de chauffage. Nous calculons ensuite les apports solaires contribuant au chauffage comme la somme du rayonnement transmis pendant ces instants.

Note : Le rayonnement diffus est actuellement ignoré car l'augmentation significative du coût de calcul associée aux modèles de ciel complexes ne se justifie pas par la contribution relativement faible du rayonnement diffus aux besoins de chauffage.

Modélisation des consommations d'énergie liées aux occupants

Les occupants d'un logement génèrent des besoins énergétiques liés à leur comportement qui peuvent être regroupés en trois catégories :

- besoins en eau chaude sanitaire
- cuisson
- usage spécifique de l'électricité (réfrigérateur, lave-vaisselle, télévision, etc.)

En retour, une partie de la consommation énergétique liée à ces usages sera transformée en chaleur qui, avec la chaleur corporelle produite par les occupants, contribuera aux besoins de chauffage du bâtiment (ci-après dénommés gain internes).

Deux modes de simulation sont exécutés avec des objectifs différents :

- mode conventionnel : les occupants suivent un comportement identique et conventionnel défini dans les normes de diagnostic énergétique, indépendant du type d'occupation, de sorte que la consommation énergétique résultante puisse être utilisée pour déterminer la classe énergétique du bâtiment
- mode réel : les consommations sont le résultats de tirages aléatoires dépendant du nombre d'occupant, calibrés sur les données de l'enquête logement de sorte que la consommation énergétique résultante puisse être comparée aux données des consommations énergétiques réelles.

Pertes thermiques

Les pertes thermiques dans les bâtiments se produisent à travers deux phénomènes :

- pertes conductives à travers les parois (murs, toit, sol, fenêtres)
- pertes convectives dues à la ventilation et à l'infiltration

Pertes par les parois

L'équation ci-dessous modélise les pertes annuelles à travers les parois en régime permanent. À chaque pas de temps de la saison de chauffage, la température extérieure est comparée à la température de consigne. Si elle est inférieure, la perte est calculée comme la différence entre les deux températures multipliée par le produit du coefficient de transmission thermique (U) et de la surface de la paroi. Sinon, elle est fixée à 0.

$$Q_{b,i}^{annuel} = \sum_{\substack{t \in SC \\ T_{ext}(t) < T_{sp}}} (T_{sp} - T_{ext}(t)) \times U_{b,i} \times A_{b,i} \times AF_{b,i} \quad (8.1)$$

où $Q_{b,i}$ représente la perte pour la paroi i , $T_{ext}(t)$ est la température extérieure au pas de temps t , T_{sp} est la température de consigne, $U_{b,i}$ est le coefficient de transmission thermique de la paroi en $W/(m^2K)$, et $A_{b,i}$ est la surface de la paroi. $AF_{b,i}$ est le facteur d'adjacence utilisé pour modéliser la réduction des pertes lorsque la paroi est adjacente à un autre bâtiment. Il prend les valeurs suivantes :

- 1 lorsque la paroi est un toit, un sol ou un mur extérieur
- 0.2 lorsque la paroi est un mur intérieur et que le bâtiment adjacent est à usage résidentiel
- 0.8 lorsque la paroi est un mur intérieur et que le bâtiment adjacent est à usage commercial
- 1 lorsque la paroi est un mur intérieur et que le bâtiment adjacent n'est ni résidentiel ni commercial

Les pertes maximales sont égales aux pertes au pas de temps où la température extérieure est minimale :

$$Q_{b,i}^{max} = (T_{sp} - T_{ext}^{min}) \times U_{b,i} \times A_{b,i} \times AF_{b,i} \quad (8.2)$$

Pertes de ventilation

L'équation ci-dessous modélise les pertes de ventilation en régime permanent. À chaque pas de temps de la saison de chauffage, la température extérieure est comparée à la température de consigne. Si elle est inférieure, la perte est calculée comme la différence entre les deux températures multipliée par le produit du volume d'air échangé pendant le pas de temps et de la capacité thermique volumique de l'air. Sinon, elle est fixée à 0.

$$Q_v^{annuel} = \sum_{\substack{t \in SC \\ T_{ext}(t) < T_{sp}}} (T_{ext}(t) - T_{sp}) \times \frac{c_{air}}{3.6} \times ACR \times V \quad (8.3)$$

où c_{air} est la capacité thermique volumique de l'air, ACR est le taux de renouvellement de l'air du bâtiment en %/h, et V est le volume du bâtiment.

Les pertes maximales sont égales aux pertes au pas de temps où la température extérieure est minimale :

$$Q_v^{max} = (T_{sp} - T_{ext}^{min}) \times \frac{c_{air}}{3.6} \times ACR \times V \quad (8.4)$$

Pertes par ponts thermiques

Les pertes par ponts thermiques sont un type spécifique de pertes par les parois, qui se produisent aux intersections des parois, là où des discontinuités dans l'isolation peuvent être présentes.

Les pertes par ponts thermiques sont exprimées en fonction de la longueur du pont thermique :

$$Q_{br,i}^{annuel} = \sum_{\substack{t \in SC \\ T_{ext}(t) < T_{sp}}} (T_{sp} - T_{ext}(t)) \times B_{br,i} \times L_{br,i} \quad (8.5)$$

où $B_{br,i}$ est la transmission thermique linéaire du pont en $W/(m.K)$ et $L_{br,i}$ est la longueur du pont thermique linéaire en mètres. Alors que la transmission thermique d'une paroi peut être facilement calculée à partir des caractéristiques des matériaux, la transmission thermique d'un pont est plus complexe à estimer, car elle dépend de la manière spécifique dont les parois s'intersectent, en particulier la position relative de la couche d'isolation. Comme ces informations ne peuvent pas être déduites des données disponibles, nous utilisons une approche simplifiée pour modéliser les ponts thermiques, avec seulement deux valeurs possibles de transmission pour chaque type de pont considéré (mur/toit, mur/sol, mur/plancher intermédiaire), en fonction de l'isolation des parois concernées :

Tableau 8.3 – Transmission thermique des ponts thermiques

pont thermique	isolé	non isolé
mur/toit	0.2	0.5
mur/sol	0.3	0.6
mur/plancher intermédiaire	0.3	0.9

Besoins Thermiques

Les besoins thermiques sont obtenus en combinant les pertes et les gains thermiques calculés :

$$Q^{annual} = \sum_{b \in B} Q_{b,i}^{annual} + Q_v^{annual} - Q_{solar}^{annual} - \sum_{dw \in DW} Q_{occupant,dw}^{annual} \quad (8.6)$$

où B est l'ensemble des limites, Q_{solar}^{annual} représente les gains solaires annuels, DW est l'ensemble des logements dans le bâtiment, et $Q_{occupant,dw}^{annual}$ les gains internes associés aux occupants de ces logements.

Part de la surface chauffée

L'équation précédente calcule les besoins de chauffage si l'ensemble du bâtiment était chauffé. Cependant, en pratique, il existe des situations où ce n'est pas le cas (exemple : un garage dans une maison individuelle, des locaux poubelles dans un habitat collectif). Pour modéliser cet effet, nous définissons la part de la surface chauffée comme la proportion d'un bâtiment qui sera chauffée pour un usage résidentiel. Les besoins de chauffage sont ensuite obtenus en utilisant l'équation précédente tout en multipliant les pertes et les gains liés à la géométrie du bâtiment par la part de la surface chauffée :

$$Q^{annual} = \left(\sum_{b \in B} Q_{b,i}^{annual} + Q_v^{annual} - Q_{solar}^{annual} \right) \times HAS - \sum_{dw \in DW} Q_{occupant,dw}^{annual} \quad (8.7)$$

où HAS est la part de la surface chauffée.

La part de la surface chauffée est calculée en multipliant la part de la surface habitable par un coefficient et en limitant les valeurs résultantes aux valeurs minimales et maximales en fonction du type de logement (maison ou appartement), de la présence d'autres usages dans le bâtiment (résidentiel seul) et de la présence d'une annexe.

Tableau 8.4 – Part de la surface chauffée

type de logement	résidentiel seul	avec annexe	coefficient	min	max
maison	Vrai	Faux	1	1	1
maison	Vrai	Vrai	1.2	0.2	1
maison	Faux	Vrai/Faux	1.2	0.0	1
appartement	Vrai	Faux	1	1	1
appartement	Vrai	Vrai	1.3	0.6	1
appartement	Faux	Vrai/Faux	1.2	0.0	1

Consommation d'Énergie

La consommation d'énergie pour les différents combustibles (électricité, fioul, gaz, biomasse, réseau de chaleur) est obtenue en utilisant les besoins énergétiques calculés dans les sections précédentes (chauffage, eau chaude sanitaire, usage spécifique), l'efficacité du système énergétique et le combustible utilisé.

Chauffage

La modélisation des systèmes de chauffage prend en compte la possibilité d'un système de chauffage d'appoint. Les besoins de chauffage du bâtiment sont répartis entre le système de chauffage principal et le système de chauffage d'appoint à l'aide de l'attribut "backup_heating_share". Ensuite, la consommation d'énergie est obtenue en divisant les besoins de chauffage par l'efficacité correspondante ("main_heating_system_efficiency" et "backup_heating_system_efficiency") et ajoutée au combustible correspondant en utilisant les attributs "main_heating_energy" et "backup_heating_energy".

Eau chaude sanitaire

La consommation d'énergie pour l'eau chaude sanitaire est calculée en utilisant les rendements standards selon le combustible utilisé, puis ajoutée à la consommation de combustible correspondante à l'aide de l'attribut "dhw_energy".

Tableau 8.5 – Rendements ECS

combustible	rendement
électricité	0.8
gaz	0.6
fioul	0.5
biomasse	0.6
réseau de chaleur	0.6

Usage spécifique et cuisson

Les besoins énergétiques pour les usages spécifiques et la cuisson sont déjà exprimés en termes de consommation d'énergie finale, nous les ajoutons donc simplement au combustible correspondant (électricité sauf pour la cuisson au gaz).

8.2.2 Simulations stochastiques et paramétriques

Comme décrit dans la section précédente, de nombreux paramètres cruciaux pour la simulation sont obtenus de manière stochastique (caractéristiques de l'enveloppe et des systèmes, consommation d'énergie des occupants, part de surface chauffée, etc.) ou définis en entrée (consigne de température de chauffage). Afin d'explorer un large éventail de situations possibles, nous réalisons les simulations suivantes pour les 907 IRIS intersectés par au moins un des départs HTA représentatifs (y compris si l'intersection se situe dans un départ BT alimenté par le départ HTA) :

- 10 tirages aléatoires des inférences des caractéristiques des bâtiments
- Pour chacun de ces tirages, 9 simulations de consommations en faisant varier la température de consigne de chauffage de 16°C à 24°C (ceci inclut des tirages aléatoires supplémentaires impactant le comportement des occupants)

On peut alors comparer les résultats de simulations aux consommations d'électricité et de gaz du secteur résidentiel pour chaque IRIS :

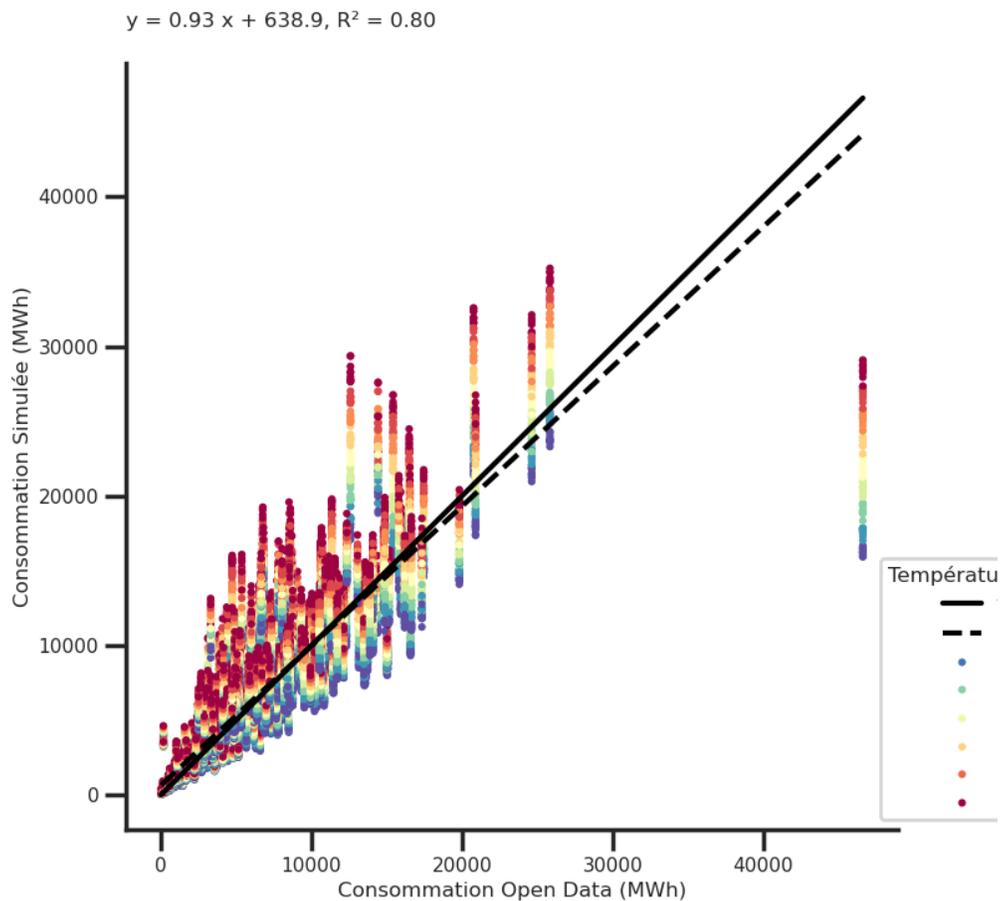


Fig. 8.6 – Consommation d'électricité simulée en fonction de la consommation issue de l'Open Data, chaque point est colorée en fonction de la température de consigne de la simulation

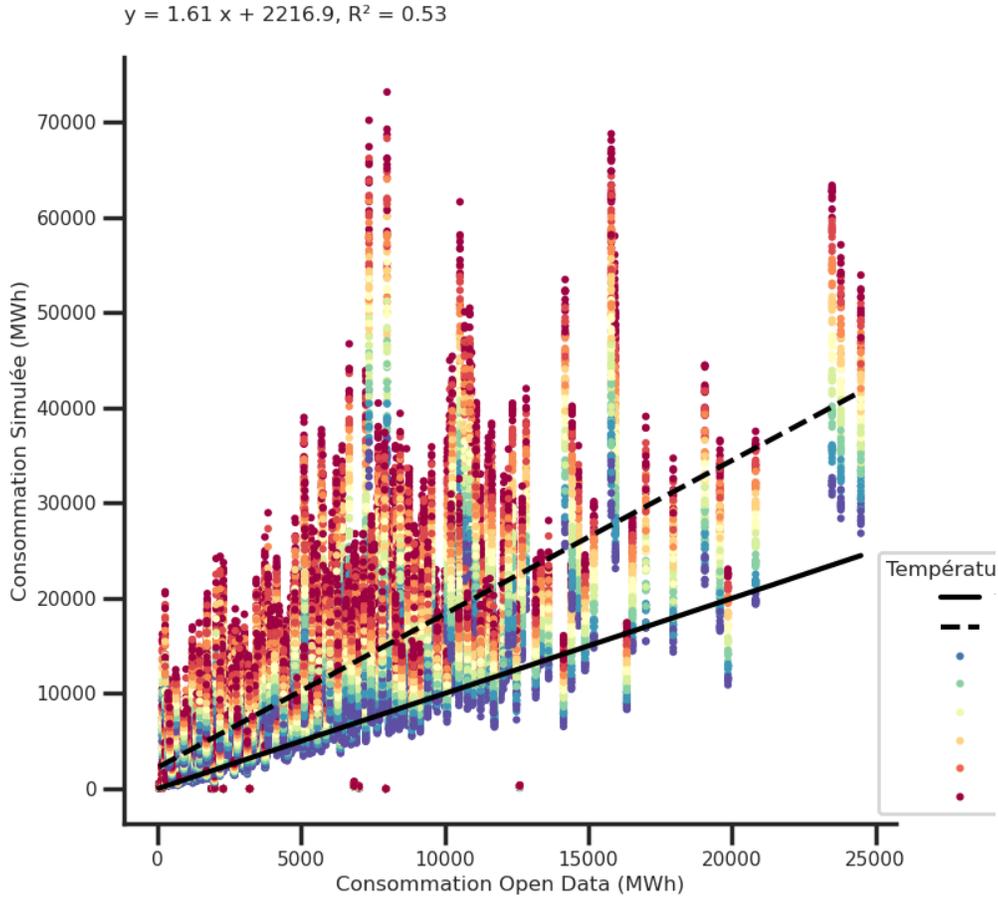


Fig. 8.7 – Consommation de gaz de réseau simulée en fonction de la consommation issue de l’Open Data, chaque point est coloré en fonction de la température de consigne de la simulation

Sélection de la simulation vraisemblable par comparaison aux données locales de l’énergie (DLE)

Pour chaque IRIS, on peut alors calculer une mesure de l’écart relatif entre une simulation (température de consigne i et tirage aléatoire j) et les DLE de la manière suivante :

$$Ecart_{i,j} = \frac{|C_{i,j}^{elec,simu} - C_{i,j}^{elec,DLE}| + |C_{i,j}^{gaz,simu} - C_{i,j}^{gaz,DLE}|}{C_{i,j}^{elec,DLE} + C_{i,j}^{gaz,DLE}} \quad (8.8)$$

On peut alors définir la simulation la plus vraisemblable au regard des DLE comme étant celle qui minimise $Ecart_{i,j}$. Ci-dessous la comparaison des résultats de simulation les plus vraisemblables avec les DLE :

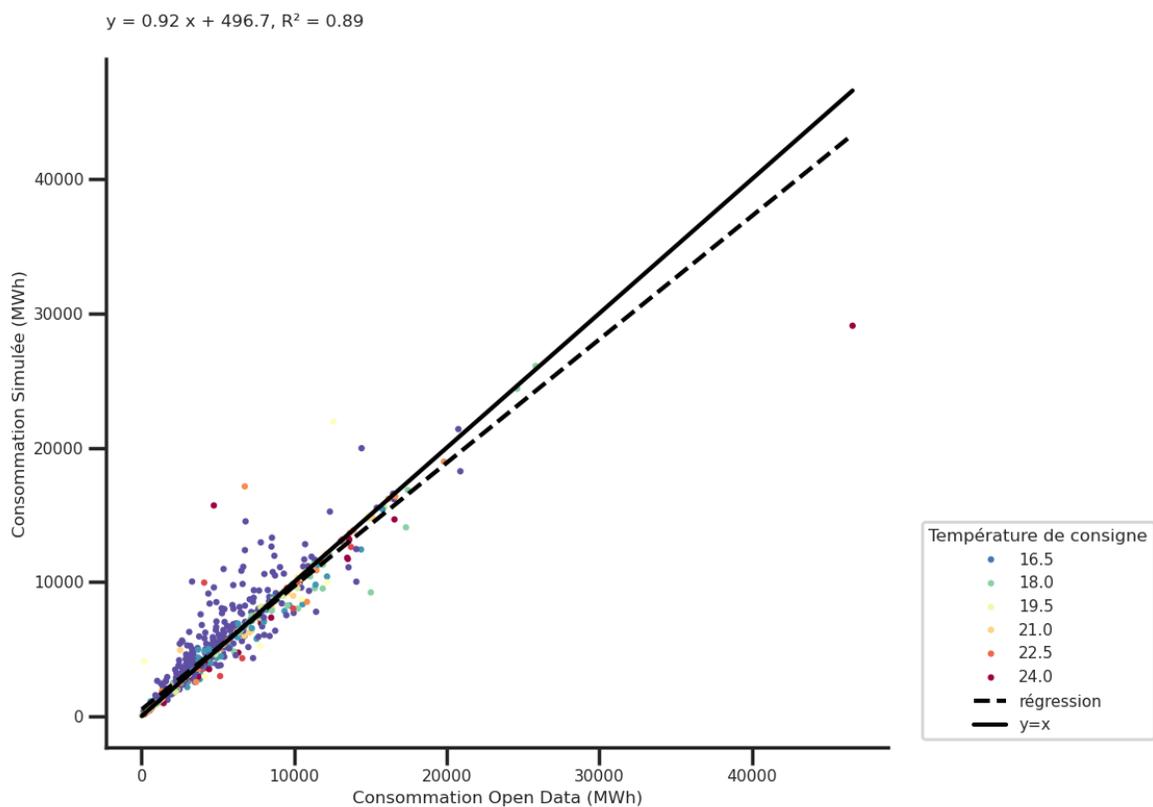


Fig. 8.8 – Consommation d'électricité simulée en fonction de la consommation issue de l'Open Data pour la simulation qui minimise l'écart, chaque point est coloré en fonction de la température de consigne de la simulation

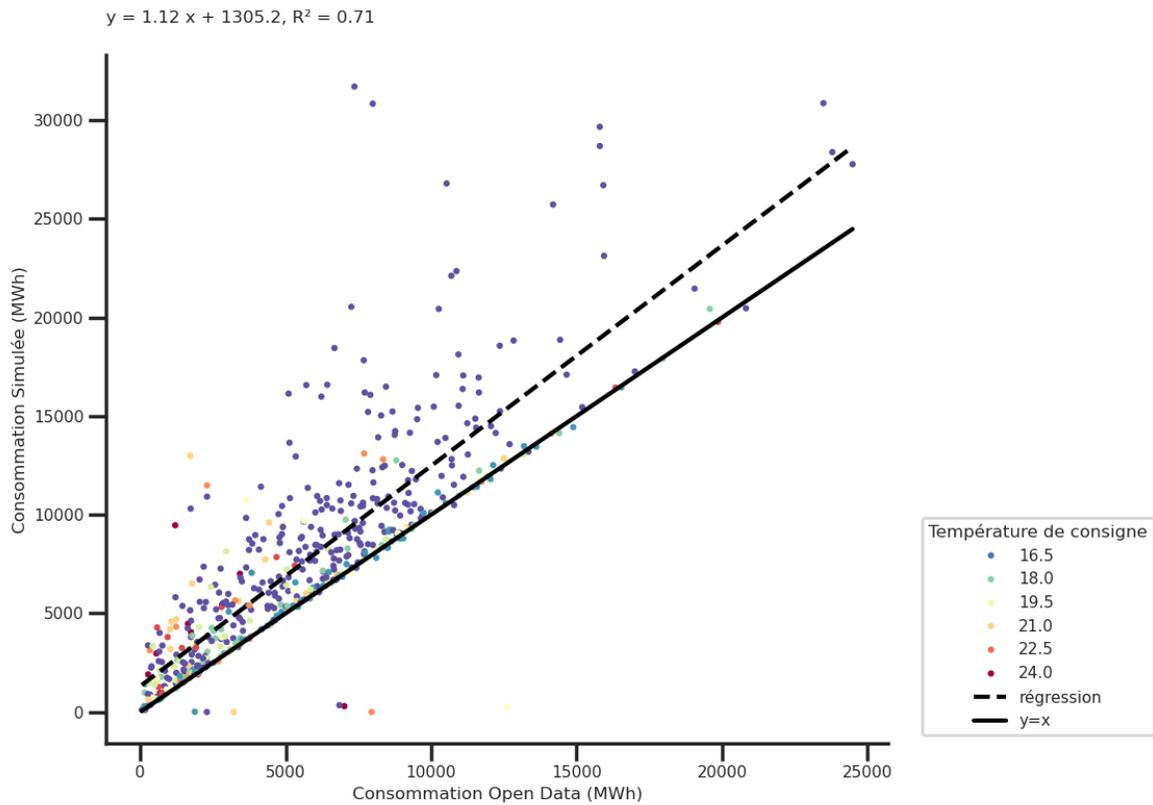


Fig. 8.9 – Consommation de gaz de réseau simulée en fonction de la consommation issue de l'Open Data pour la simulation qui minimise l'écart, chaque point est coloré en fonction de la température de consigne de la simulation

Cette manière de procéder permet de minimiser l'écart entre simulation et consommation mais entraîne une surreprésentation des consignes de températures basses du fait de la surestimation des consommations de gaz sur l'échantillon simulé :

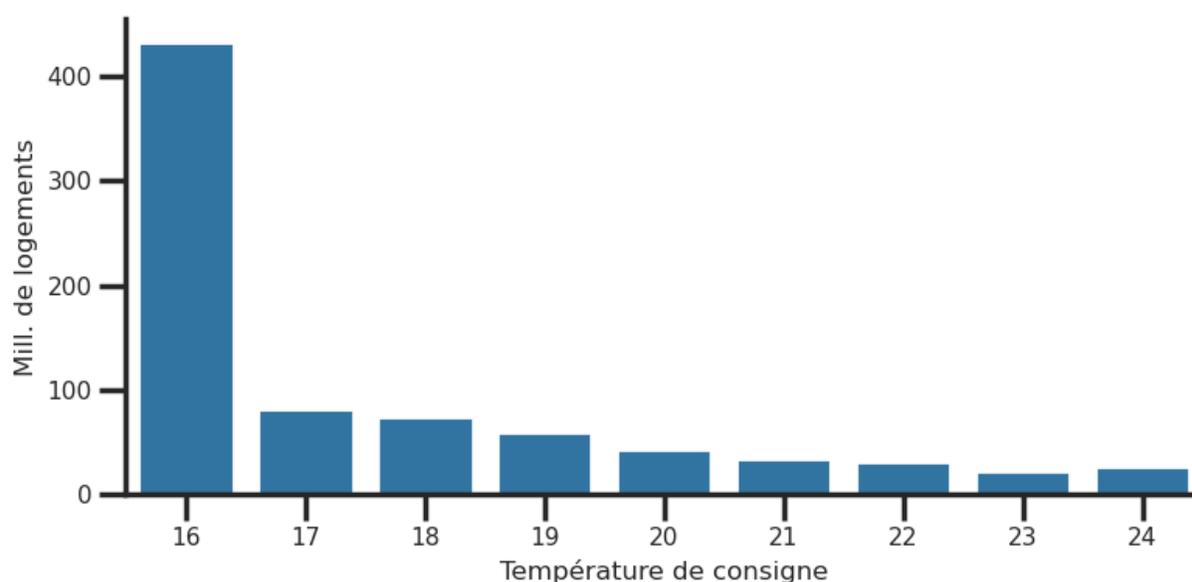


Fig. 8.10 – Distribution des températures de consignes pour les cas minimisant l'écart avec les données de consommation

Cette distribution peut être comparée avec la distribution des consignes de température obtenue lors d'enquêtes d'opinion :

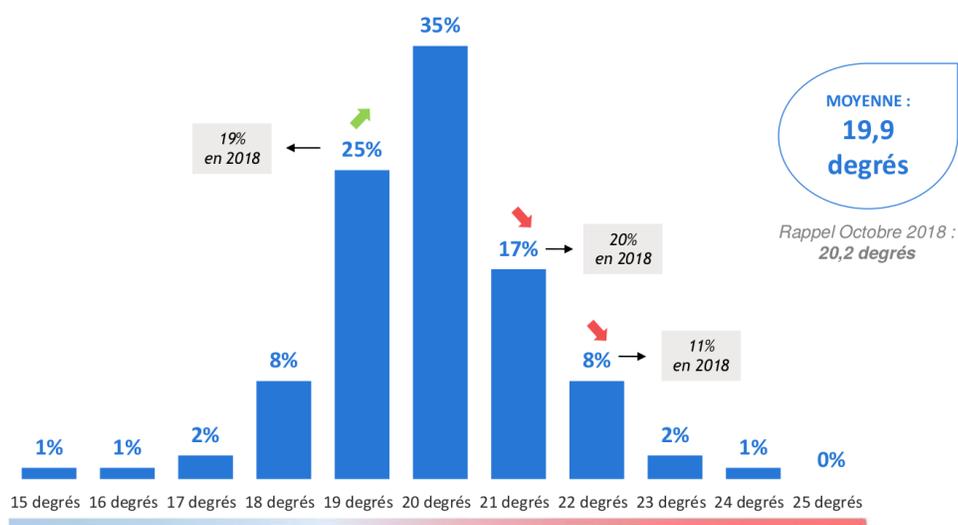


Fig. 8.11 – Distribution des consignes de températures idéales dans les logements (résidences principales). Source : Les attitudes et comportements des Français vis-à-vis du chauffage – Vague 2 (Novembre 2022, IFOP pour ENI)

Afin d'obtenir un compromis plus raisonnable entre cohérence avec les DLE et distribution des consignes de température, nous introduisons dans le calcul de l'écart un terme qui pénalise de manière quadratique

les températures éloignées de la valeur moyenne (20°C) :

$$Ecart'_{i,j} = Ecart_{i,j} + \alpha \times (20 - i)^2 \quad (8.9)$$

On peut alors faire augmenter la valeur du paramètre α jusqu'à obtenir une distribution des consignes de température cohérente avec les données issues des enquêtes d'opinion. Ci-dessous la distribution obtenue pour $\alpha = 0.01$:

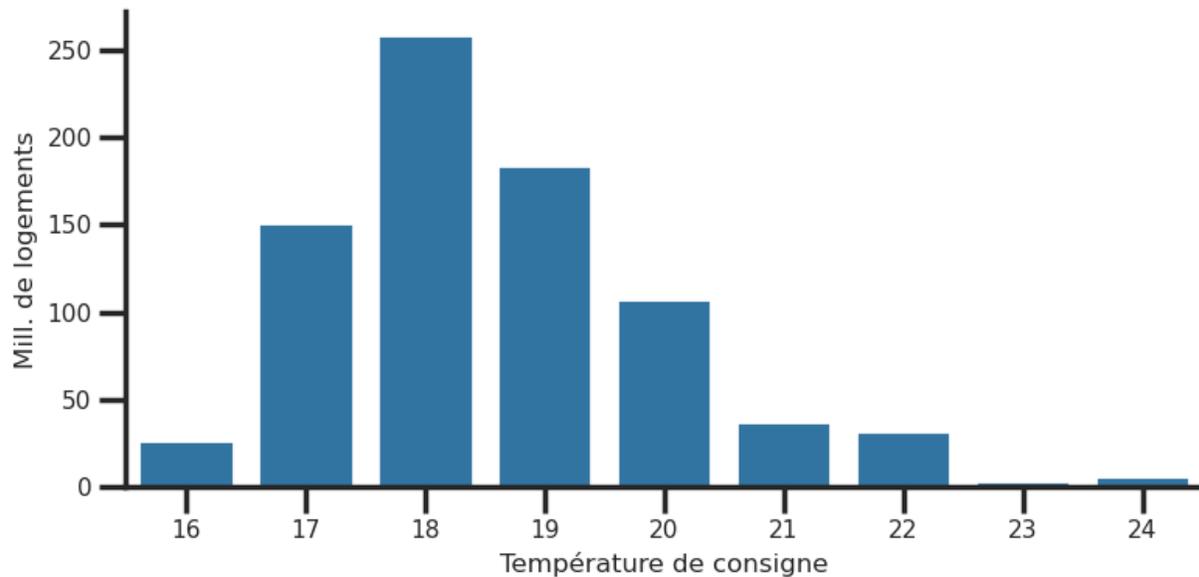


Fig. 8.12 – Distribution des températures de consignes pour les cas minimisant l'écart avec les données de consommation, en tenant compte de la pénalité sur les consignes de température éloignées de la valeur moyenne avec $\alpha = 0.01$

Suivi de la comparaison des résultats de simulation avec les DLE :

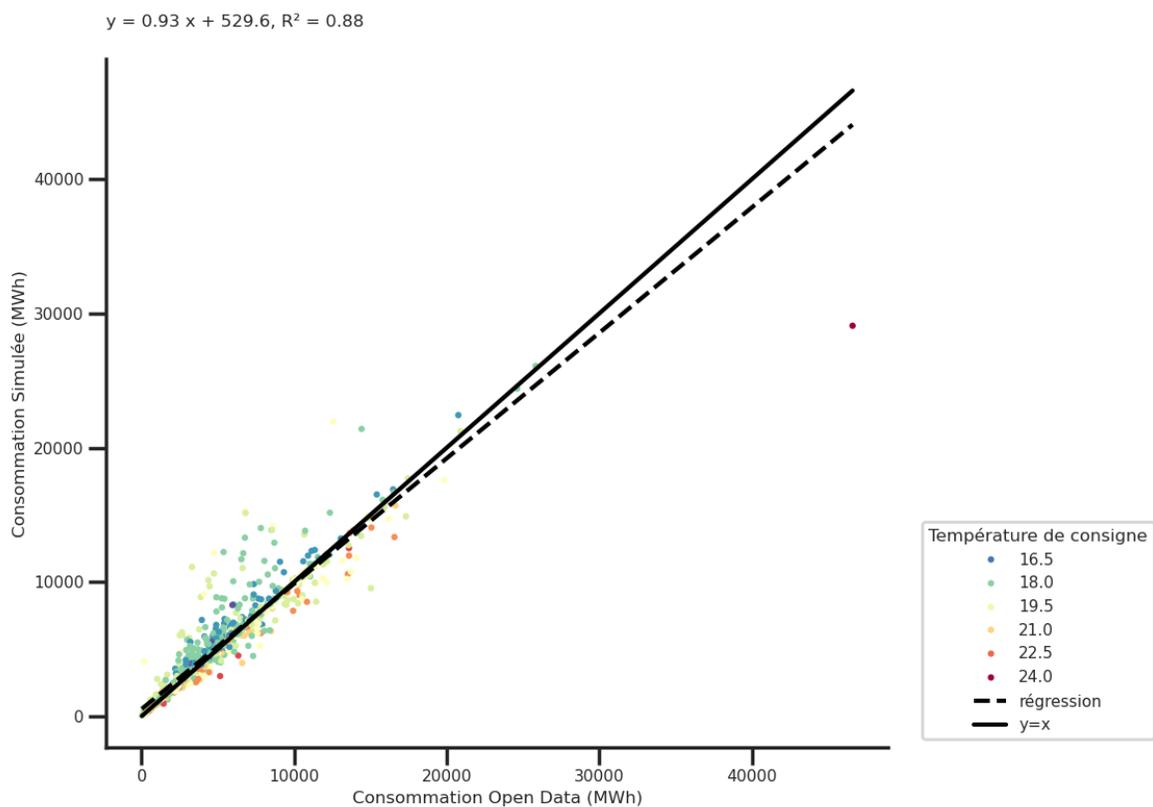


Fig. 8.13 – Consommation d’électricité simulée en fonction de la consommation issue de l’Open Data pour la simulation qui minimise l’écart en tenant compte de la pénalité sur les consignes de température avec $\alpha = 0.01$, chaque point est coloré en fonction de la température de consigne de la simulation

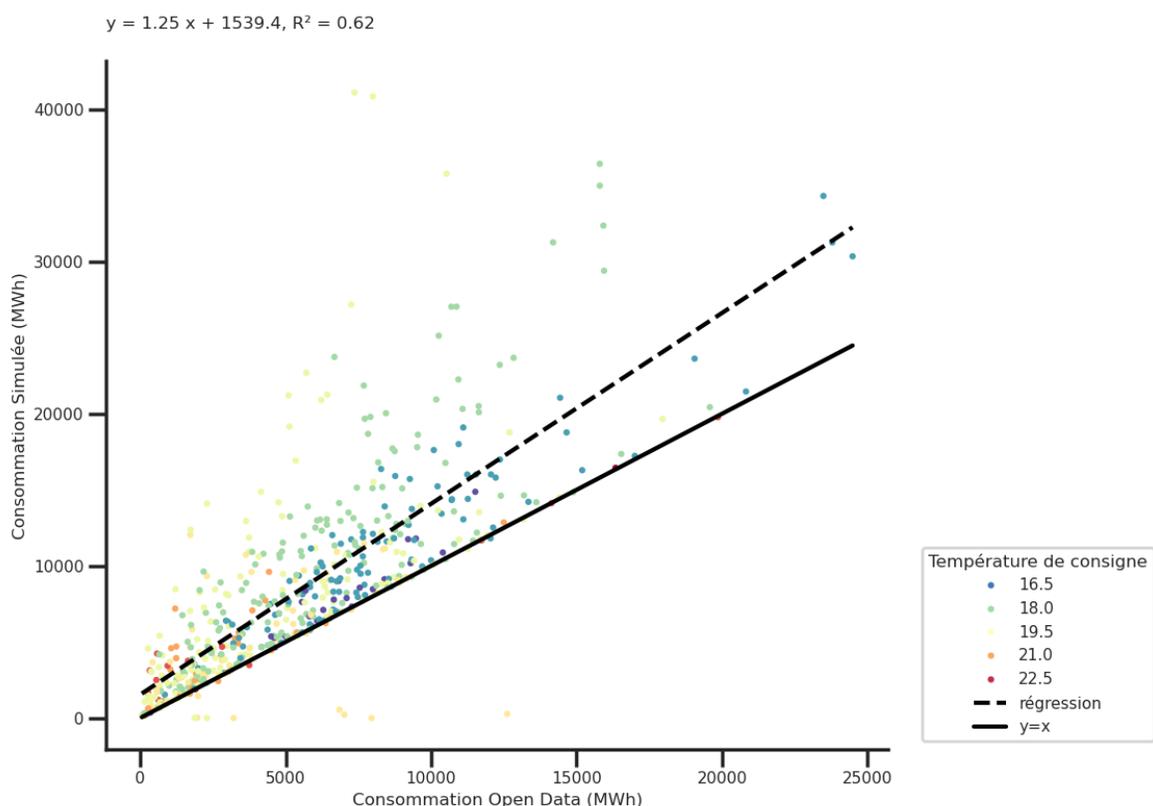


Fig. 8.14 – Consommation de gaz de réseau simulée en fonction de la consommation issue de l'Open Data pour la simulation qui minimise l'écart en tenant compte de la pénalité sur les consignes de température avec $\alpha = 0.01$, chaque point est coloré en fonction de la température de consigne de la simulation

L'application de cette procédure nous permet ainsi d'obtenir une estimation des consommations par usage et par combustible pour le secteur résidentiel, tout en disposant de caractéristiques des bâtiments (géométrie, performance de l'enveloppe, systèmes énergétiques) qui y sont associés.

8.3 Attribution des consommations statiques par bâtiment pour les autres secteurs

Pour les secteurs autre que résidentiel, nous réutilisons les données de consommations par bâtiment calculés par répartition des consommations IRIS proportionnellement à la surface (voir *_feeder_clustering*) pour la méthodologie).

8.4 Simulation des courbes de charges du secteur résidentiel

8.4.1 Usages spécifiques et comportement des occupants

La simulation des courbes de charges des usages spécifiques et du comportement des occupants repose sur la mise en oeuvre du package python Open Source pylpg qui propose une interface vers le simulateur LoadProfileGenerator développé par les auteurs de [Pflugradt *et al.*, 2022]. Ce simulateur implémente un modèle d'activité des occupants *desire-driven*, qui est ensuite combiné avec des courbes de charges unitaires pour obtenir la consommation d'électricité spécifique :

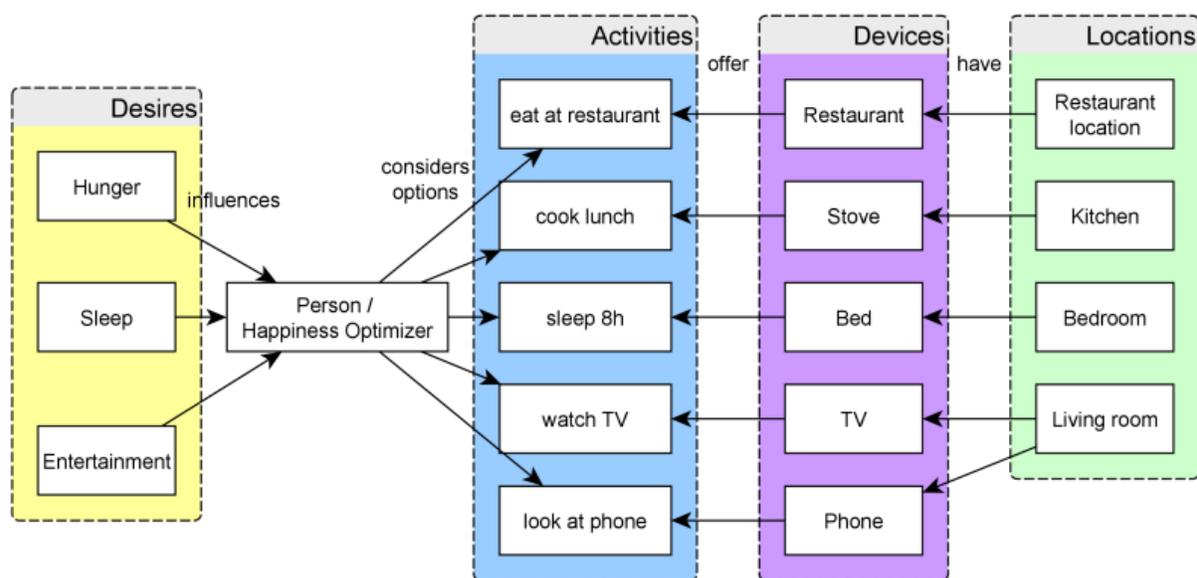


Fig. 8.15 – Vue simplifiée du principe de fonctionnement de LoadProfileGenerator [Pflugradt *et al.*, 2022]

Au-delà de la courbe de charge des usages spécifiques, l'intérêt de l'approche employée par LoadProfileGenerator est de permettre l'obtention des séries temporelles de soutirage d'eau chaude sanitaire, de présence et de sommeil des occupants que nous utiliserons comme données d'entrée des simulations de chauffage et d'eau chaude sanitaire.

Pour utiliser LoadProfileGenerator, il est nécessaire de spécifier une description des foyers à modéliser qui inclut la description des occupants (âge, sexe, type d'occupation) et de leurs équipements. Dans le cadre de cette étude, nous avons utilisé les modèles de 64 foyers fournis par défaut avec le simulateur. Afin de tenir compte du caractère stochastique du modèle, nous avons exécuté la simulation de chaque foyer 50 fois en faisant varier le paramètre *random_seed*, ce qui représente un total de 3200 simulations. De plus, la courbe de charge d'usage spécifique attribuée à chaque bâtiment est mise à l'échelle de manière à ce que l'énergie annuelle corresponde à la valeur calculée par buildingmodel.

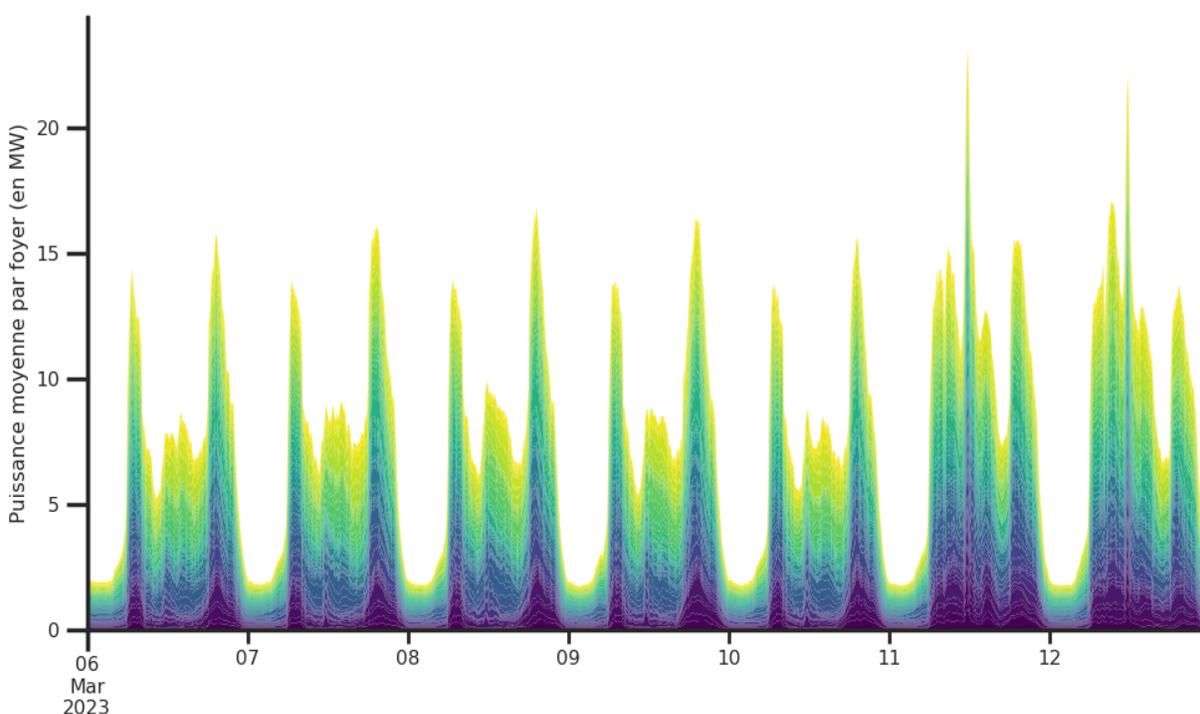


Fig. 8.16 – Consommation cumulée des 3200 foyers simulés pendant une semaine, pas de temps 10 minutes

8.4.2 Chauffage et eau chaude sanitaire

EnergyPlus

EnergyPlus est un logiciel open source de simulation énergétique des bâtiments développé par le U.S. Department of Energy. Il permet de modéliser les performances et consommations énergétiques et thermiques des bâtiments de manière dynamique en tenant compte de nombreux paramètres tels que :

- Les caractéristiques physiques des bâtiments (murs, fenêtres, toitures, etc.).
- Les systèmes de chauffage, ventilation, climatisation (CVC) et leurs interactions.
- Les calendriers d'occupation, les équipements électriques, et les profils d'utilisation.
- Les données climatiques locales.

EnergyPlus est un simulateur versatile qui peut être utilisé pour comparer l'efficacité énergétique de différentes solutions, tester des scénarios d'économie d'énergie, ou encore étudier les impacts des changements climatiques sur le confort intérieur et les consommations énergétiques. Contrairement à des outils plus simplifiés, il offre une grande précision grâce à sa capacité à modéliser des interactions dynamiques et complexes entre les différents sous-systèmes. Dans le cadre de cette étude, nous l'utiliserons pour modéliser la courbe de charge des chauffages et ballons d'eau chaude électriques en tenant compte des caractéristiques techniques des bâtiments, du comportement des occupants et du climat local réel.

Création des fichiers d'entrée à partir des résultats de buildingmodel

EnergyPlus est un outil de simulation qui fonctionne en lisant des fichiers d'entrée et en écrivant des fichiers de résultats. L'enjeu principal consiste donc à produire de manière automatisée des fichiers d'entrée EnergyPlus à partir des descriptions géométriques et techniques des bâtiments obtenues lors de la mise en oeuvre de buildingmodel pour calculer les consommations annuelles. Dans ce but, nous appliquons la procédure suivante en utilisant le [package eppy](#) :

1. Simplification de la géométrie de l'empreinte au sol en rectangle de même périmètre
2. Découpage des étages en zones thermiques (une par logement)
3. Initialisation du fichier IDF (inclus les conditions de dimensionnement)
4. Création de l'objet *Building* en tenant compte de l'orientation du bâtiment
5. Définition de la température du sol à l'aide d'un modèle simplifié sinusoïdal
6. Définition des paramètres de simulation (date début et fin, pas de temps -5 minutes-, etc.)
7. Création des objets *Construction* à partir de combinaisons d'objet *Material* par type de paroi et pour lesquelles l'épaisseur de l'isolant est adaptée pour correspondre à la valeur U issue de buildingmodel. Ceci est réalisé pour les murs extérieurs, toitures, planchers bas, cloisons intérieures, planchers intérieurs, plafonds intérieurs et vitrages.
8. Création des fichiers csv contenant les consignes de température du chauffage, les nombres d'occupants présents, les consommations des usages spécifiques de l'électricité et les tirages d'eau chaude. Les données sont issues des simulations LoadProfileGenerator et sont fournies à l'échelle de la zone thermique.
9. Création des zones thermiques (objet *ZONE*)
10. Création des parois (objets *BuildingSurface :Detailed* entourant chaque zone et utilisant les objets *Construction* correspondants)
11. Création des objets *ZoneInfiltration :DesignFlowRate* modélisant les pertes par ventilation et infiltration
12. Création des systèmes de chauffage et ballons d'eau chaude
13. Création des objets *Schedule* permettant de faire le lien avec les conditions limites définies dans les fichiers csv

Une fois le fichier IDF produit, lancer une simulation consiste simplement appeler l'exécutable EnergyPlus en passant le chemin vers le fichier IDF et le fichier météo en argument.

Exemples de résultats bruts

Dans cette section, nous présentons les résultats bruts des simulations EnergyPlus pour différents bâtiments et en agrégeant à différents pas de temps.

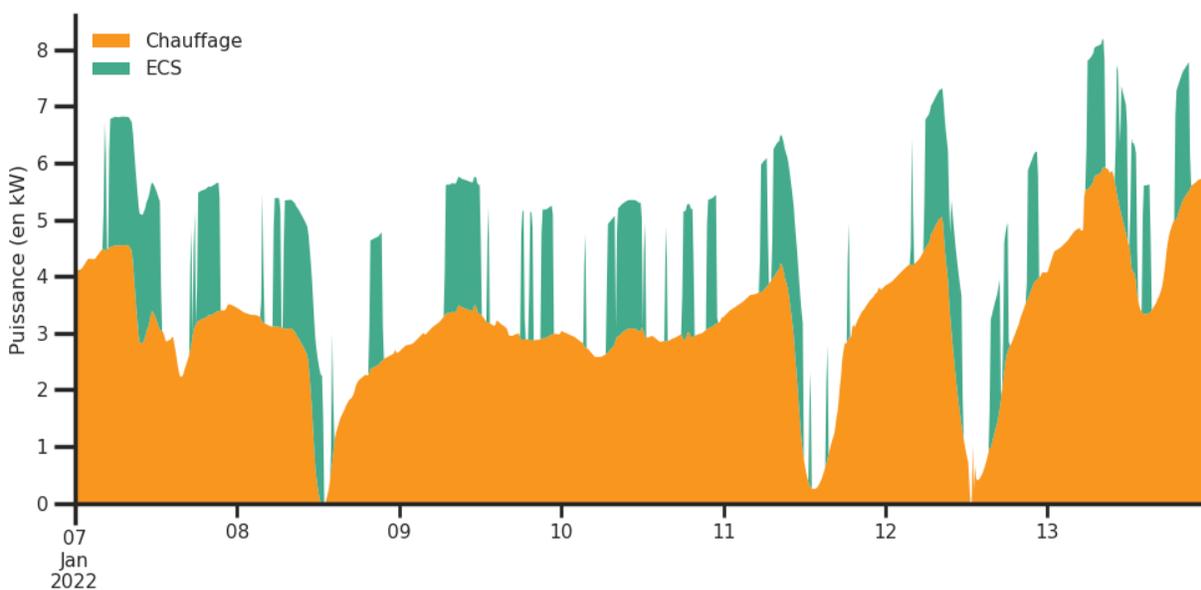


Fig. 8.17 – Courbe de charge chauffage et ECS, maison individuelle, banlieue de Toulouse, semaine d'hiver, pas de temps 10 minutes

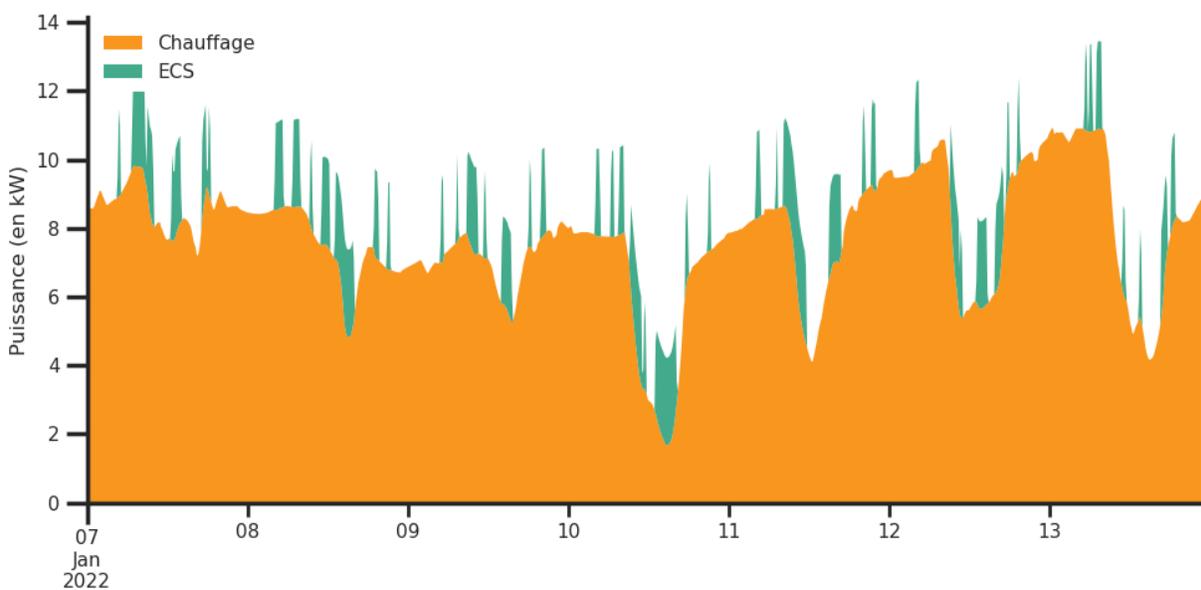


Fig. 8.18 – Courbe de charge chauffage et ECS, maison individuelle, banlieue de Lyon, semaine d'hiver, pas de temps 10 minutes

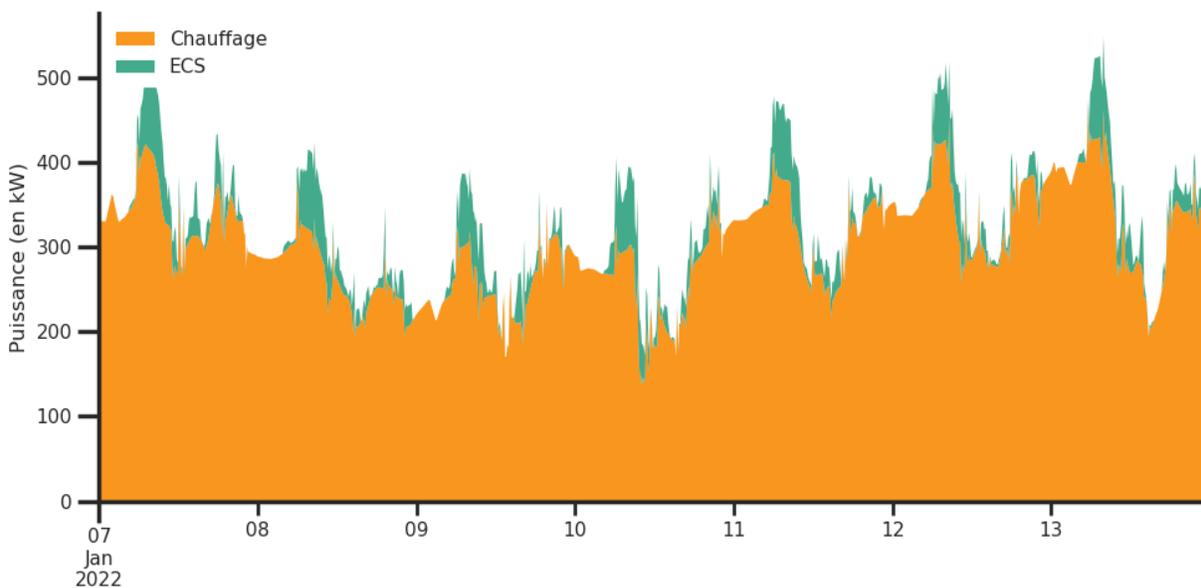


Fig. 8.19 – Courbe de charge chauffage et ECS, logements collectifs, banlieue de Lyon, semaine d’hiver, pas de temps 10 minutes

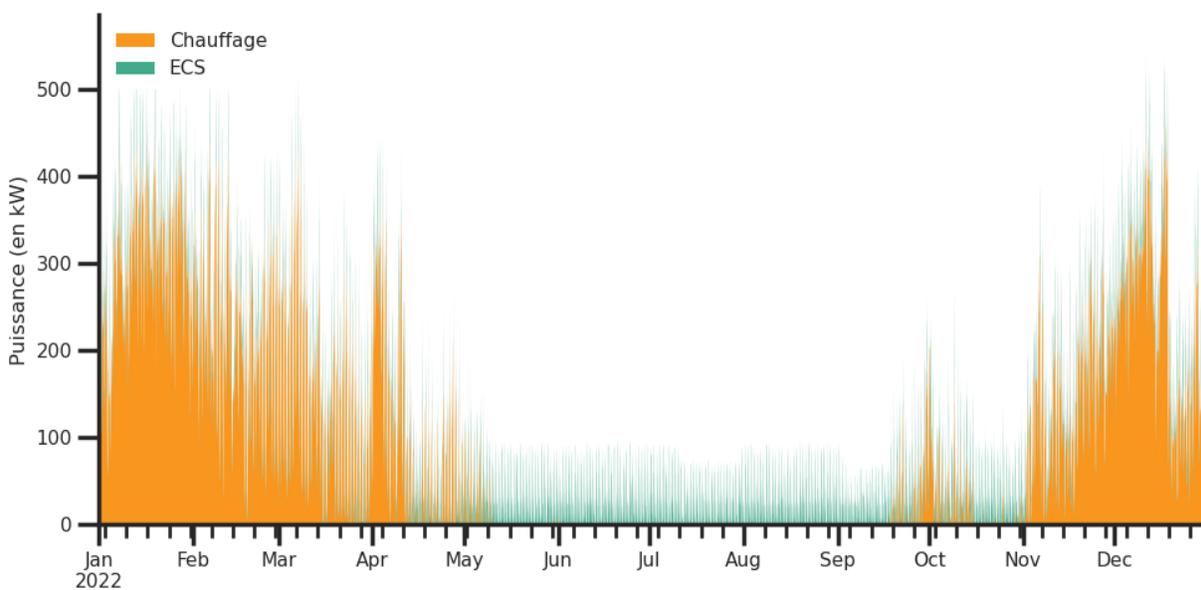


Fig. 8.20 – Courbe de charge chauffage et ECS, logements collectifs, banlieue de Lyon, année entière, pas de temps 10 minutes

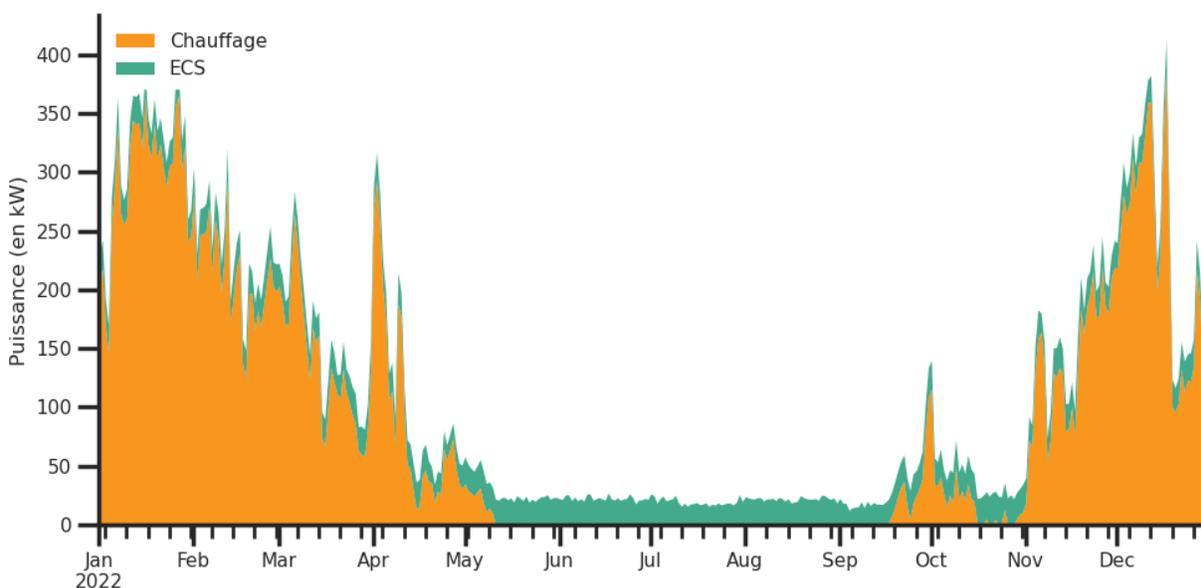


Fig. 8.21 – Courbe de charge chauffage et ECS, logements collectifs, banlieue de Lyon, année entière, pas de temps jour

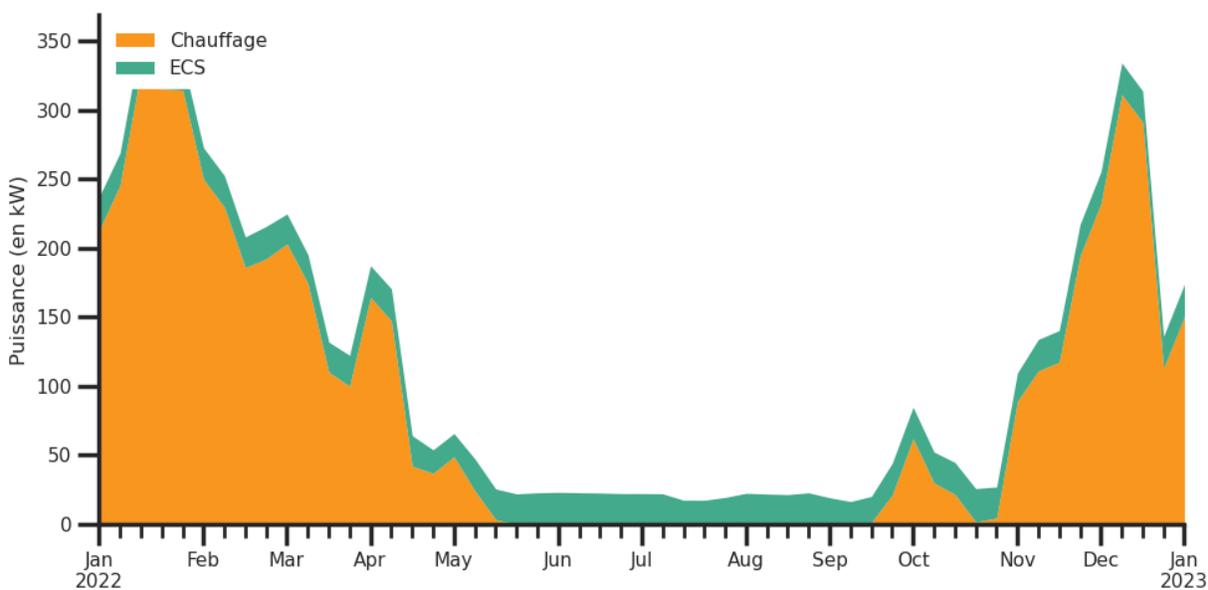


Fig. 8.22 – Courbe de charge chauffage et ECS, logements collectifs, banlieue de Lyon, année entière, pas de temps semaine

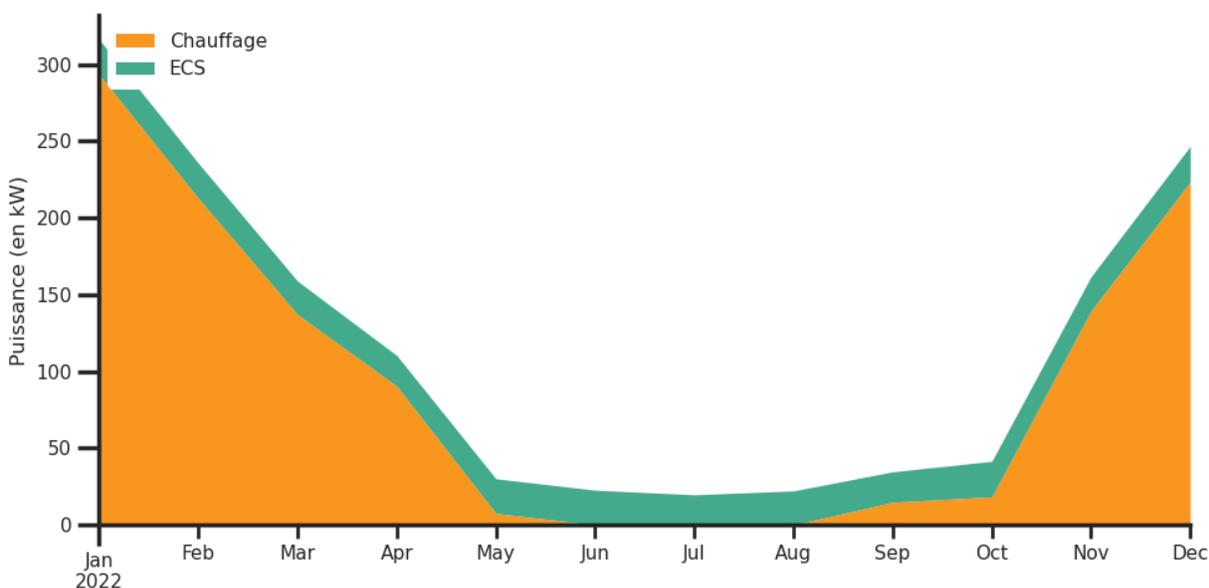


Fig. 8.23 – Courbe de charge chauffage et ECS, logements collectifs, banlieue de Lyon, année entière, pas de temps mois

Adaptation des résultats

De la même manière que pour les courbes de charges d'usages spécifiques, les courbes de charge des usages thermiques sont mises à l'échelle de façon à ce que l'énergie annuelle corresponde aux résultats de buildingmodel (qui eux-mêmes ont été sélectionnés pour correspondre aux données locales de l'énergie).

De plus, nous appliquons un décalage sélectionné aléatoirement (entre -6 et +6 heures) aux courbes de consommations d'ECS afin d'émuler l'effet de lissage introduit par l'existence des tarifs jour/nuit, que le modèle ne prend pas en compte nativement.

8.5 Simulation des courbes de charges des autres secteurs

Pour les bâtiments des secteurs non résidentiels, la génération de la courbe de charge électrique consiste à mettre à l'échelle un des profils issu du jeu de données ELMAS afin de faire coïncider l'énergie annuelle à la valeur obtenue par croisement entre la BDTPO et les données locales de l'énergie.

Afin d'assigner un profil à chaque bâtiment, la procédure suivante est mise en oeuvre :

1. Une variable Section (au sens du fichier ELMAS NACE_classification.csv) est tirée au hasard parmi les section correspondant à l'usage du bâtiment (voir tableau *Section par usage*)
2. Un code NACE correspondant à la Section est tiré au hasard
3. Le Cluster correspondant au code NACE est assigné au bâtiment

Tableau 8.6 – Section par usage

Usage	Section
Agricole	A
Commercial et services	F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, S
Industriel	B, C, D, E
Religieux	R
Sportif	R

8.6 Exemples de résultats par départ HTA

Dans cette section, nous présentons des courbes de charge par usage agrégées à l'échelle de trois départs HTA afin d'illustrer les résultats de simulation complets.

Les 1ers résultats présentent les courbes à pas de temps 10 minutes pour une semaine d'hiver et une semaine d'été.

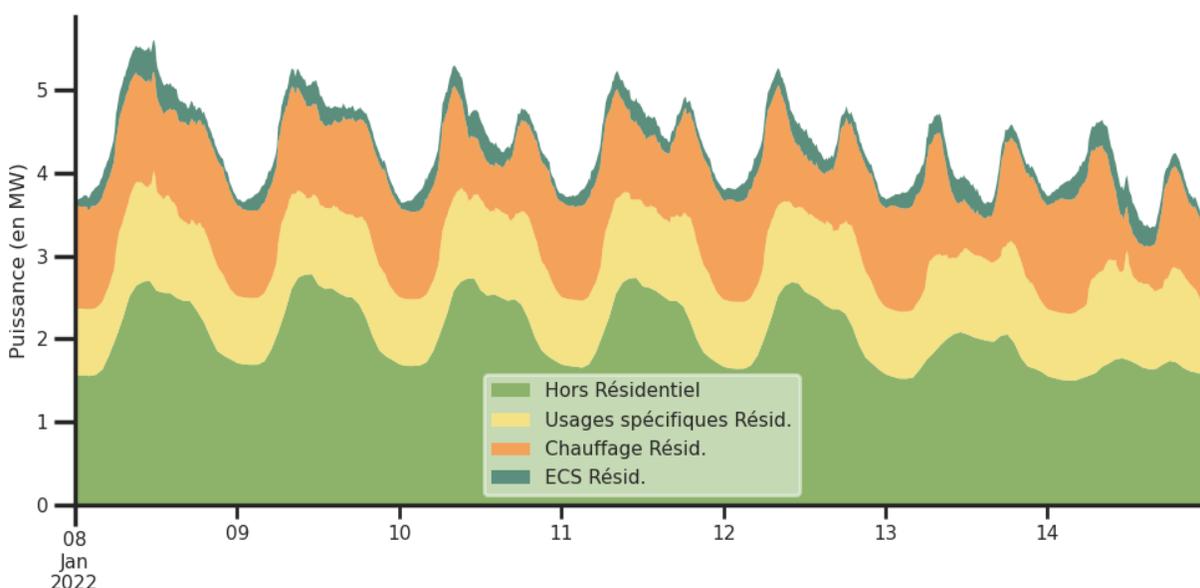


Fig. 8.24 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Genève, semaine d'hiver, pas de temps 10 minutes

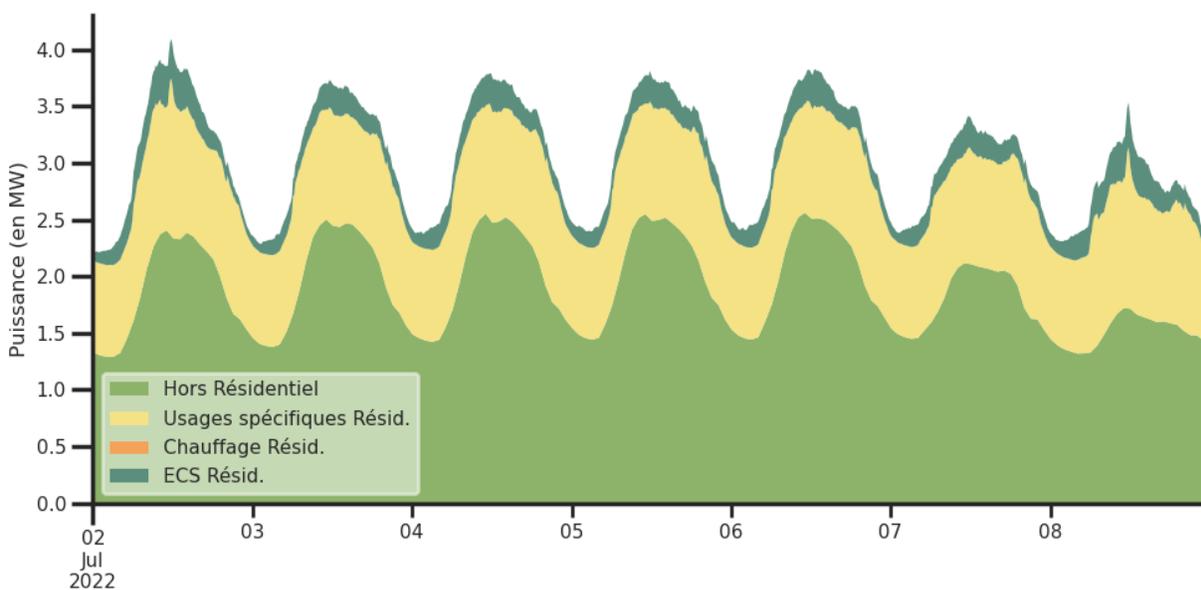


Fig. 8.25 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Genève, semaine d’été, pas de temps 10 minutes

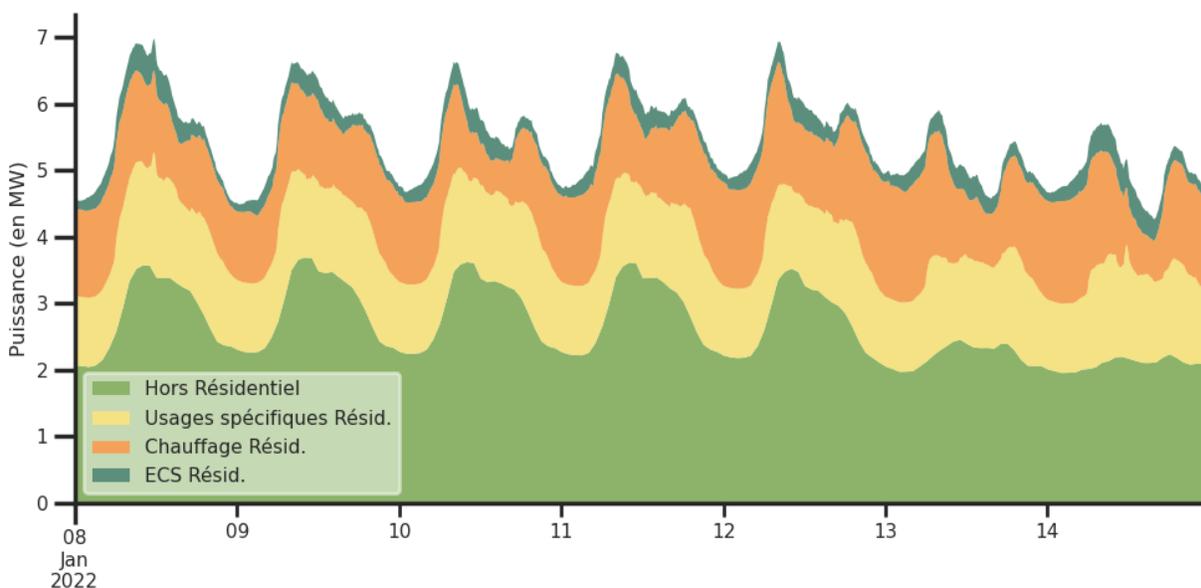


Fig. 8.26 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Lyon, semaine d’hiver, pas de temps 10 minutes

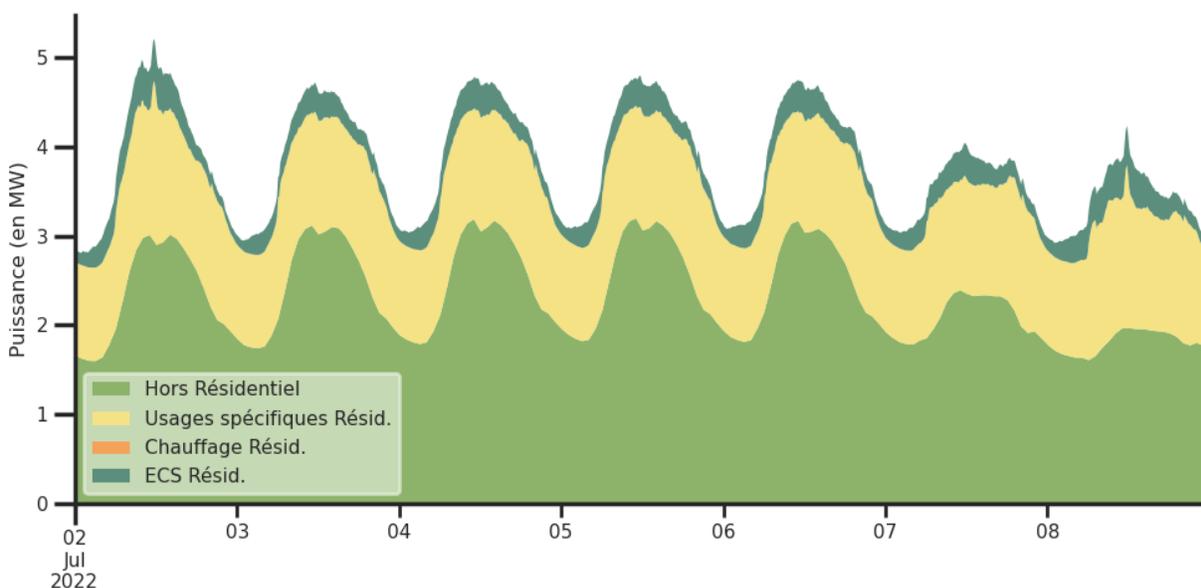


Fig. 8.27 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Lyon, semaine d’été, pas de temps 10 minutes

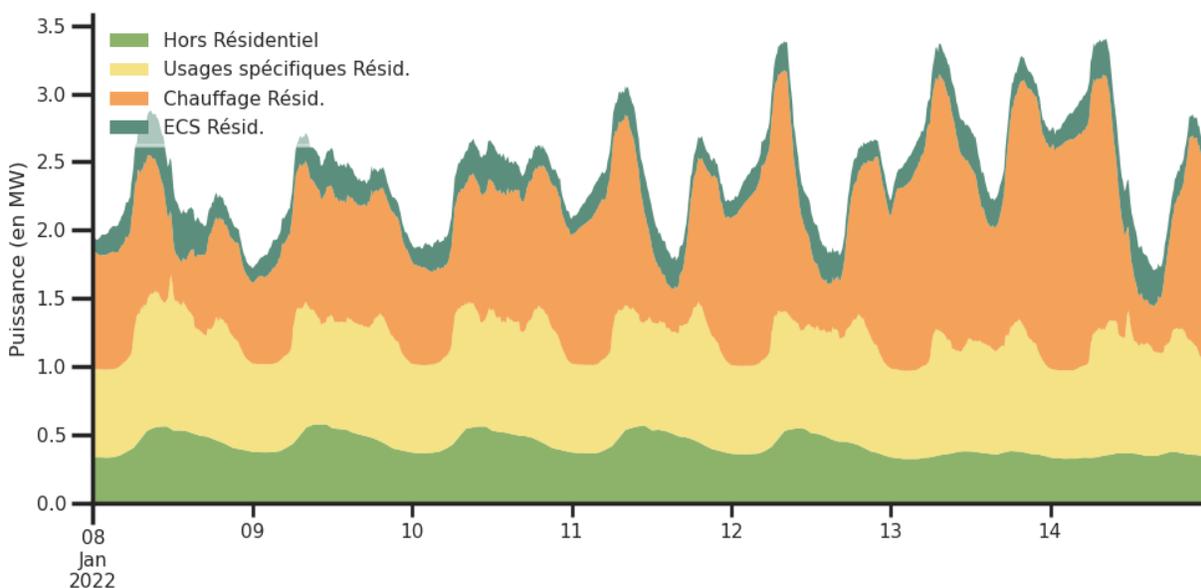


Fig. 8.28 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Toulouse, semaine d’hiver, pas de temps 10 minutes

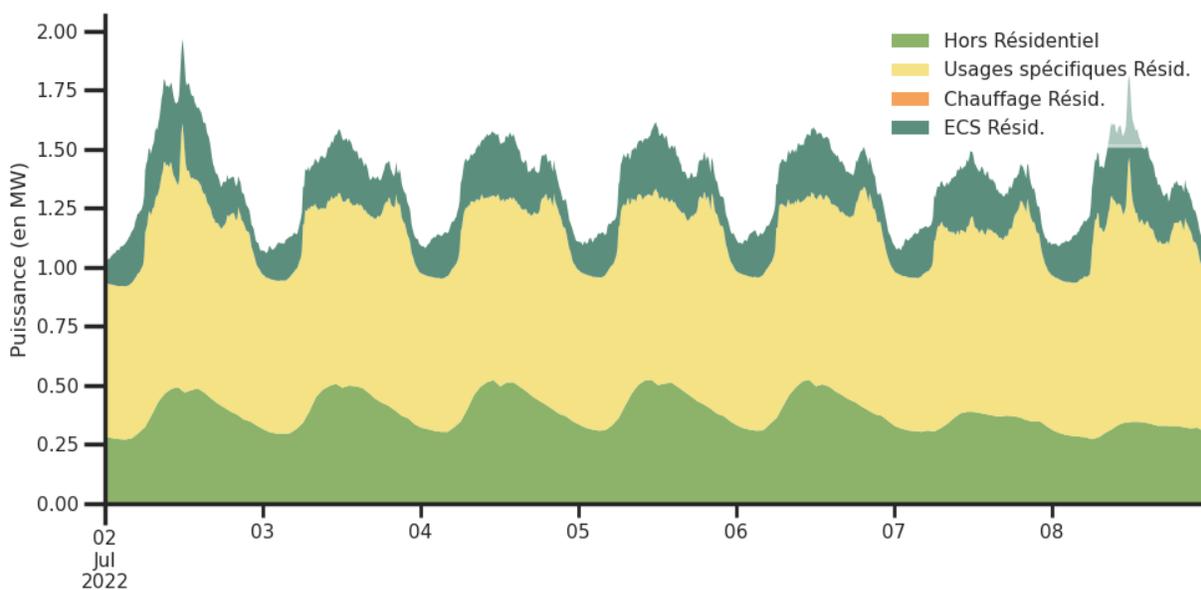


Fig. 8.29 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Toulouse, semaine d’été, pas de temps 10 minutes

Les résultats suivants mettent en évidence les différentes échelles temporelles (saisonnière, hebdomadaire, journalière) auxquelles une périodicité de la consommation peut être observée.

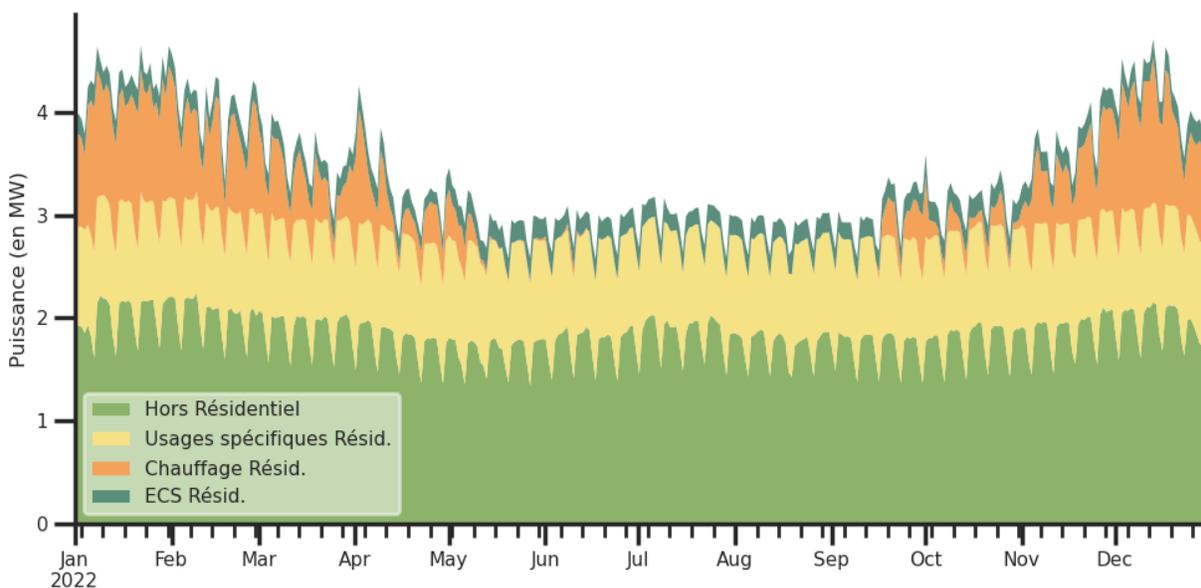


Fig. 8.30 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Genève, année complète, pas de temps 1 jour

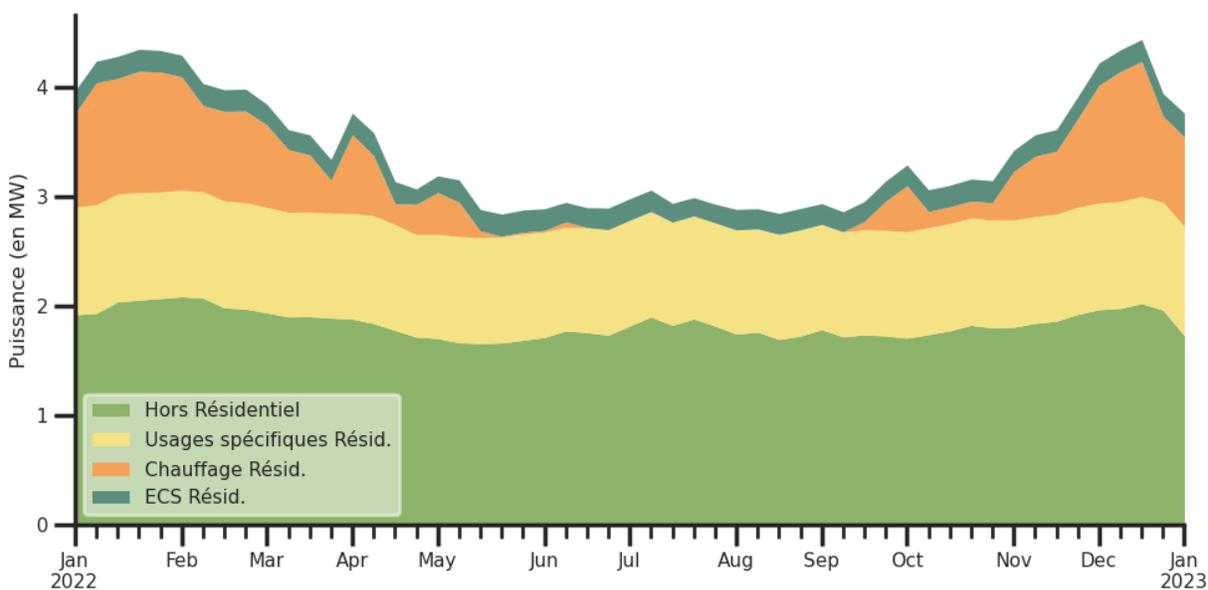


Fig. 8.31 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Genève, année complète, pas de temps 1 semaine

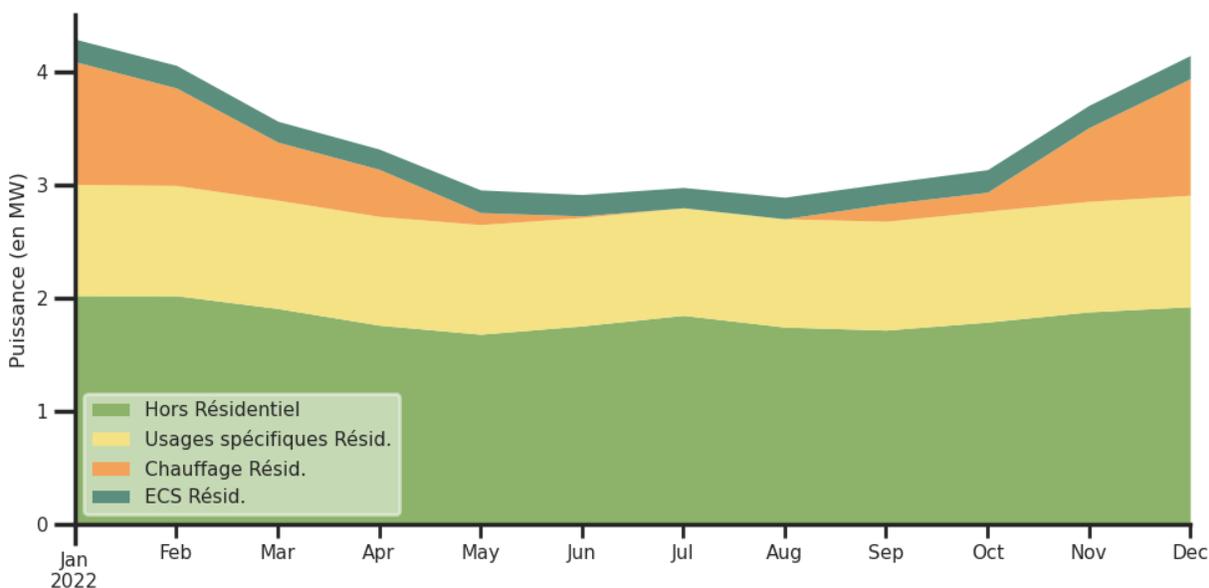


Fig. 8.32 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Genève, année complète, pas de temps 1 mois

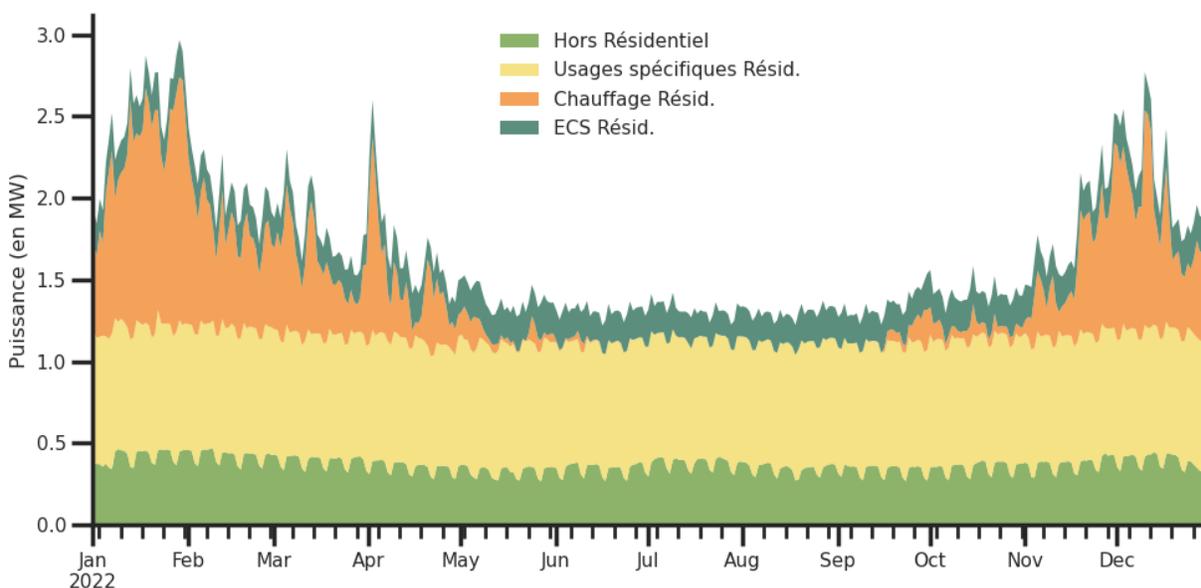


Fig. 8.33 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Toulouse, année complète, pas de temps 1 jour

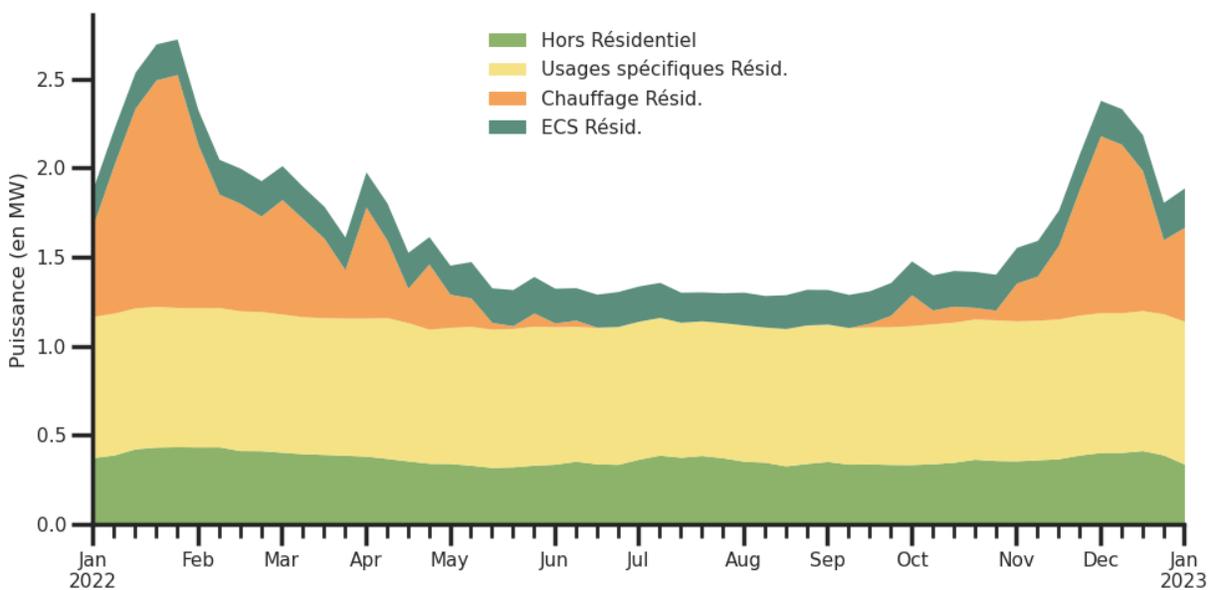


Fig. 8.34 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Toulouse, année complète, pas de temps 1 semaine

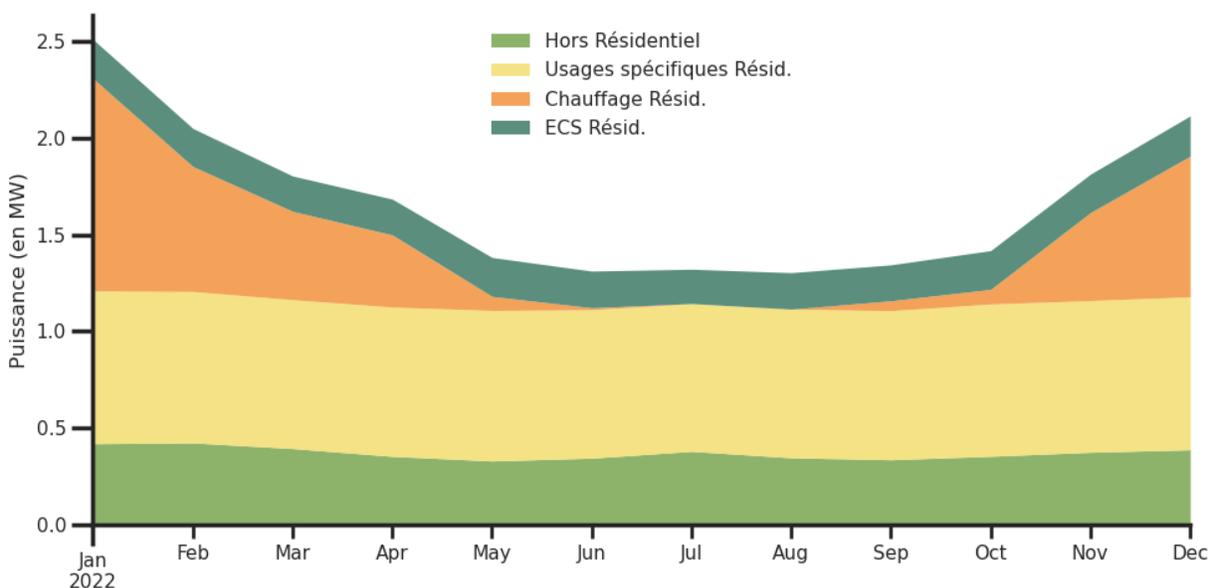


Fig. 8.35 – Courbe de charge par usage, départ HTA, banlieue de Toulouse, année complète, pas de temps 1 mois

8.7 Comparaison des résultats échelle France avec les données Enedis

Afin d'obtenir une estimation de la courbe de charge soutirée au réseau de distribution à l'échelle nationale, nous utilisons la somme des courbes de charge des départs représentatifs pondérée par la taille du cluster associé. Nous pouvons alors comparer ce résultat de simulation aux données Enedis, en différenciant le secteur résidentiel des autres secteurs.

Note : Bien que les données météo réelles de l'année 2022 aient été utilisées, les simulations ont été réalisées pour une année générique sans réaligement du calendrier sur celui de l'année 2022. Il existe donc un décalage entre les jours de semaine/week-end simulés et ceux de l'année 2022 réelle.

8.7.1 Secteur résidentiel

Nous commençons par comparer les courbes de charges annuelles du secteur résidentiel à différentes résolutions temporelles.

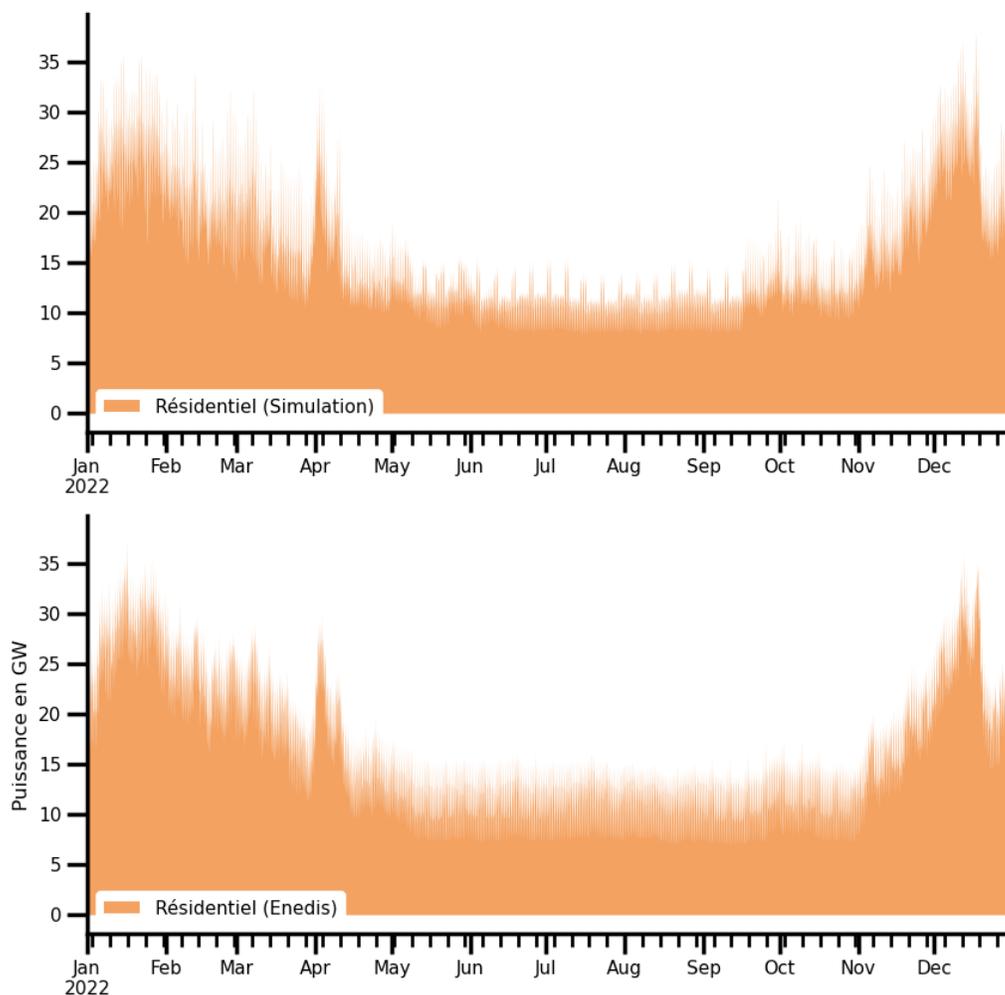


Fig. 8.36 – Courbes de charge du secteur résidentiel, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 heure

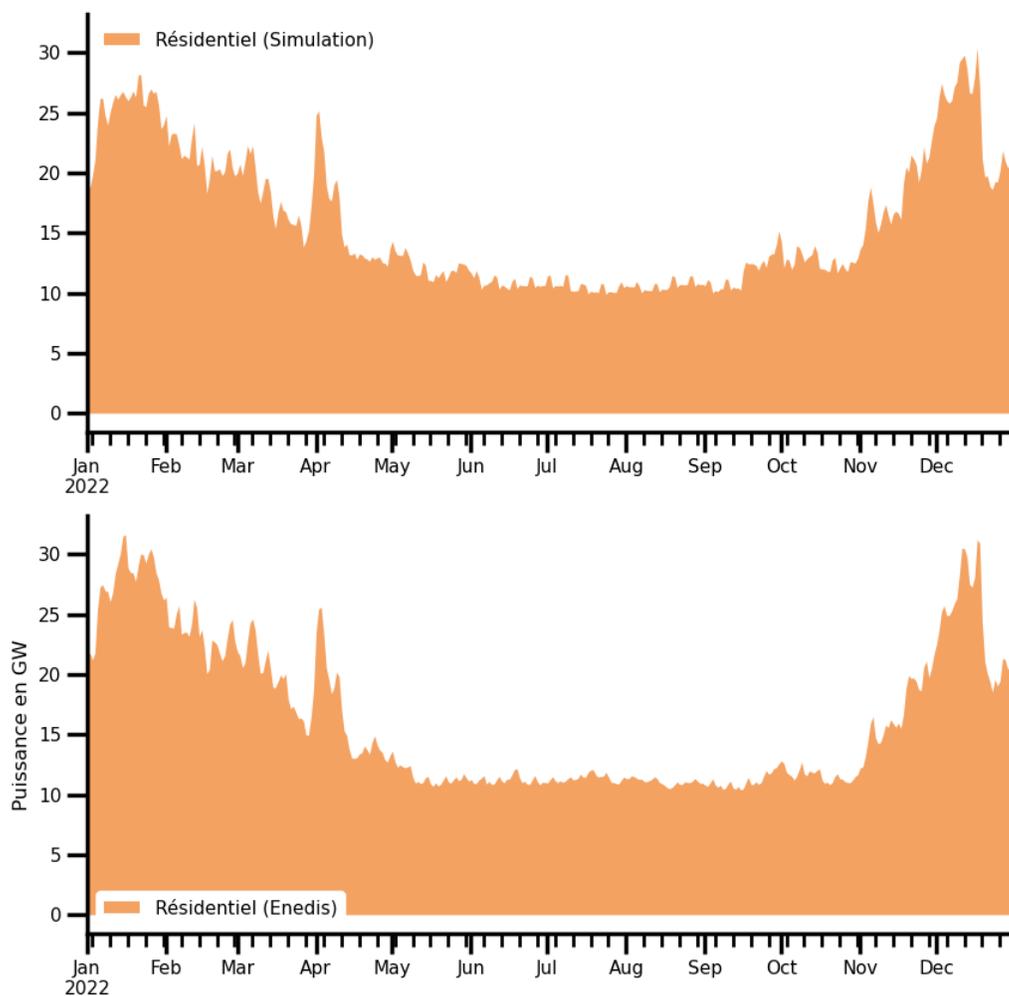


Fig. 8.37 – Courbes de charge du secteur résidentiel, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 jour

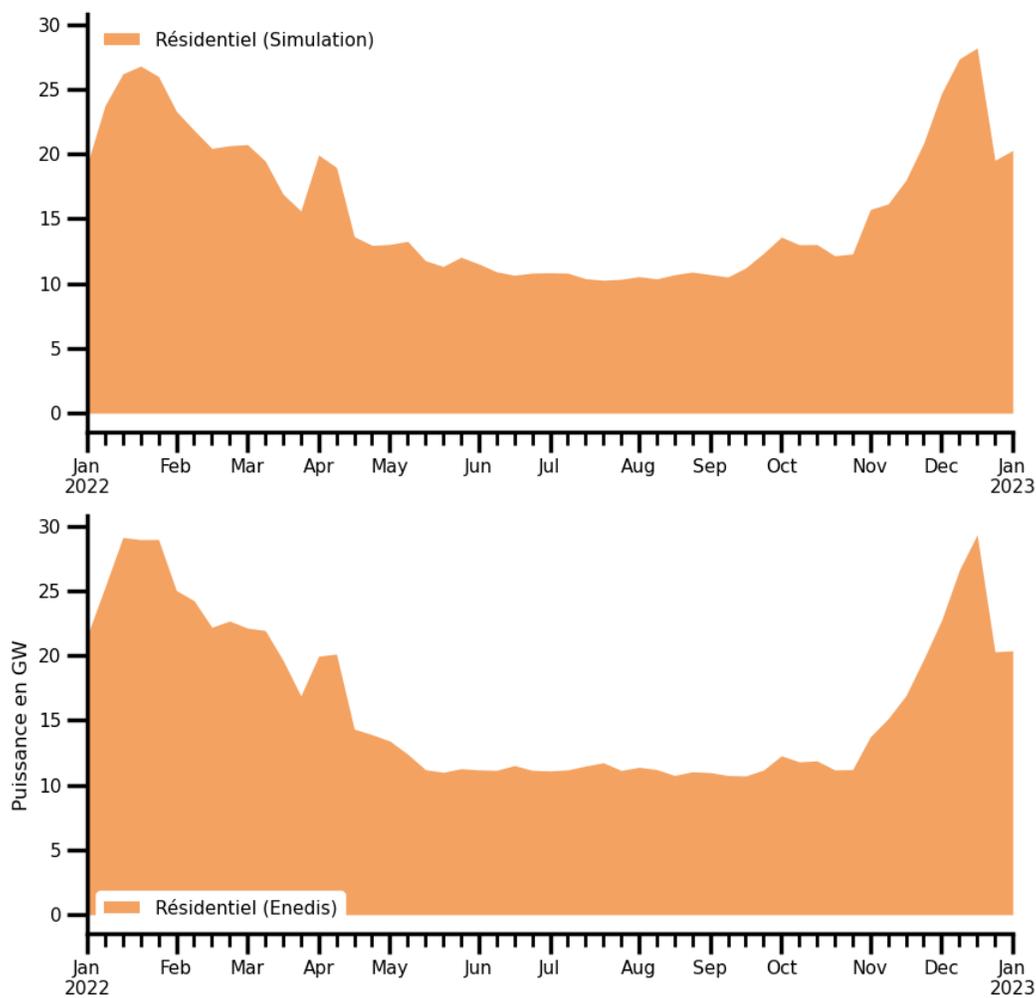


Fig. 8.38 – Courbes de charge du secteur résidentiel, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 semaine

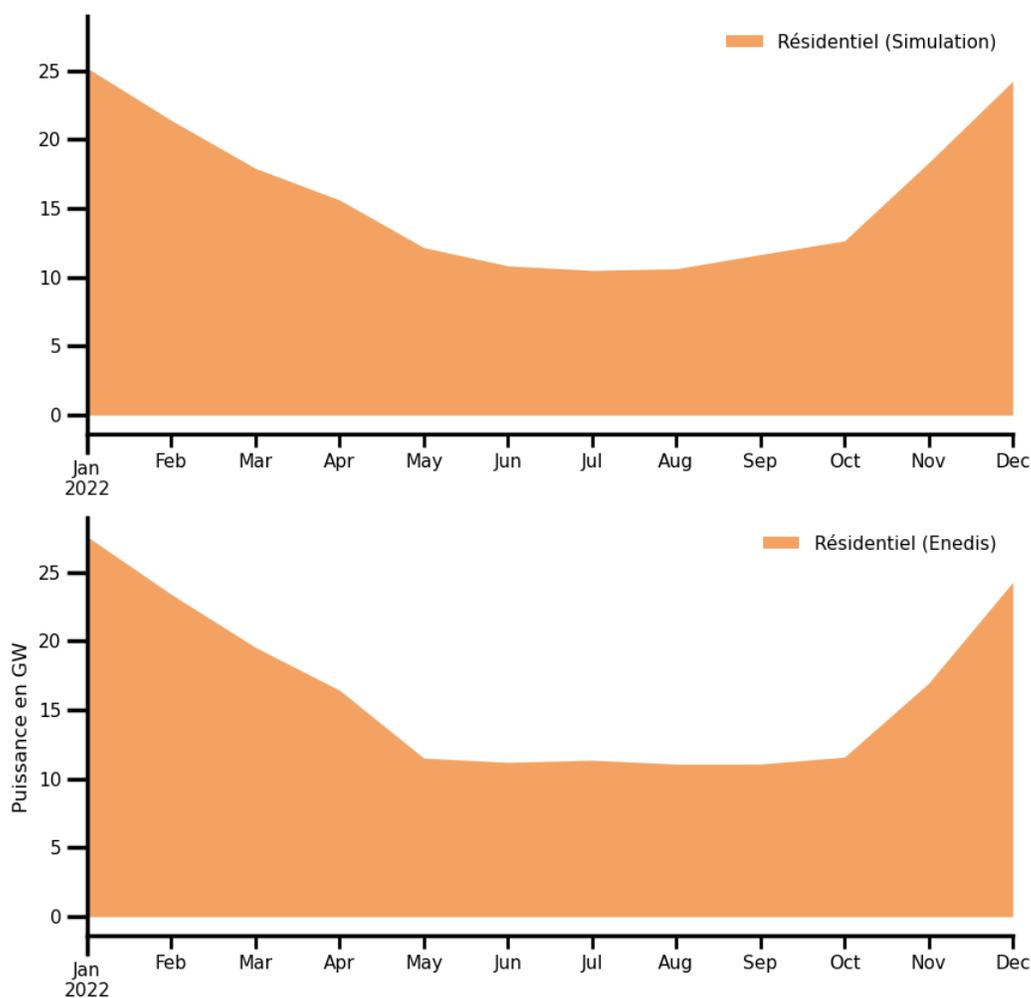


Fig. 8.39 – Courbes de charge du secteur résidentiel, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 mois

On peut constater que les énergies annuelles sont similaires (139 TWh simulés, 143 TWh Enedis), que la saisonnalité et la thermosensibilité sont bien représentées et que les valeurs extrêmes sont très proches (38 GW pointe simulée, 38 GW pointe Enedis, 8 GW puissance minimale simulée, 7 GW puissance minimale Enedis). Il semblerait que la définition des saisons de chauffe -uniforme pour l'ensemble des logements actuellement- pourrait être affinée afin de mieux représenter les comportements des mois de mai, septembre et octobre.

Si on s'intéresse aux courbes de charge horaires sur deux semaines (hiver Fig. 8.40 et été Fig. 8.41), d'autres opportunités d'amélioration peuvent être identifiées :

- Cycle hebdomadaire : si on considère la semaine d'été (sans chauffage), on observe que les courbes de charges des usages spécifiques produite par LoadProfileGenerator (cf Fig. 8.16) inclut une consommation significativement supérieure le week-end, tandis que les données Enedis n'en

font pas état

- Cycle journalier : de même, le cycle journalier ne suit pas la même dynamique à la fois en termes d'amplitude de variation (en semaine) et du fait de la présence d'un pic de consommation en milieu de journée dans les simulations.
- Relance des chauffages le matin : si on considère la semaine d'hiver, on peut observer que la relance du chauffage le matin en simulation induit un pic de puissance supérieur à ce qui est observée dans les données Enedis. Ceci peut être dû à plusieurs facteurs : dimensionnement excessif des chauffages électriques, synchronisation trop importante du comportement des occupants (trop de réveils simultanés) ou part d'occupants baissant la consigne de température la nuit trop importante.

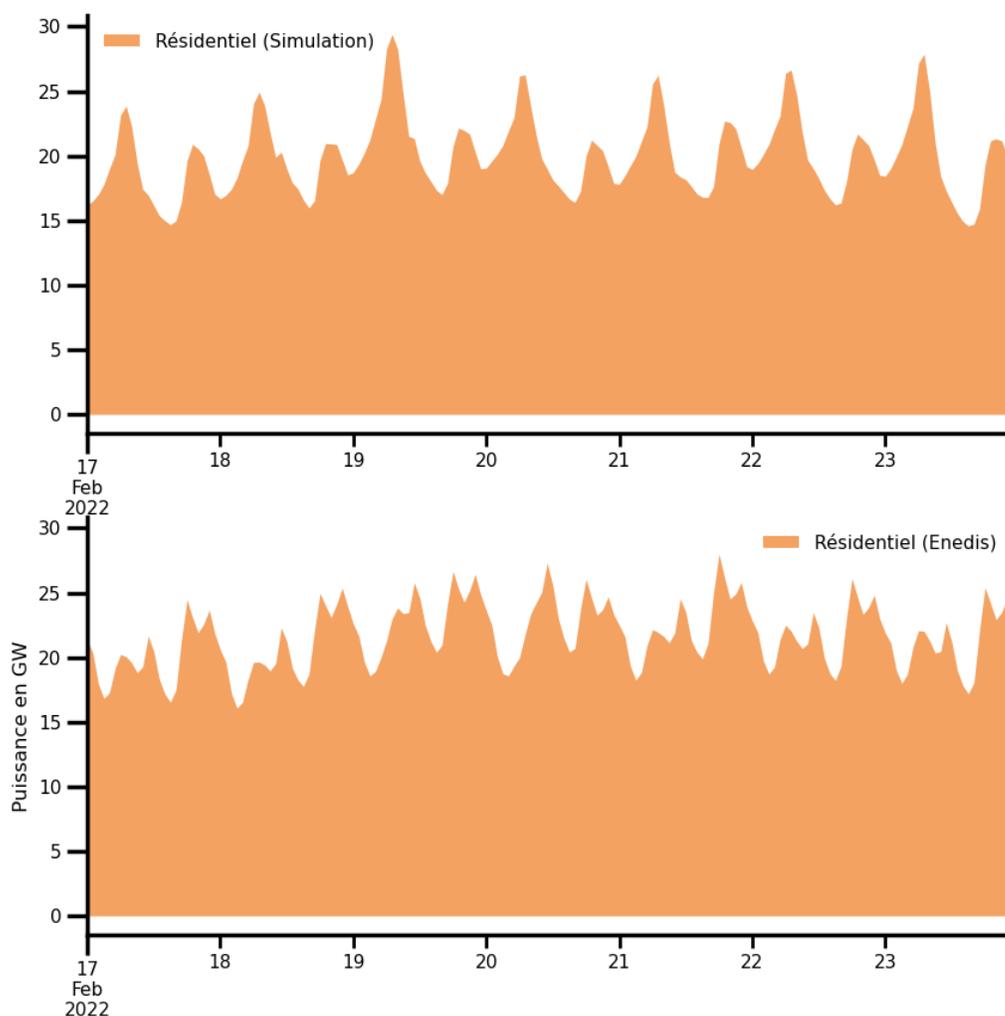


Fig. 8.40 – Courbes de charge du secteur résidentiel, obtenue par simulation et fournie par Enedis, semaine d'hiver, pas de temps 1 heure

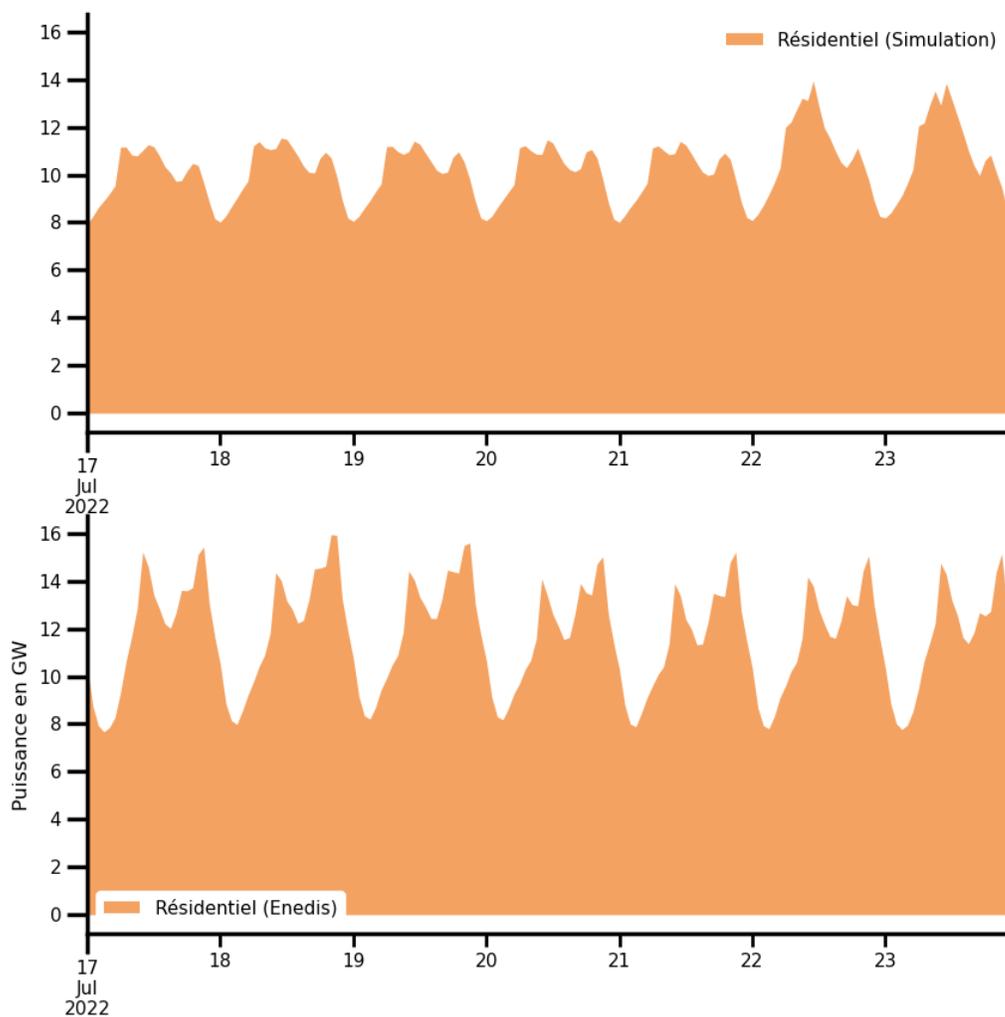


Fig. 8.41 – Courbes de charge du secteur résidentiel, obtenue par simulation et fournie par Enedis, semaine d'été, pas de temps 1 heure

8.7.2 Autres secteurs

Nous pouvons procéder à une comparaison similaire pour les courbes de charge des secteurs autres que le résidentiel.

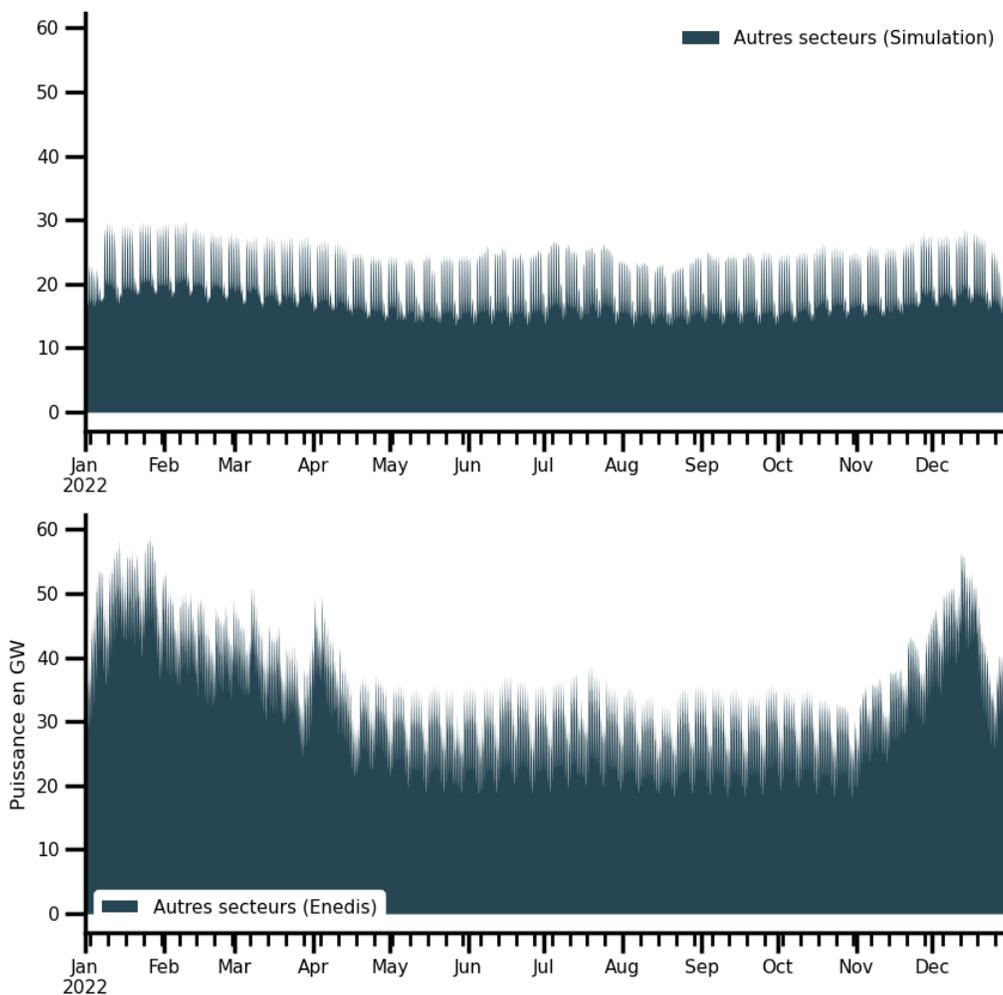


Fig. 8.42 – Courbes de charge du autres secteurs, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 heure

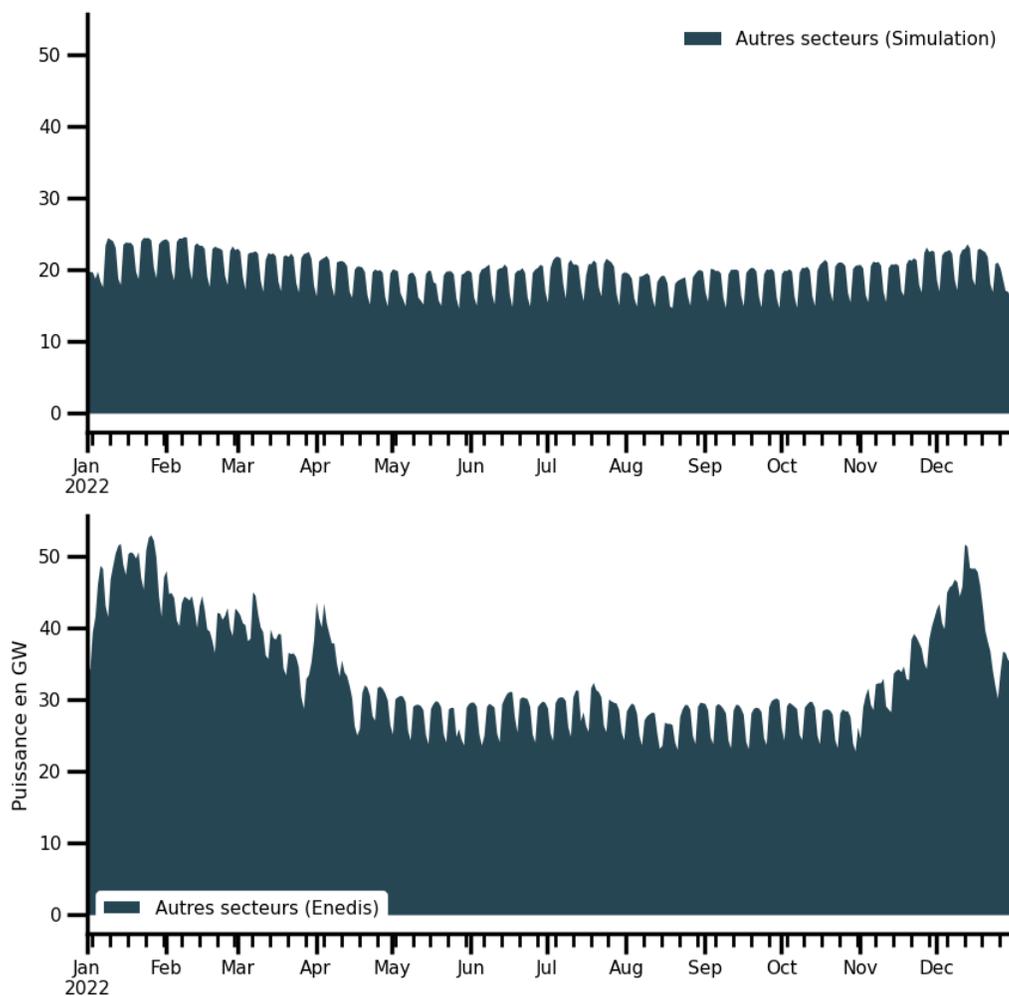


Fig. 8.43 – Courbes de charge du autres secteurs, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 jour

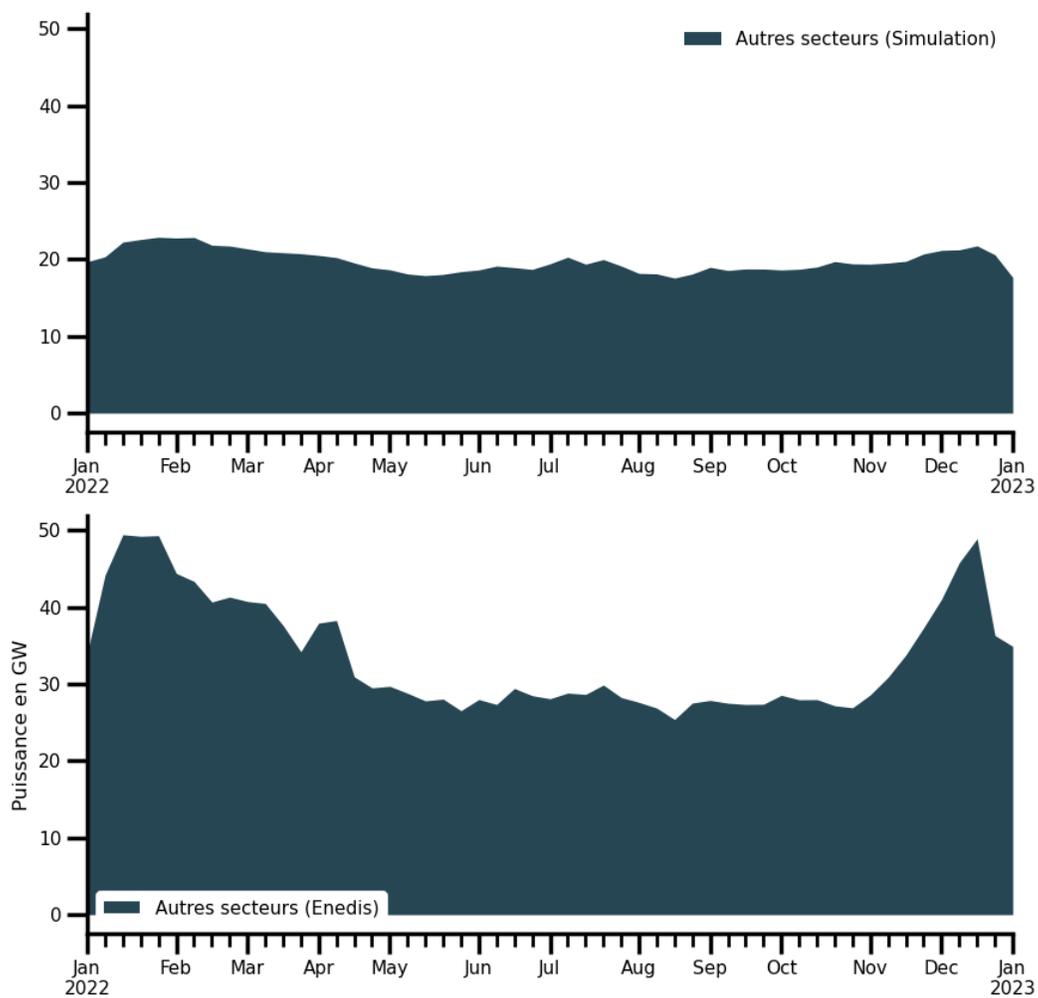


Fig. 8.44 – Courbes de charge du autres secteurs, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 semaine

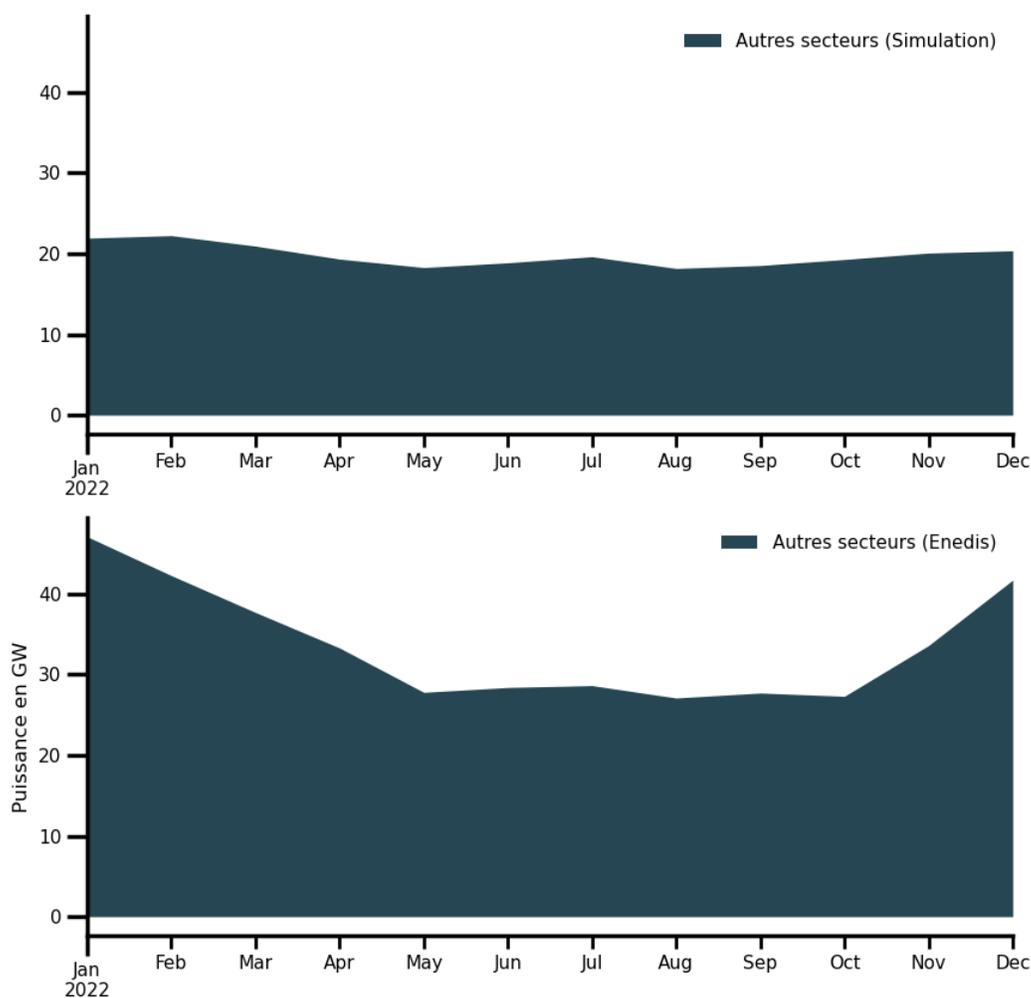


Fig. 8.45 – Courbes de charge du autres secteurs, obtenue par simulation et fournie par Enedis, année complète, pas de temps 1 mois

Le résultat est ici beaucoup moins satisfaisant pour deux raisons principales :

- Les profils issus des données ELMAS présente une thermosensibilité très faible, ce qui est logique du fait qu'ils sont obtenus en réalisant des moyennes sur un grand nombre de courbes de charge
- Les énergies annuelles simulées sont beaucoup plus faibles (173 TWh contre 294 TWh). Ceci peut être lié à une mauvaise représentativité des bâtiments « autres secteurs » desservis par les départs HTA représentatifs, à des biais dans la répartition des consommations par bâtiment

8.8 Ajustement de la consommation aux capacités d'accueil du réseau

Jusqu'ici, nous avons modélisé la consommation dans une approche *bottom-up* calibrée sur les données disponibles en Open Data mais qui ne tient pas compte des capacités d'accueil du réseau BT et HTA qui la dessert. Afin d'étudier l'impact spécifique de la production photovoltaïque sur le dimensionnement du réseau, nous devons au préalable nous assurer que les courbes de charge permettent une opération du réseau sans contrainte. Dans ce but, nous mettons en oeuvre une procédure de modification des courbes de charge et des caractéristiques des transformateurs HTA/BT. Cette procédure va notamment avoir recours à la notion de facteur de charge par départ BT, qui est définie de la manière suivante :

$$F_{c,n} = \frac{P_{\text{effectif},n}}{P_{\text{simul},n}}$$

où $F_{c,n}$ est le facteur de charge du départ n , $P_{\text{effectif},n}$ la somme des puissances de pointe soutirées dans le départ BT à une étape donnée de la procédure et $P_{\text{simul},n}$ la somme des puissances de pointe simulées dans le départ BT avec la méthode *bottom-up*.

1. **Initialisation** : Des calculs d'écoulement des charges sont réalisés pour des facteurs de charge décroissants (5%, 2%, 1%, 0.5%, 0.2%, 0.1%) jusqu'à ce qu'aucune contrainte ne soit observée. Le dernier facteur de charge est sélectionné comme taille d'incrément $\Delta F_{c,n}$ pour la suite de la procédure. Un tableau contenant les facteurs de charge entre $\Delta F_{c,n}$ et 100% pour chaque départ BT est initialisé.

2. **Identification des facteurs de charge par départ BT** :

Pour chaque facteur de charge compris entre la taille d'incrément et 100% :

1. **Application des facteurs de charge** : les facteurs de charge courants par départ BT sont appliqués aux puissances de pointe par noeud.
2. **Identification des contraintes** : un calcul d'écoulement des charges est réalisé et les contraintes de tension, d'intensité ou de puissance dans les transformateurs sont identifiées
3. **Résolution des contraintes dans le transformateur** : si une ou plusieurs contraintes de puissance dans des transformateurs sont identifiées, les transformateurs sont renforcés jusqu'à ce que les contraintes disparaissent. L'identification des contraintes est menée à nouveau (le renforcement d'un transformateur peut parfois amener à faire disparaître une contrainte de tension)
4. **Résolution des contraintes de tension et d'intensité** : si une telle contrainte est détectée dans un départ BT, le facteur de charge du départ est fixé à la valeur de l'itération précédente et bloqué à cette valeur pour les itérations futures
5. **Validation de l'absence des contraintes** : la phase d'identification des contraintes est menée à nouveau. Si une contrainte existe encore (exemple : transformateur qui a été renforcé à la puissance maximale ou tension dans des noeuds HTA), tous les facteurs de charge sont fixés à la valeur de l'étape précédente et la procédure est interrompue. Sinon, l'itération suivante est lancée.

3. **Enregistrement** : Les réseaux et facteurs de charge de la dernière itération sont sauvegardés

Si on considère la consommation par départ HTA pondérée de la taille des clusters, l'application de cette méthodologie entraîne une réduction de la consommation totale de 34%. Cette valeur moyenne recouvre une grande diversité de situations, comme l'illustre la distribution des facteurs de charge moyen par réseau (Fig. 8.46). Une dépendance limitée du facteur de charge moyen à la longueur du réseau peut être mise en évidence (Fig. 8.47). Le facteur de charge moyen par départ HTA est la moyenne des facteurs de charge par départ BT pondérée par la puissance.

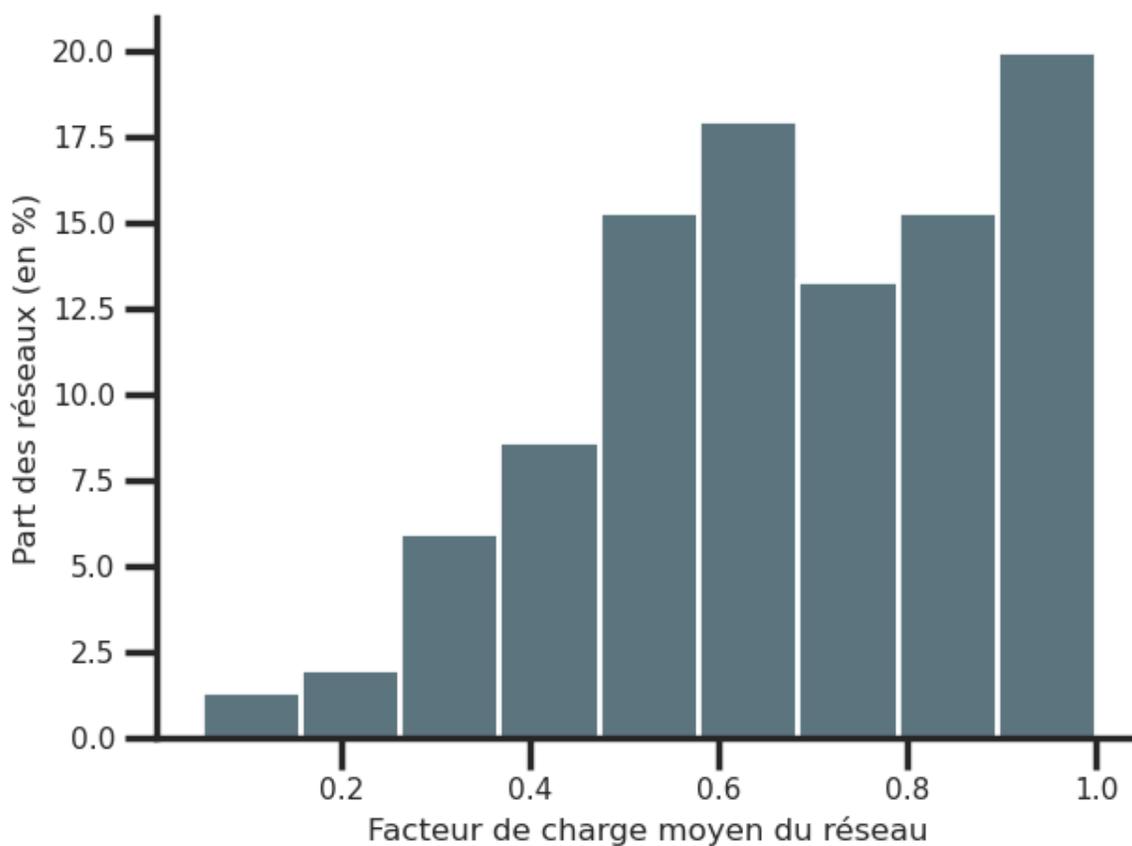


Fig. 8.46 – Distribution du facteur de charge moyen par départ HTA

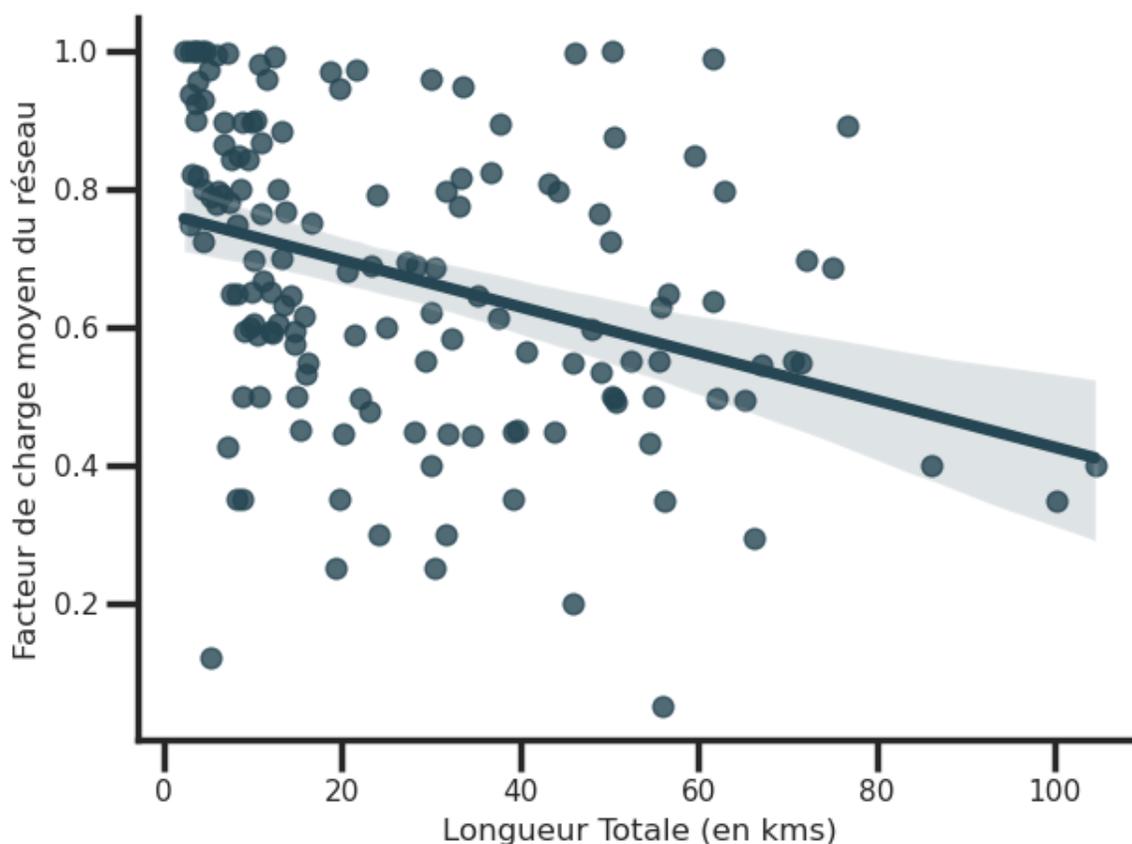


Fig. 8.47 – Facteur de charge moyen du départ HTA en fonction de sa longueur totale

Comme le réseau de distribution est dimensionné pour permettre d'alimenter les charges à la pointe, la nécessité d'une réduction de consommation aussi conséquente implique l'existence d'écart entre les modèles mis en oeuvre et l'opération réelle du réseau. Parmi les sources d'écart potentiellement significatifs, nous pouvons citer :

- L'identification de la topologie en opération du réseau HTA. Si la coupure dans les boucles HTA n'est pas faite au bon endroit, certains départs risquent de se retrouver avec un excès de consommation qui devra être éliminé pour respecter les contraintes d'opération.
- La répartition des consommations à l'IRIS au pro rata de la surface pour les bâtiments non résidentiels.
- La jointure des grands immeubles résidentiels avec les noeuds du réseau de distribution. Comme la jointure est faite à l'échelle du bâtiment, chaque grand immeuble est raccordé à un seul noeud du réseau. En réalité, ces bâtiments sont raccordés à plusieurs noeuds qui peuvent même appartenir à des départs BT différents.
- L'évaluation simultanée des contraintes de manière simultanée en BT et HTA ne permet pas de tenir compte du foisonnement

8.9 Conclusion

Ce chapitre a permis de développer une méthodologie robuste pour la modélisation des courbes de charge électrique des réseaux HTA représentatifs, intégrant les particularités des bâtiments desservis, avec un focus particulier sur le secteur résidentiel. En combinant des données géographiques, de consommation et de description des bâtiments et logements issues de sources ouvertes et de connaissances expertes, nous avons pu générer des profils horaires et noeud par noeud pour l'ensemble des réseaux étudiés.

En confrontant ces résultats aux courbes de charges au périmètre Enedis, nous avons pu mettre en évidence une certaine fidélité de la modélisation du secteur résidentiel ainsi que des opportunités de progrès significatives pour la modélisation des autres secteurs. Enfin, nous avons mis en oeuvre une méthode d'adaptation des courbes de charge et réseaux pour garantir une opération sans contrainte.

9.1 Calcul d'écoulement de charge incluant la flexibilité

L'objectif de l'algorithme est d'ajuster dynamiquement la production photovoltaïque afin de limiter les contraintes dans le réseau électrique tout en respectant l'injection minimale garantie pour chaque producteur. La flexibilité est paramétrable, à la fois en termes de contraintes à éviter (transformateur, ligne, tension) et en ce qui concerne la sensibilité du contrôle de tension local. Les étapes sont les suivantes :

1. Initialisation des données de production :

- Préparer les données noeud par noeud, incluant les puissances de pointe, la production actuelle et la puissance minimale garantie
- Calculer la marge de flexibilité par noeud

2. Analyse initiale d'écoulement des charges :

- Exécuter un calcul d'écoulement des charges pour identifier les équipements critiques (transformateurs, lignes) dépassant leurs limites de fonctionnement.
- Initialiser les indicateurs de flexibilité disponibles pour les équipements critiques (transformateurs et lignes) en détectant les producteurs en aval et en agrégeant leurs flexibilités.

3. Processus de contrôle centralisé :

- Effectuer des ajustements itérativement pour résoudre les contraintes du réseau dont la gestion a été activée :
- **Gestion des contraintes des transformateurs :**
 - Identifier les transformateurs en surcharge et localiser les générateurs en aval.
 - Réduire proportionnellement la production des générateurs en fonction de leur flexibilité disponible.
 - Si la flexibilité a été activée, un nouveau calcul d'écoulement des charges est mené
- **Gestion des contraintes d'intensité des lignes :**
 - Identifier les lignes en surcharge et localiser les générateurs en aval pour chaque phase affectée.
 - Réduire proportionnellement la production des générateurs par phase en fonction de leur flexibilité.
 - Si la flexibilité a été activée, un nouveau calcul d'écoulement des charges est mené
- **Gestion des contraintes de tension :**

- Exécuter une analyse de flux de charge avec les données mises à jour et intégrant la gestion locale de la tension avec un contrôle $P = f(U)$
 - **Vérification de la convergence :**
 - Vérifier si toutes les contraintes à gérer (transformateurs, lignes, tensions) sont résolues.
 - Contrôler si de la flexibilité reste disponible pour d'autres ajustements.
 - Si toutes les contraintes n'ont pas été éliminées et de la flexibilité reste disponible, relancer une itération
4. **Finalisation :**
- Déterminer si le processus de contrôle a convergé avec succès :
 - Si les contraintes sont résolues avant d'atteindre le nombre maximal d'itérations, le processus est considéré comme convergé.
 - Sinon, le processus s'arrête avec un état de « non-convergence ».
 - Retourner les résultats finaux, incluant les données de production ajustées, les états initiaux et finaux des équipements critiques, et les indicateurs de convergence.

9.2 Heuristique de renforcement

L'objectif de cette procédure est de définir les actions de renforcements du réseau de distribution qu'il serait nécessaire de mettre en oeuvre afin de lever les contraintes qui pourraient apparaître lors du raccordement de nouveaux producteurs. Les étapes incluent l'initialisation des données, la création de connexions directes, le contrôle centralisé et des actions de renforcement.

1. **Initialisation des données :**
 - Charger les séries temporelles de charge et la production photovoltaïque maximale selon le scénario et l'année
 - Définir les conditions de dimensionnement (production maximale/consommation minimale)
2. **Création de connexions directes :**
 - Identifier les centrales au sol nécessitant une connexion directe à un poste source.
 - Ajouter les lignes nécessaires dans le réseau pour établir ces connexions, qui sont considérées en ligne droite.
 - Sauvegarder les modifications effectuées.
3. **Contrôle centralisé du réseau :**
 - Initialiser le contrôle des charges et productions avec les données préparées.
 - Identifier les équipements critiques (transformateurs, lignes, noeuds) en surcharge ou hors des limites, en tenant compte de la flexibilité (cf section précédente)
4. **Processus de renforcement :**
 - Boucler sur un nombre maximal d'itérations pour renforcer les équipements critiques :
 - **Renforcement des transformateurs :**
 - Identifier les transformateurs critiques et appliquer des mesures de renforcement (augmentation de la puissance du transformateur).
 - Réexécuter le contrôle centralisé pour recalculer les contraintes.
 - **Renforcement des lignes pour cause de surcharge :**
 - Identifier les lignes en surcharge et les renforcer (changement de conducteur, enfouissement de ligne, création de ligne parallèle) jusqu'à disparition de la surcharge.
 - Réexécuter le contrôle centralisé.
 - **Renforcement des lignes pour cause de contraintes de tensions :**
 - Pour le départ HTA et chaque départ BT, identifier le noeud pour lequel la violation de contrainte de tension est la plus petite. Sélectionner les lignes entre ces noeuds et la source de tension la plus proche (poste source en HTA, poste HTA/BT en BT). Renforcer ces groupes de lignes en priorisant les changements de conducteurs. N'envisager l'enfouissement des lignes aériennes uniquement si celles-ci sont déjà à la section maximale.

De même, n'envisager la création de lignes parallèles uniquement si toutes les lignes sont souterraines et de la section maximale.

— Réexécuter le contrôle centralisé.

- À chaque itération, collecter les modifications apportées au réseau. Si toutes les contraintes ont été éliminées, terminer la procédure.

5. **Finalisation :**

- Vérifier si toutes les contraintes critiques ont été résolues ou si le nombre d'itérations a été dépassé (non convergence)
- Agréger toutes les modifications effectuées par élément de réseau. Par exemple, si les conducteurs d'une ligne ont été changés pour régler un problème de surcharge puis que cette ligne a été enfouie pour régler un problème de tension, ces deux opérations sont agrégées en une opération d'enfouissement.

9.3 Application sur l'horizon de temps

Afin de modéliser l'évolution des besoins d'investissement pour les différents scénarios de déploiement du PV envisagés, la procédure décrite ci-dessus est appliquée successivement pour les 25 années de chaque scénario. Les caractéristiques du réseau, les besoins de renforcement et les puissances PV écrêtées sont sauvegardés à chaque année.

9.4 Modèle de coût

Les coûts associés à chaque mesure de renforcement du réseau sont calculés en combinant des coûts fixes et variables.

Pour les lignes, le coût est calculé de la manière suivante :

$$C_{line} = (C_{base} + C_{section} * S_{line}) * L_{line}$$

où C_{base} est le coût linéique de base de la mesure (en €/m), $C_{section}$ le coût linéique du conducteur par unité de section (en €/mm²/m, fixé à 0.1) et L_{line} la longueur de la ligne en mètres. Le tableau [Coût Linéique de Base](#) donne les coûts linéiques de base par type de mesure.

Tableau 9.1 – Coût Linéique de Base

Type de Mesure	Zone	Coût Linéique de Base
Modification de ligne aérienne HTA	Rural	60
	Urbain	150
Création de ligne aérienne HTA	Rural	80
	Urbain	250
Modification de ligne souterraine HTA	Rural	200
	Urbain	500
Création de ligne souterraine HTA	Rural	400
	Urbain	1000
Modification de ligne aérienne BT	Rural	30
	Urbain	90
Création de ligne aérienne BT	Rural	40
	Urbain	100
Modification de ligne souterraine BT	Rural	100
	Urbain	300
Création de ligne souterraine BT	Rural	150
	Urbain	400

Pour les transformateurs, le coût est calculé de la manière suivante :

$$C_{transformer} = C_{fixed} + C_{power} * P_{transformer}$$

où C_{fixed} est un coût fixe (en €), C_{power} le coût unitaire par unité de puissance (en €/kVA) et $P_{transformer}$ la puissance du transformateur en kVA. Le tableau *Coûts Fixes et Unitaires pour les Transformateurs* donne les coûts fixes et unitaires.

Tableau 9.2 – Coûts Fixes et Unitaires pour les Transformateurs

Zone	Coût Fixe	Coût Unitaire
Rural	5000	100
Urbain	20000	150

9.5 Exemples de résultats par départ

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution (par départ HTA) de la puissance PV maximale, de la puissance écrêtée à la pointe (échelle de gauche) en parallèle de l'évolution du coût cumulé de renforcement (échelle de droite). Les résultats concernent le scénario « rupture » et une activation de la flexibilité pour l'ensemble des contraintes. On peut observer l'importante variabilité dans l'évolution des coûts, à la fois en termes d'amplitude (de 0 à plusieurs millions d'euros par départ) et de dynamique temporelle. De plus, on peut constater que la méthodologie employée permet de mettre en évidence l'interaction entre écrêtement et paliers de renforcement (augmentation de l'écrêtement avant le renforcement, puis diminution de l'écrêtement après que le palier de renforcement ait libéré de la puissance d'accueil).

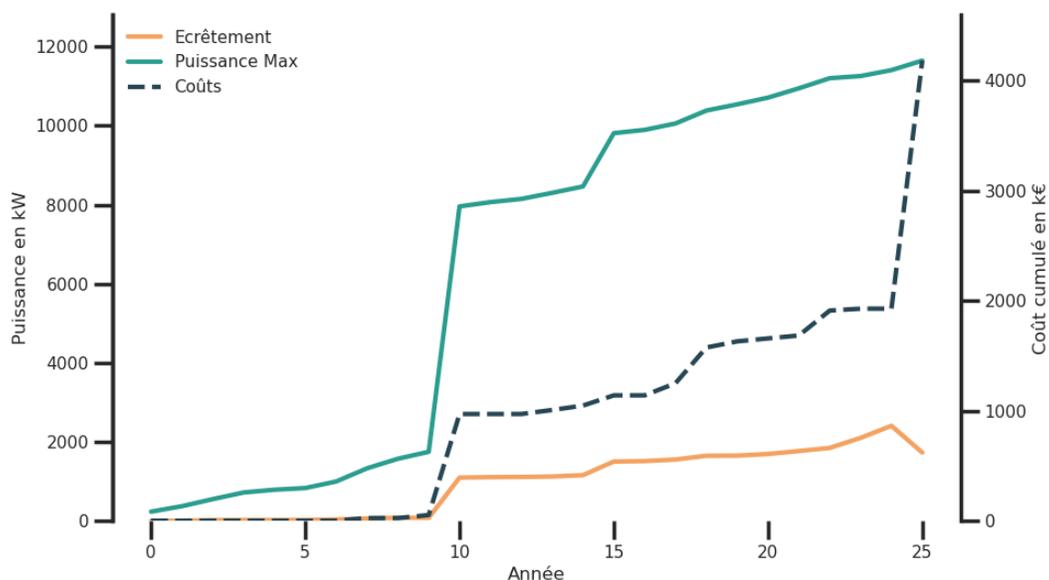


Fig. 9.1 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 27_MVFeeder0797 »

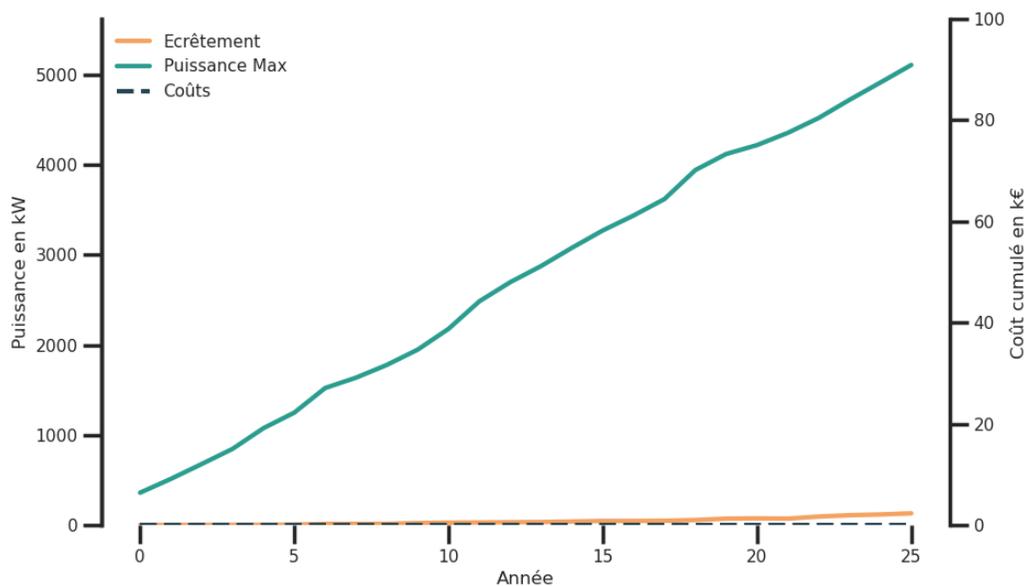


Fig. 9.2 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 28_MVFeeder0290 »

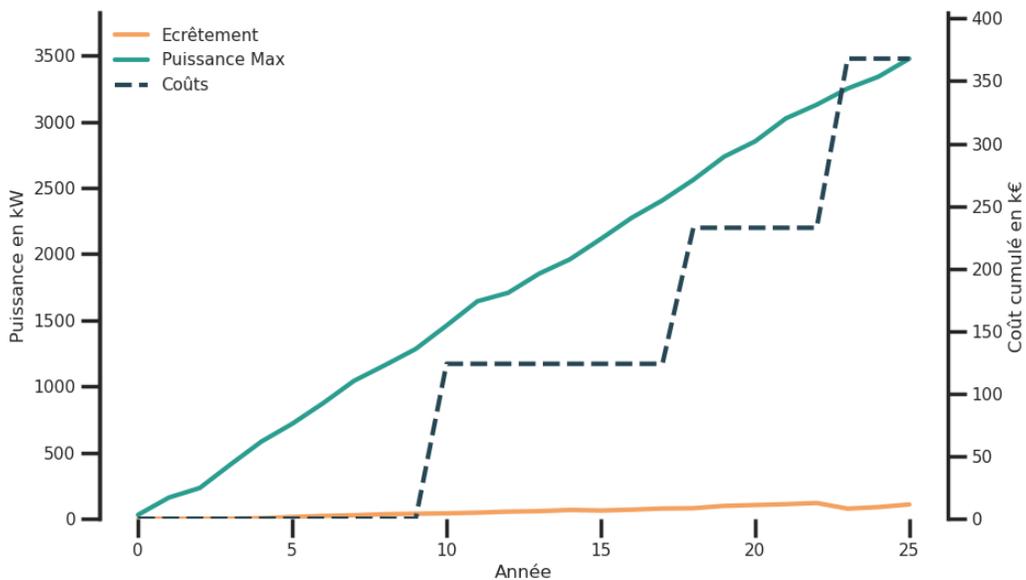


Fig. 9.3 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 28_MVFeeder0548 »

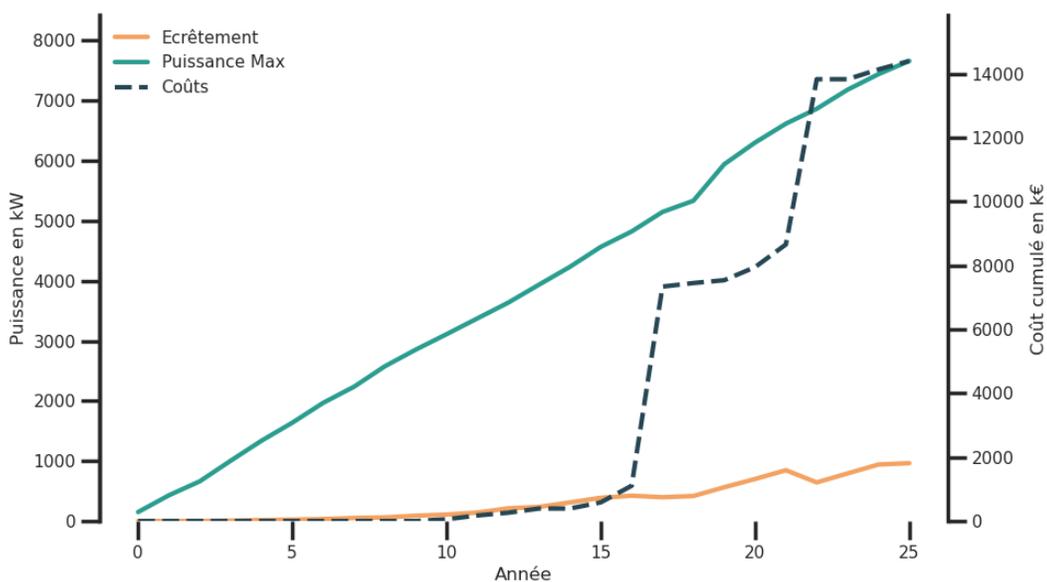


Fig. 9.4 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 32_MVFeeder0100 »

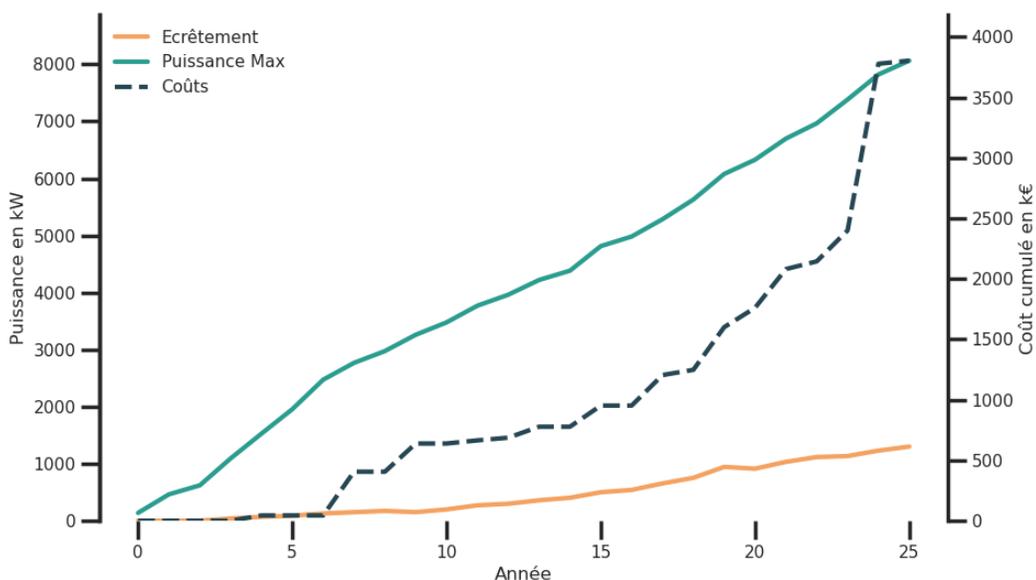


Fig. 9.5 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 32_MVFeeder0835 »

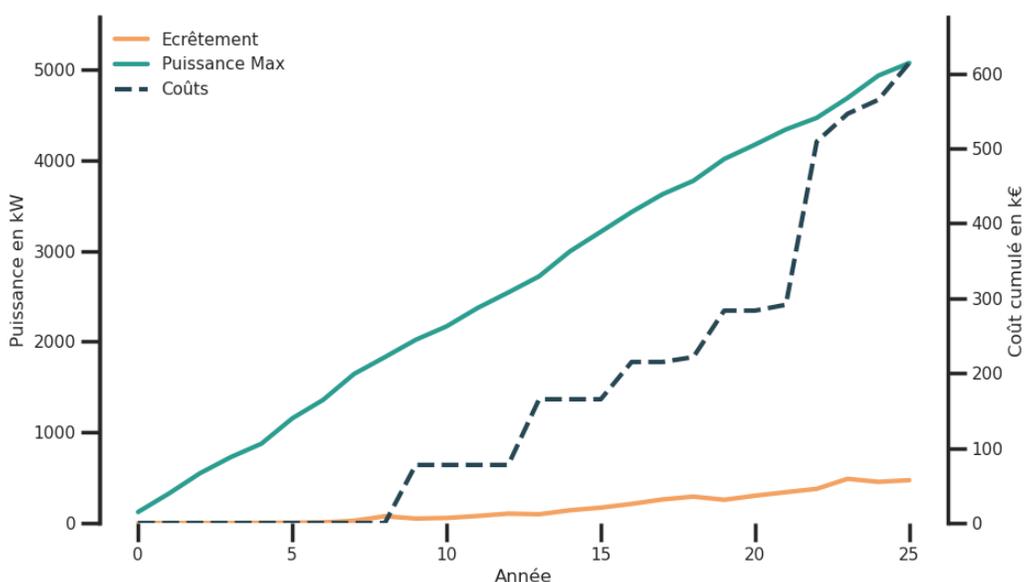


Fig. 9.6 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 32_MVFeeder1552 »

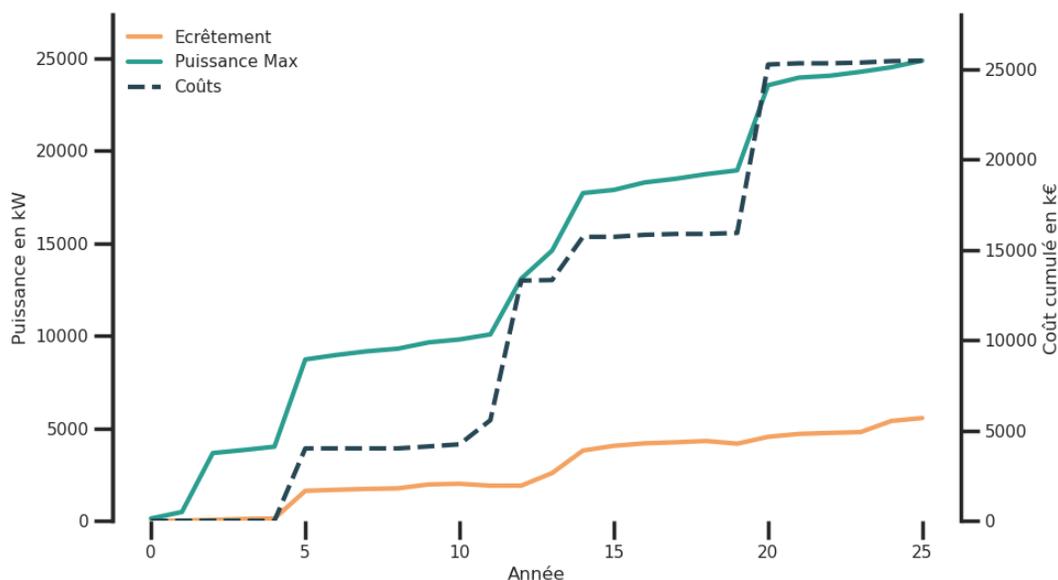


Fig. 9.7 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 53_MVFeeder0852 »

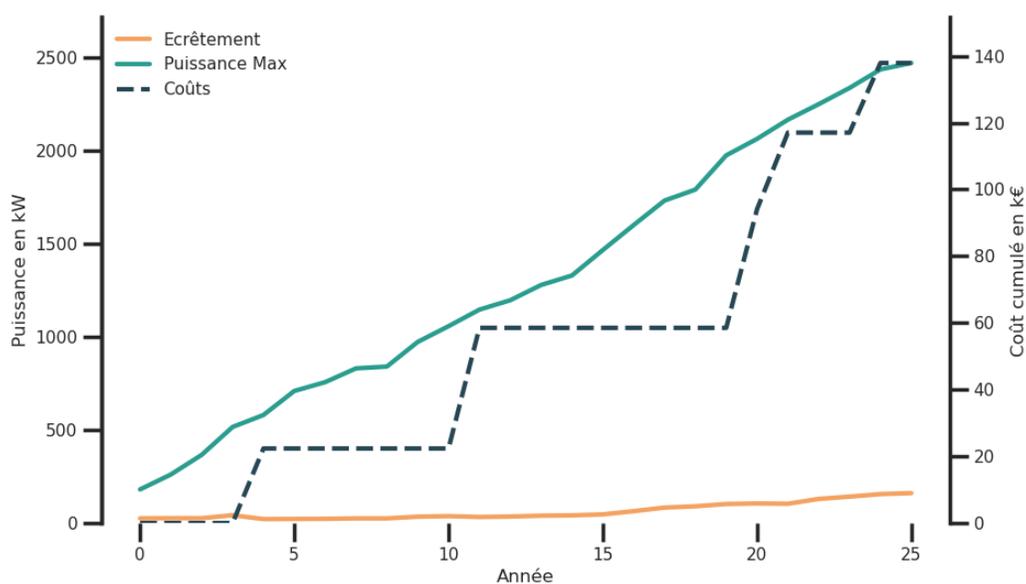


Fig. 9.8 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 76_MVFeeder2015 »

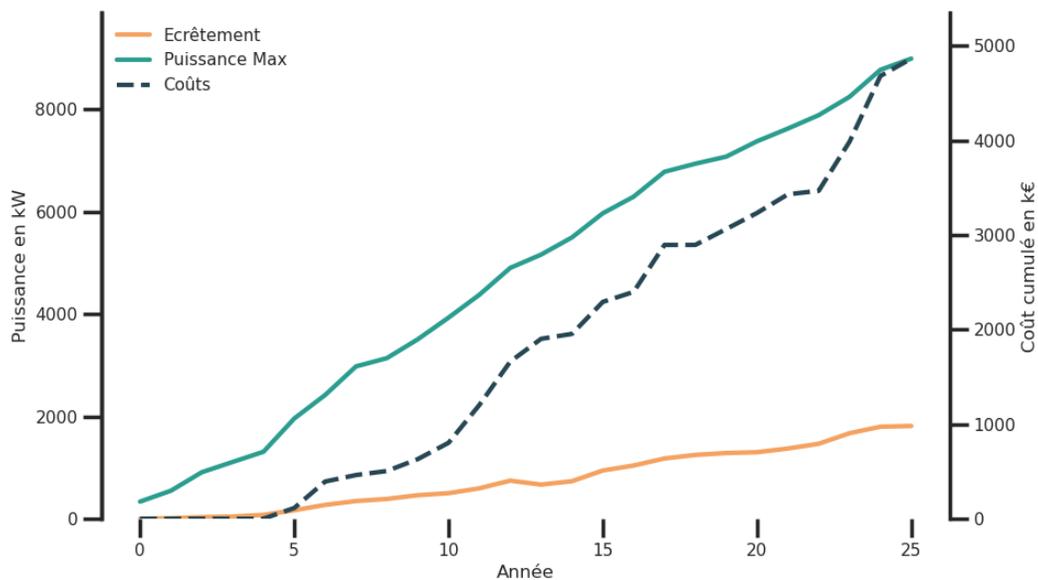


Fig. 9.9 – Puissance PV maximale, écrêtée et coûts de renforcement cumulés par année, scénario rupture, flexibilité complète, départ « 84_MVFeeder2394 »

Modélisation de l'énergie non injectée

Dans l'absolu, le calcul de l'énergie photovoltaïque non injectée nécessiterait une simulation détaillée impliquant un calcul d'écoulement des charges avec contrôle (voir chapitre précédent), réalisée heure par heure et année par année sur la période de l'étude (25 ans), et pour chacun des scénarios. Cependant, mettre en oeuvre une telle procédure nécessiterait des ressources informatiques considérables, rendant cette approche impraticable pour une application aux 150 départements HTA représentatifs. Pour surmonter cette limitation, nous avons défini une méthode de sélection des pas de temps représentatifs basée sur une technique de clustering. Cette méthode regroupe les heures présentant des conditions similaires, permettant de réduire considérablement le nombre de simulations nécessaires tout en préservant la représentativité des résultats. Grâce à cette approche, le temps de calcul est significativement réduit, rendant l'analyse plus accessible tout en conservant une bonne précision dans l'évaluation de l'énergie PV non injectée.

10.1 Simulation de la production photovoltaïque

La simulation des séries temporelles de production photovoltaïque est réalisée pour chaque département HTA en trois étapes :

- Les couples orientation/inclinaison des installations PV du département sont projetés sur une grille 2D d'une précision de 5°. Les couples orientation/inclinaison présents sont identifiés.
- La série temporelle de production d'une installation constituée d'un module PV de 220 Wc et d'un micro-onduleur est simulée avec pvlib [Anderson *et al.*, 2023] (données météo [Open Meteo, année 2022](#)) pour tous les couples orientation/inclinaison nécessaires.
- Pour chaque installation PV, la série temporelle correspondante est sélectionnée et mise à l'échelle de la puissance de l'installation

Cette approche permet de limiter les besoins de calcul tout en capturant les deux éléments déterminants pour la dynamique temporelle : l'influence du climat local et de l'orientation/inclinaison des installations.

10.2 Réduction du nombre de pas de temps par clustering

La simulation avec réduction des pas de temps est menée année par année et départ par départ de la manière suivante :

1. Préparation des données :

Trois sources de données sont utilisées :

- Les séries temporelles de charges par noeud $n \in [1, N]$ du réseau $P_{n,t}^{ch}$
- Les séries temporelles de facteurs de production photovoltaïque par noeud du réseau

$$F_{n,t}^{pr} = \frac{P_{n,t}^{pr}}{\max_t P_{n,t}^{pr}}$$

- Le facteur d'écrêtement par noeud obtenu lors du calcul de renforcement $F_n^{ec} = \frac{P_n^{ec}}{\sum_{n=1}^N P_n^{ec}}$

2. Calcul des variables de clustering pour chaque pas de temps :

Deux variables synthétiques sont calculées pour chaque pas de temps :

- $F_t^{pr,pond}$, la moyenne des facteurs de production pondérée du facteur d'écrêtement obtenu lors du renforcement. Cette pondération permet de faire varier l'importance relative des installations en fonction de leur contribution potentielle à l'écrêtement total et non en fonction de leur part dans la production totale. On peut ainsi éviter, par exemple, qu'une grande centrale HTA, raccordée d'une manière qui ne nécessite pas d'écrêtement, ne domine le résultat au détriment d'installations BT à écrêter pour éviter des contraintes locales, sans que leur production ne soit nécessairement corrélée temporellement à celle de la grande centrale HTA.
- F_t^{ch} , le facteur de charge

$$F_t^{pr,pond} = \sum_{n=1}^N F_{n,t}^{pr} \times F_n^{ec}$$

$$F_t^{ch} = \frac{\sum_{n=1}^N P_{n,t}^{ch}}{\max_t \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{ch}}$$

3. Application du clustering :

- Sélection des pas de temps où le facteur de production pondéré dépasse 50% afin de ne considérer que les situations où des écrêtements sont possibles.
- Calcul du ratio entre consommation cumulée et production cumulée pour les pas de temps sélectionnés
- Si le ratio est supérieur à 50%, le clustering **MiniBatchKMeans** est appliqué aux deux variables $F_t^{pr,pond}$ et F_t^{ch} . Si le ratio est inférieur à 50%, la consommation est considérée comme non significative et le clustering **MiniBatchKMeans** est appliqué uniquement à la variable $F_t^{pr,pond}$
- Pour chaque cluster, le médoïde est sélectionné comme représentant

5. Exécution de la simulation pour chaque pas de temps :

- Pour chaque pas de temps représentatif, les données nécessaires sont préparées et transmises au calcul d'écoulement de charge
incluant le contrôle de la production.
- Du fait de l'indépendance entre les pas de temps, les calculs peuvent être parallélisés

6. Extrapolation des résultats :

- Après la simulation, les résultats des pas de temps médoïdes sont extrapolés aux autres pas de temps du même cluster. Cela permet d'obtenir des estimations de la production, des écrêtements et des équipements critiques pour les pas de temps non simulés.

7. Résultats finaux :

- Les résultats de la simulation pour chaque pas de temps (production, écrêtements et équipements critiques) sont combinés pour former un ensemble de données final.

Note : Le choix d'inclure ou non le facteur de charge dans les variables de clustering vise à distinguer deux situations. D'une part, les cas comme Fig. 10.1 où le facteur de charge est faible quand le facteur de production est élevé, pour lesquels le facteur de charge n'est donc pas utile pour prédire l'écrêtement. D'autre part, les cas comme Fig. 10.2 où le facteur de charge est parfois élevé lorsque le facteur de production l'est aussi, pour lesquels le facteur de charge a une chance d'influer sur l'écrêtement.

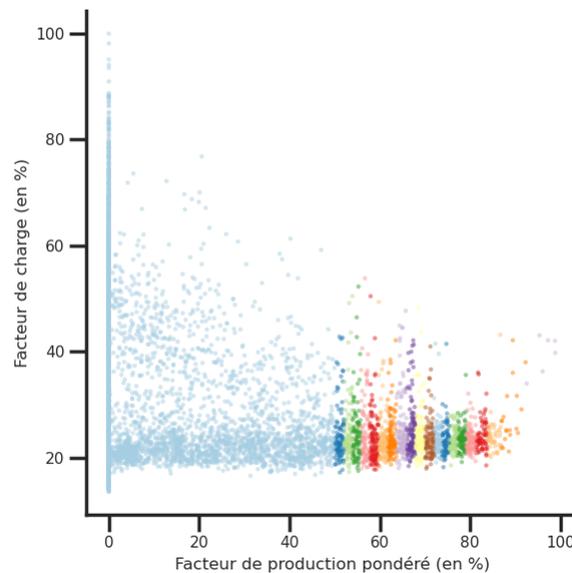


Fig. 10.1 – Facteur de charge en fonction du facteur de production pondéré, points colorés en fonction du cluster, départ 76_MVFeeder3139, année 25, scénario rupture, contrôle complet, 20 clusters

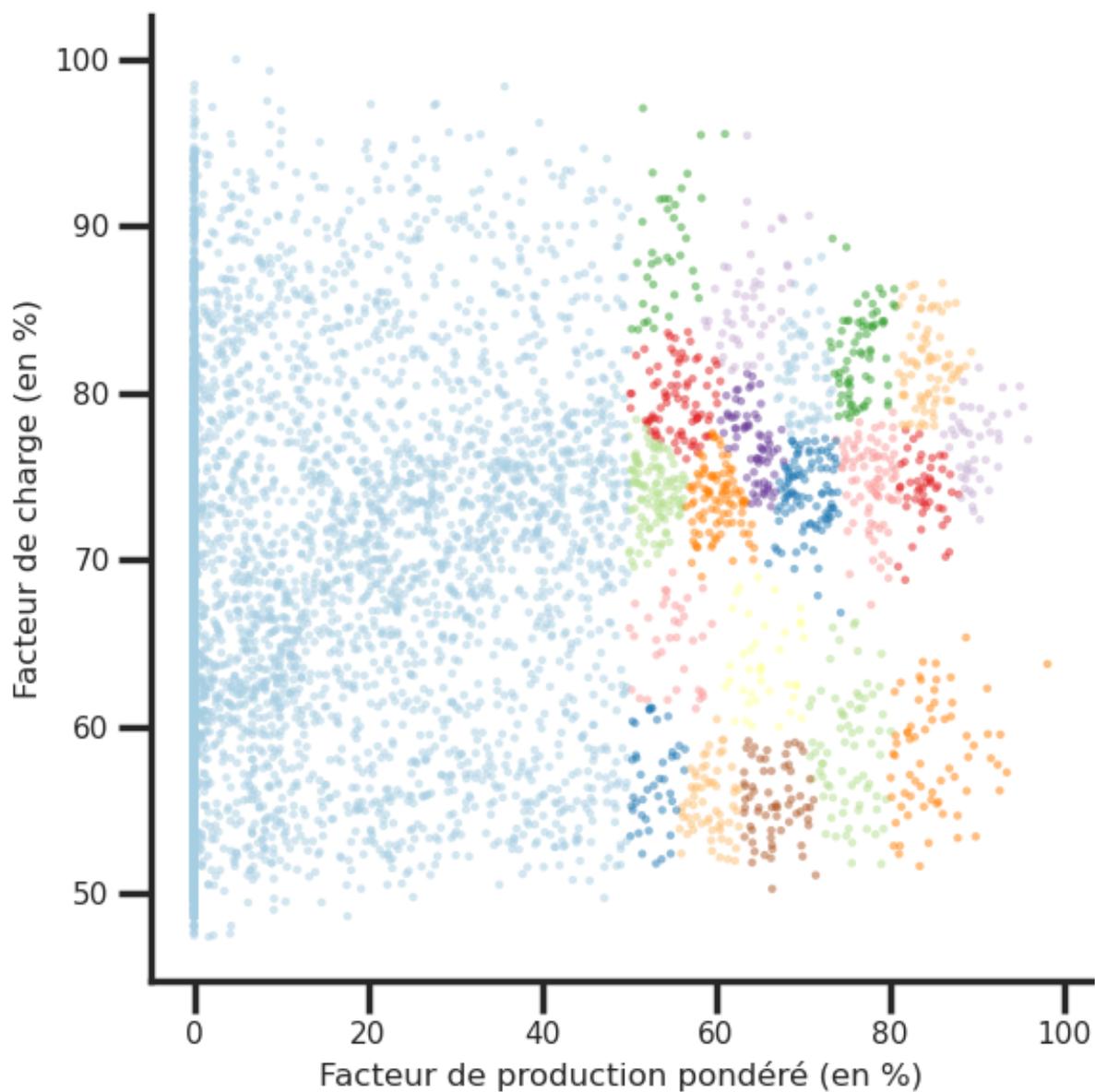


Fig. 10.2 – Facteur de charge en fonction du facteur de production pondéré, points colorés en fonction du cluster, départ 32_MVFeeder1552, année 22, scénario rupture, contrôle complet, 20 clusters

10.3 Sélection du nombre de pas de temps

Afin de disposer d'une référence d'évaluation des performances du clustering, nous avons réalisé des simulations d'écrêtement sur une année complète pour une sélection de 12 couples départ HTA/année dans le cadre du scénario rupture. Ces cas ont été sélectionnés pour représenter une diversité de production PV et de niveaux d'écrêtement à la pointe supérieurs à zéro.

Tableau 10.1 – Couples départs HTA/année sélectionnés

Départ HTA	Année	Production à la pointe (en kW)	Ecrêtement à la pointe (en kW)	Part d'écrêtement (en %)
44_MVFeeder0907	20	1247.24	0.26	0.02
11_MVFeeder1365	25	829.16	8.51	1.03
84_MVFeeder3232	16	1078.75	20.32	1.88
28_MVFeeder0548	24	3340.34	87.53	2.62
24_MVFeeder0752	22	1042.82	28.45	2.73
32_MVFeeder1552	22	4469.62	377.34	8.44
32_MVFeeder2523	21	663.48	56.3	8.49
24_MVFeeder1514	9	7663.95	849.23	11.08
28_MVFeeder2214	25	8179.42	1217.42	14.88
76_MVFeeder3139	25	1181.75	189.56	16.04
27_MVFeeder0797	24	11406.47	2402.58	21.06
84_MVFeeder4049	20	32346.87	8970.85	27.73

Dans la suite, nous utiliserons deux indicateurs complémentaires de qualité de la prédiction de l'écrêtement par pas de temps permis par le clustering :

- le score r^2
- l'erreur absolue moyenne (MAE) (en kW, à comparer relativement à la valeur de l'écrêtement)

Si on observe l'écrêtement prédit par clustering en fonction de l'écrêtement simulé, on peut constater que l'utilisation d'un faible nombre (10) de clusters peut, dans certains cas, permettre d'obtenir une prédiction satisfaisante (Fig. 10.3, r^2 proche de 1, MAE inférieure à 1% de l'écrêtement à la pointe) mais, dans d'autres cas, être très insuffisante (Fig. 10.4, r^2 de 0.17).

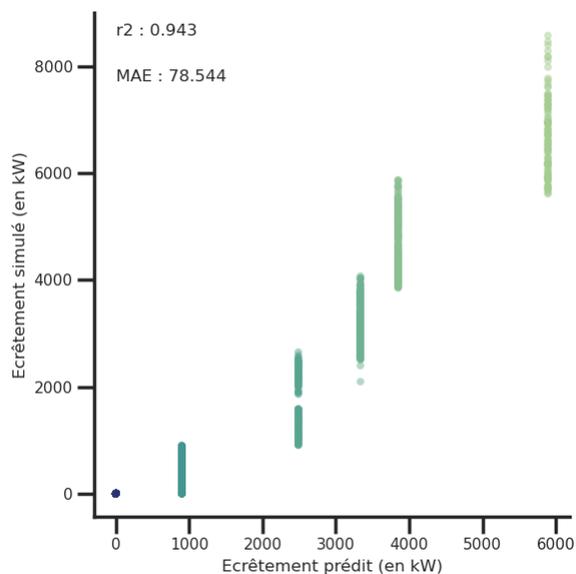


Fig. 10.3 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder4049, année 20, scénario rupture, contrôle complet, 10 clusters

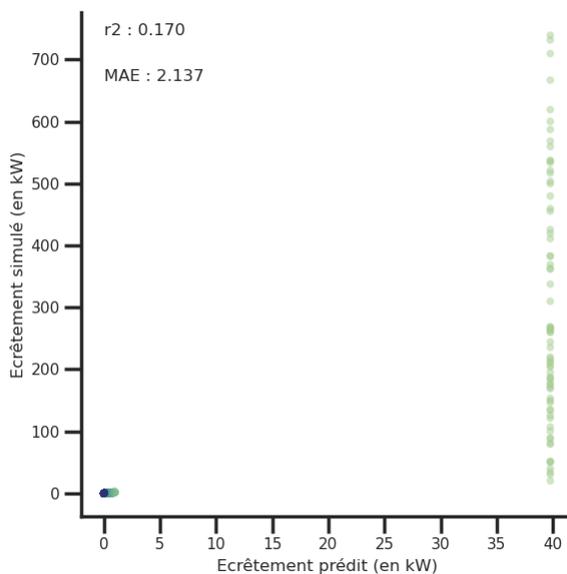


Fig. 10.4 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder1514, année 9, scénario rupture, contrôle complet, 10 clusters

Si on augmente le nombre de clusters, la qualité de la prédiction s'améliore incrémentalement, comme illustré en utilisant 20 (Fig. 10.5) et 50 clusters (Fig. 10.6) au lieu de 10 (Fig. 10.4).

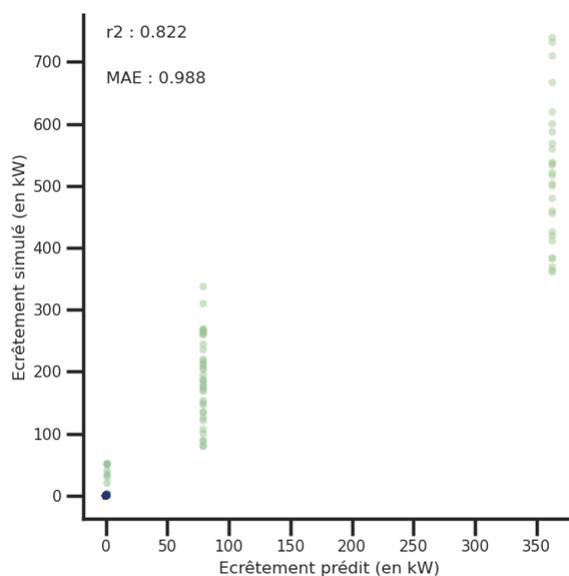


Fig. 10.5 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder1514, année 9, scénario rupture, contrôle complet, 20 clusters

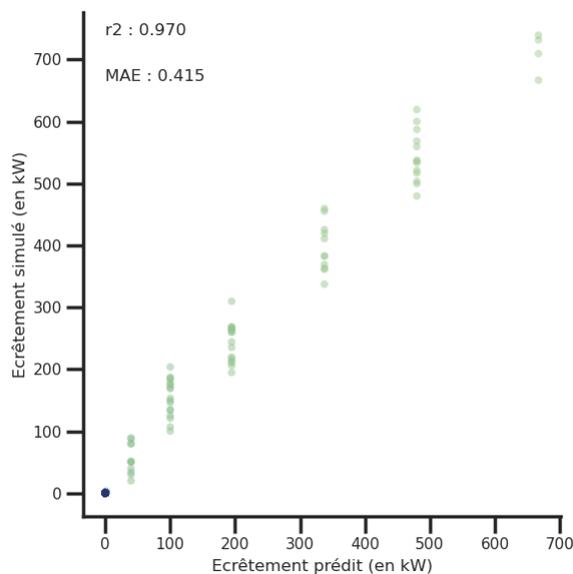


Fig. 10.6 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder1514, année 9, scénario rupture, contrôle complet, 50 clusters

On peut ainsi calculer le score r^2 Fig. 10.7 et la MAE Fig. 10.8 pour l'ensemble des cas étudiés et plusieurs valeurs de nombres de clusters (10, 20, 50, 100, 200). En analysant ces graphes, on peut constater que la majorité des gains en performances de prédiction sont réalisés pour 100 clusters. Passer à 200 clusters, c'est-à-dire multiplier par 2 les ressources nécessaires au calcul, ne permet que des gains marginaux sur un nombre limité de départs. Par conséquent, nous fixons à 100 le nombre de clusters dans le cadre de la procédure décrite dans la section précédente.

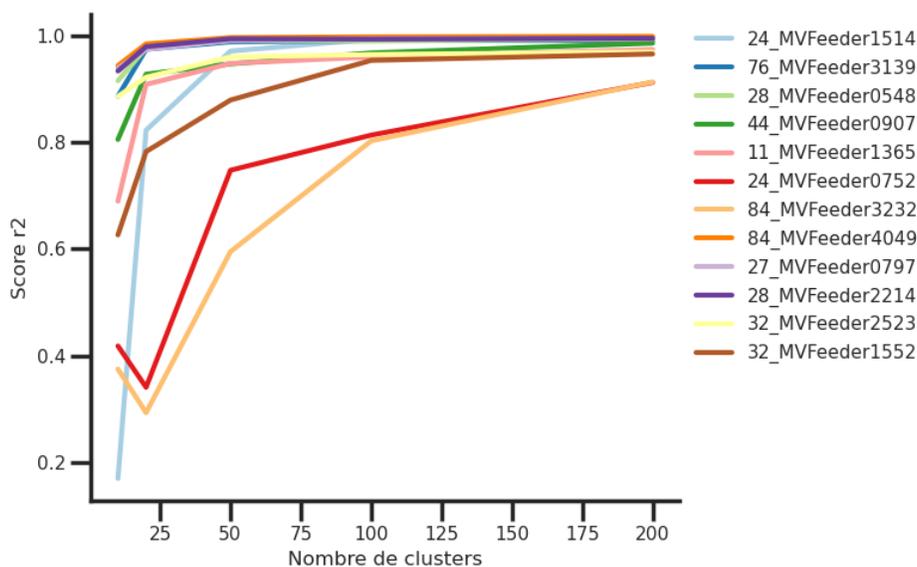


Fig. 10.7 – Score r2 par couple départ/année en fonction du nombre de clusters

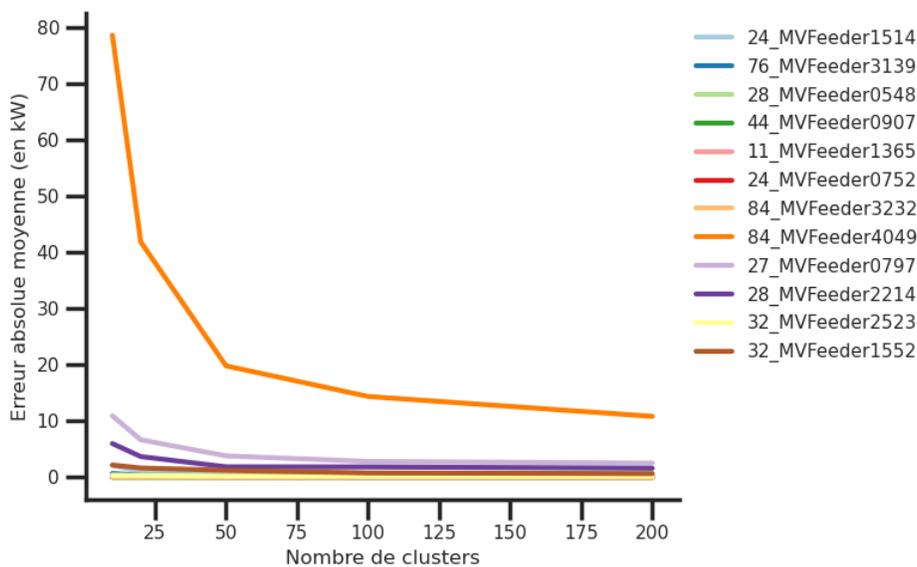


Fig. 10.8 – MAE (erreur absolue moyenne) par couple départ/année en fonction du nombre de clusters

10.4 Exemples de résultats

Les graphiques ci-dessous présentent les résultats de l'écrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit pour certains des cas qui ont servi à la validation :

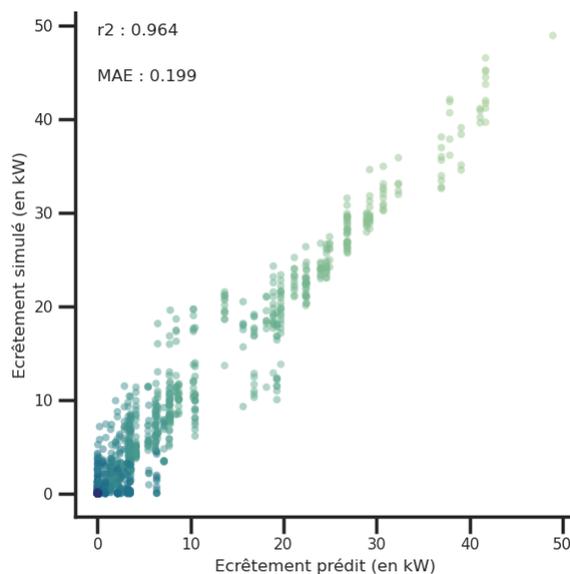


Fig. 10.9 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder2523, année 21, scénario rupture, contrôle complet, 50 clusters

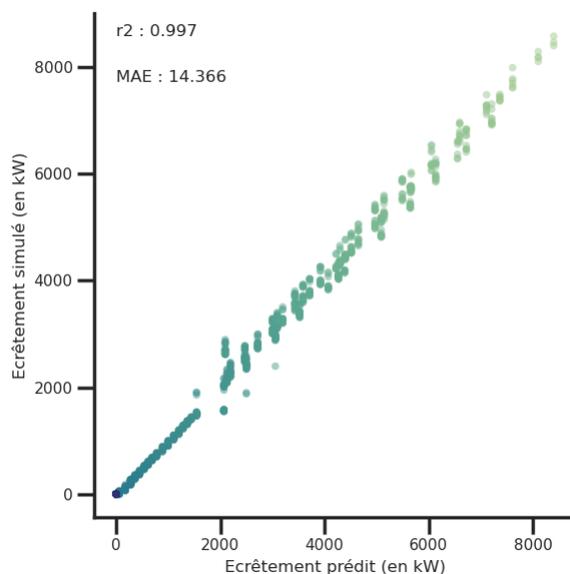


Fig. 10.10 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder4049, année 20, scénario rupture, contrôle complet, 50 clusters

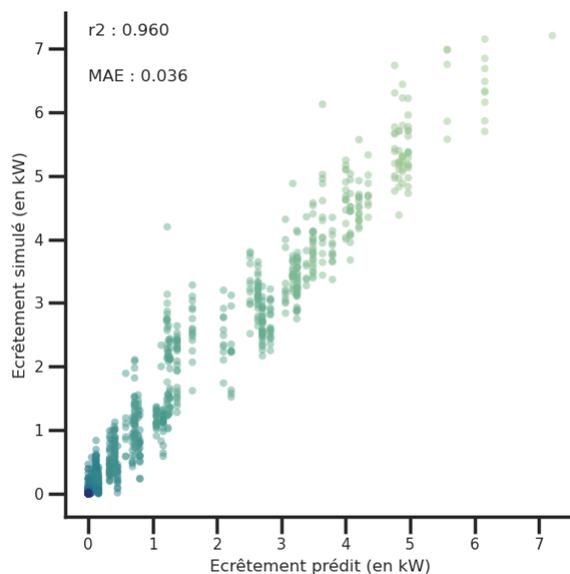


Fig. 10.11 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder1365, année 25, scénario rupture, contrôle complet, 50 clusters

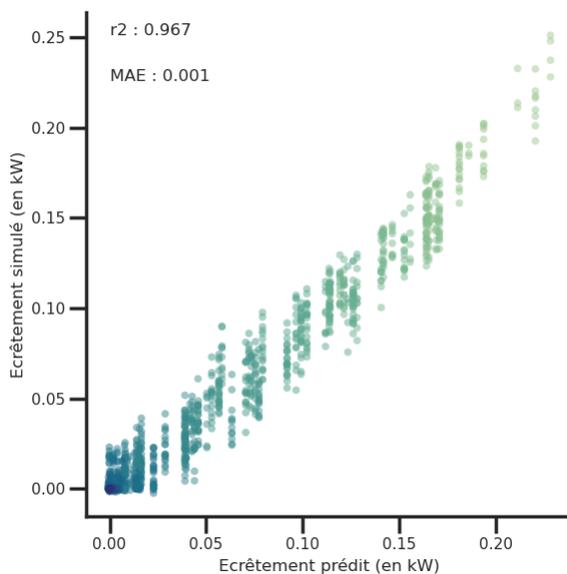


Fig. 10.12 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder0907, année 20, scénario rupture, contrôle complet, 50 clusters

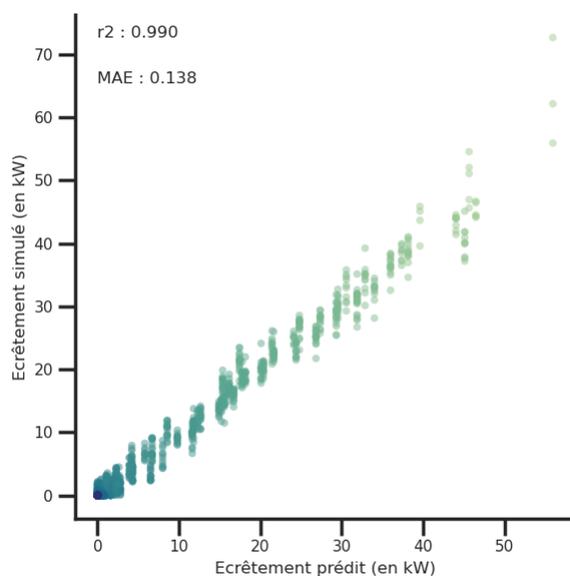


Fig. 10.13 – Ecrêtement simulé en fonction de l'écrêtement prédit, points colorés en fonction du cluster, départ MVFeeder0548, année 24, scénario rupture, contrôle complet, 50 clusters

Les graphiques ci-dessous présentent les résultats de calcul d'écrêtement par pas de temps agrégés à l'échelle du départ, en relation avec la production PV et la consommation, pour des cas qui ne font pas partie de l'échantillon de validation. Il s'agit donc de l'écrêtement prédit par la simulation du représentant de chaque cluster de pas de temps. Les pas de temps représentés correspondent aux 3 jours avant et après le pas de temps où l'écrêtement est le plus élevé.

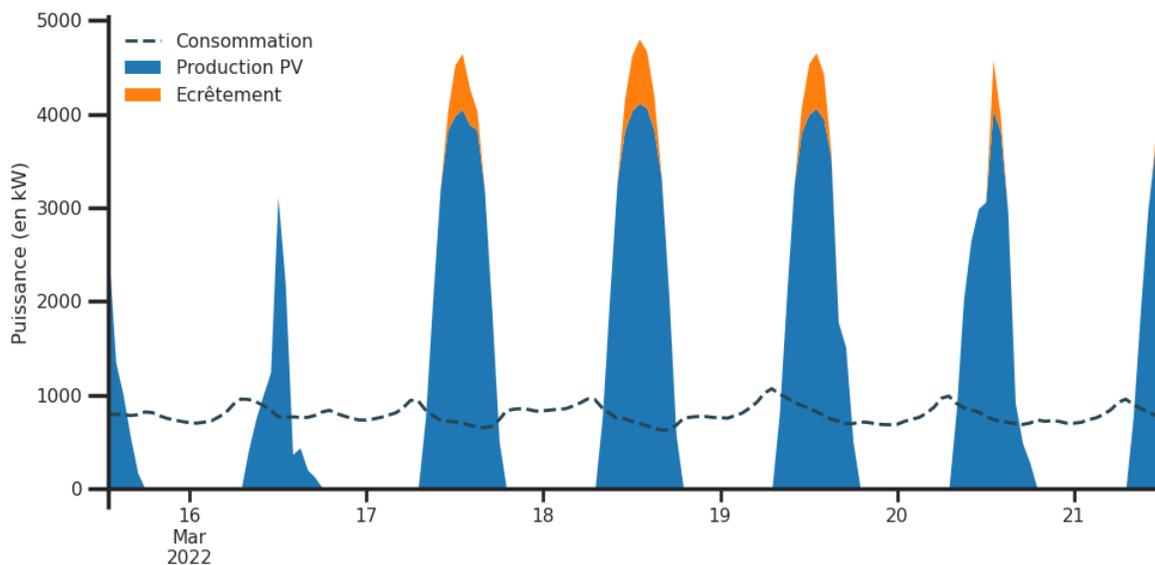


Fig. 10.14 – Production PV, écrêtement et consommation agrégés, départ 28_MVFeeder2214, année 13, scénario rupture, contrôle complet

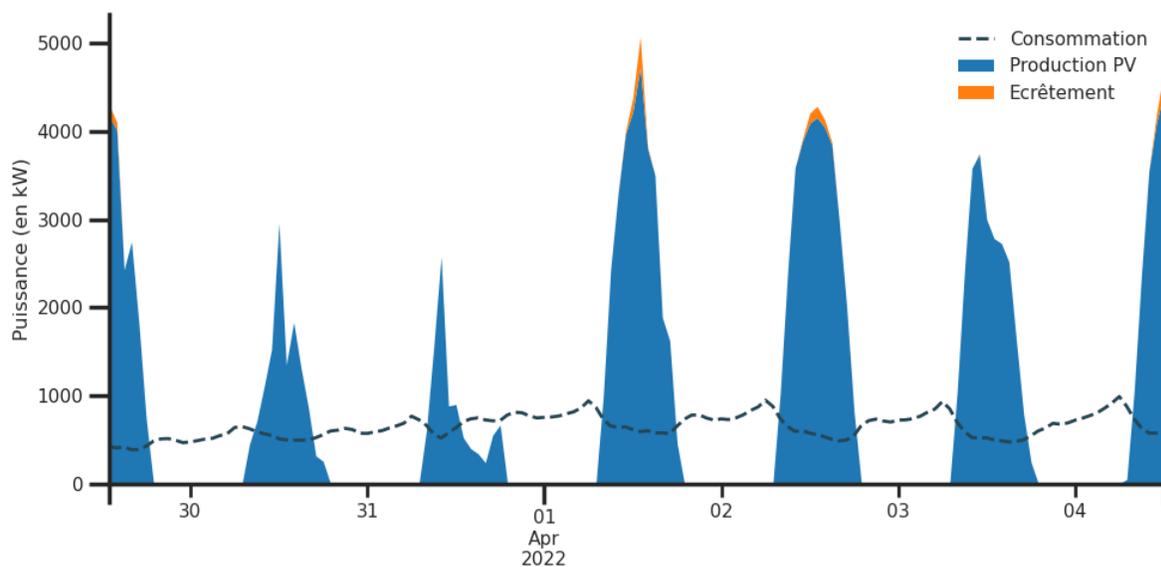


Fig. 10.15 – Production PV, écrêtement et consommation agrégés, départ 52_MVFeeder0054, année 5, scénario rupture, contrôle complet

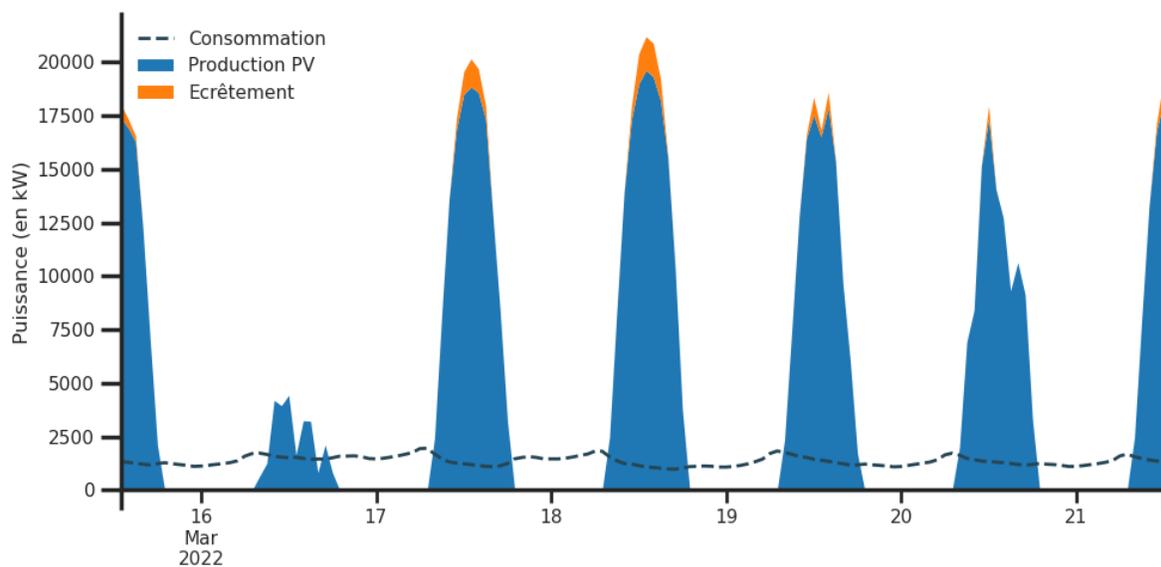


Fig. 10.16 – Production PV, écrêtement et consommation agrégés, départ MVFeeder0756, année 25, scénario rupture, contrôle complet

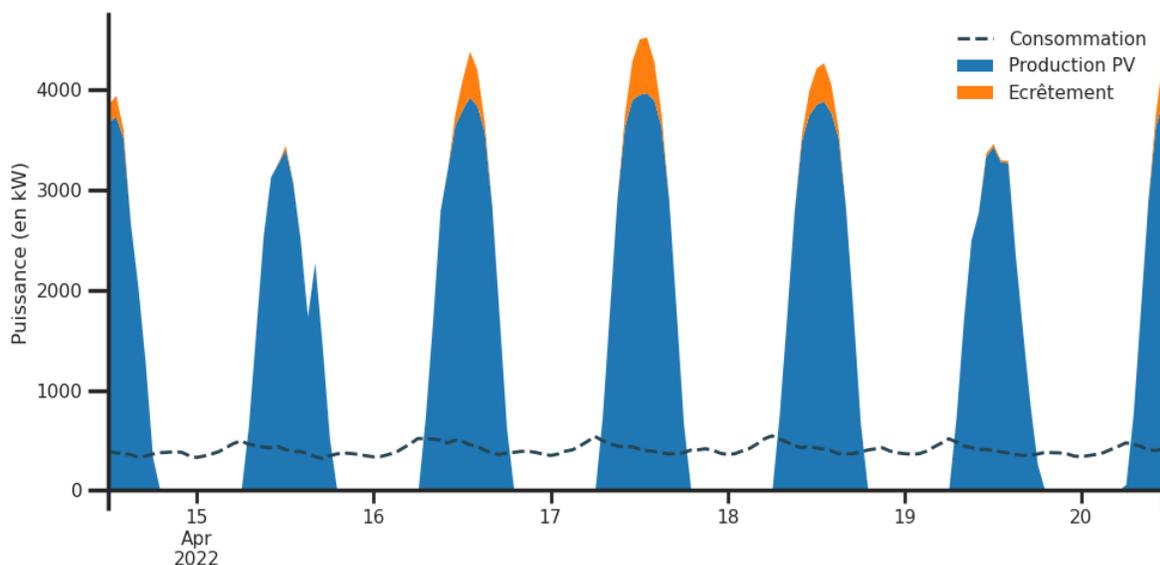


Fig. 10.17 – Production PV, écrêtement et consommation agrégés, départ 44_MVFeeder0744, année 24, scénario rupture, contrôle complet

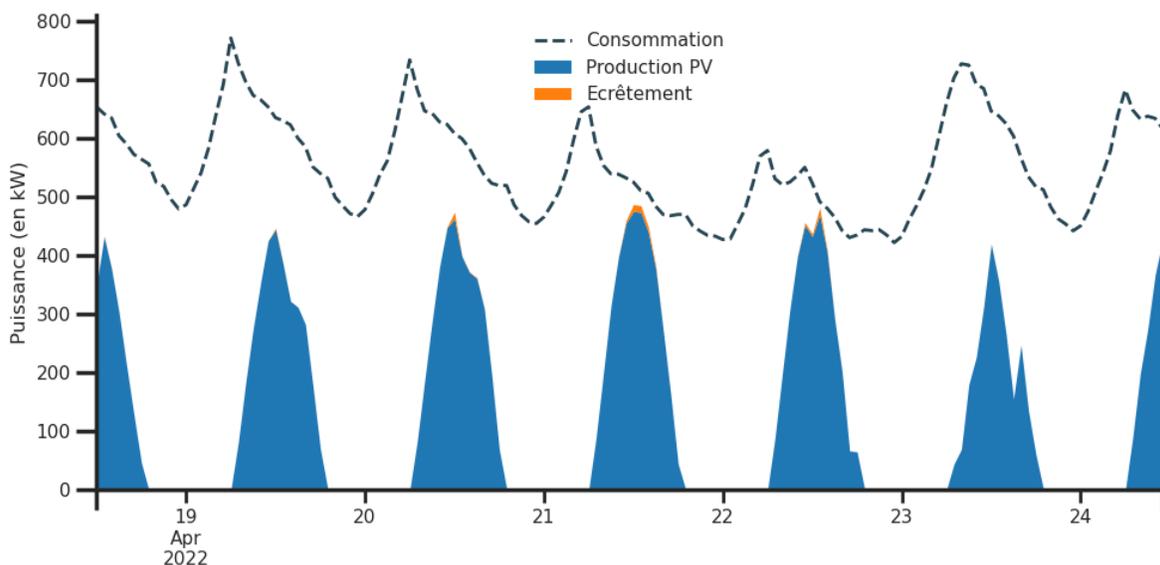


Fig. 10.18 – Production PV, écrêtement et consommation agrégés, départ 11_MVFeeder2298, année 2, scénario rupture, contrôle complet

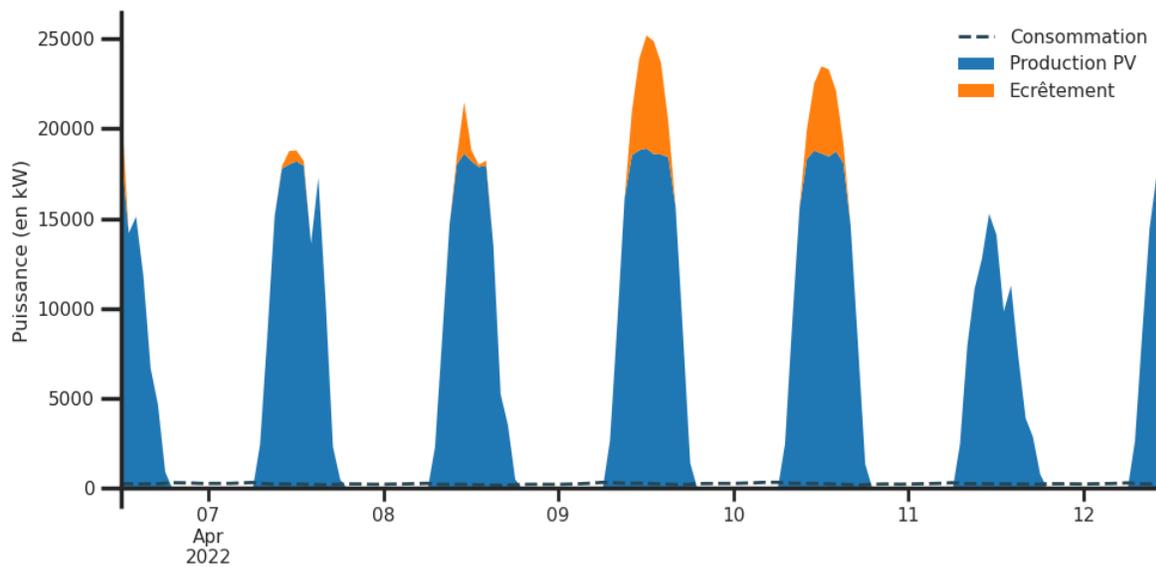


Fig. 10.19 – Production PV, écrêtement et consommation agrégés, départ MVFeeder0659, année 24, scénario rupture, contrôle complet

Comparaison des coûts et bénéfices

La comparaison des coûts et bénéfices de la flexibilité photovoltaïque repose sur la combinaison des résultats des modèles décrits précédemment : la quantification des besoins de renforcement réseau évités et l'estimation de l'énergie PV non injectée en raison des mécanismes de flexibilité. Afin de mettre en regard ces résultats, il est nécessaire, d'une part, d'associer un coût à l'énergie PV non injectée et, d'autre part, de définir un horizon de temps cohérent pour intégrer des bénéfices obtenus au moment du raccordement et des coûts encourus tout au long de la durée de vie des installations photovoltaïques.

11.1 Modèle de coût de l'énergie photovoltaïque non injectée

Le coût associé à l'énergie photovoltaïque non injectée est proportionnel à l'énergie non injectée, avec un facteur qui dépend de la taille de la centrale considérée :

Tableau 11.1 – Coûts unitaires de l'énergie non injectée

Intervalle de puissance	Coût (en €/MWh)
<= 9 kW	170
9 à 100 kW	140
100 à 500 kW	120
500 kW à 1 MW	100
> 1 MW	80

Ces coûts unitaires ont été obtenus à partir des tarifs d'achat et résultats d'AO CRE les plus récents. Ils sont considérés comme constants sur l'ensemble de l'horizon de temps.

11.2 Horizon de calcul des coûts et bénéfices

Il est crucial d'étendre l'analyse coûts-bénéfices au-delà des 25 premières années pour garantir une évaluation réaliste des impacts économiques de la flexibilité. Si l'analyse était arrêtée après 25 ans, elle sous-estimerait significativement les coûts associés aux centrales photovoltaïques installées en fin de période. En effet, ces centrales auront une durée de vie opérationnelle qui dépasse largement l'horizon des 25 ans. En arrêtant l'analyse à 25 ans, les coûts d'énergie non injectée générés par ces centrales après leur installation ne seraient ainsi pas inclus.

Nous faisons donc le choix d'étendre l'analyse coûts-bénéfices sur une période de 50 ans, divisée en deux phases distinctes, correspondant aux cycles de développement et de renouvellement du parc photovoltaïque national.

- 1. Phase 1 : Développement du parc PV (années 1 à 25)** Durant cette phase, de nouvelles centrales PV sont progressivement installées suivant les scénarios définis dans le cadre de cette étude. Les centrales du parc existant sont remplacées en fin de vie. Pour chaque année, de nouveaux bénéfices (évitement d'investissement) et coûts (PV non injecté) sont calculés
- 2. Phase 2 : Renouvellement du parc PV (années 26 à 50)** Cette phase correspond au remplacement à l'identique des centrales PV installées en phase 1 et arrivant en fin de vie. Elle ne génère pas de nouveaux bénéfices en termes de renforcement réseau, mais uniquement des coûts liés à l'énergie PV non injectée, au même niveau que ceux calculés pour la dernière année de la phase 1.

On peut alors obtenir les bénéfices (en trait plein) et les coûts (en pointillé) cumulés par année pour les différents scénarios modélisés (Fig. 11.1 et Fig. 11.2)

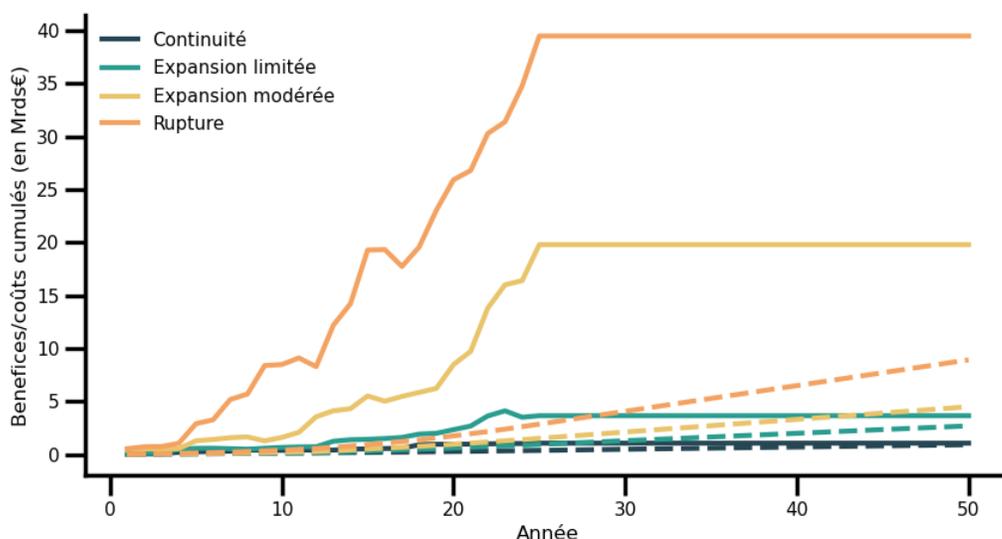


Fig. 11.1 – Coûts (en pointillé) et bénéfices cumulés (en trait plein) de la flexibilité complète, scénarios à déploiement progressif

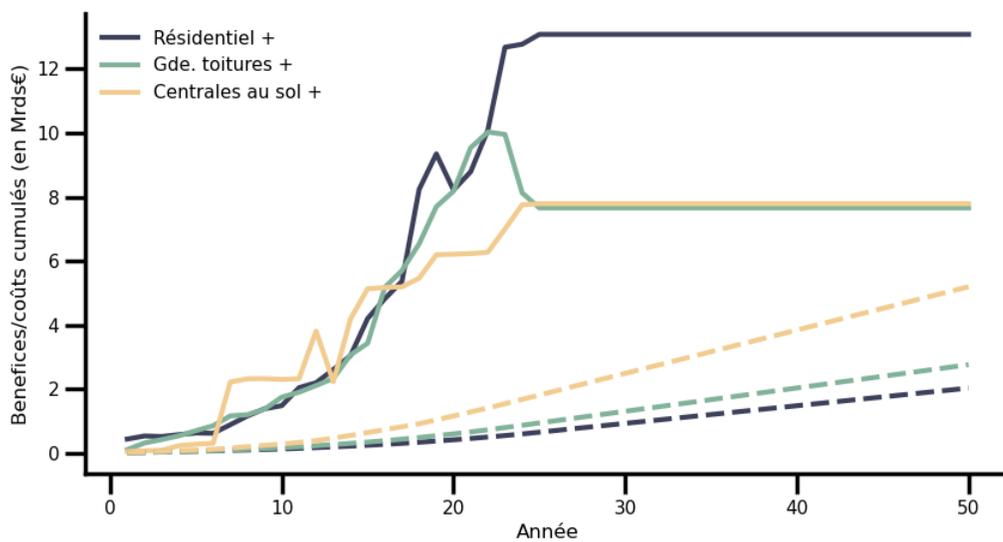


Fig. 11.2 – Coûts (en pointillé) et bénéfices cumulés (en trait plein) de la flexibilité complète, scénarios à déploiement différencié par type de centrales

Dans cette section, nous présentons les résultats de la simulation de différents scénarios de déploiement de la production photovoltaïque (PV) et analysons l'impact de la flexibilité de cette production en termes de coûts de renforcement évités et de pertes d'énergie PV. Les résultats sont comparés entre les scénarios avec et sans flexibilité de l'injection PV, ainsi qu'entre différents départs entre scénarios.

12.1 Répartition urbain/rural du potentiel PV

Il est possible d'obtenir la répartition des puissances installées en fonction du caractère rural ou urbain de chaque départ pour les différents scénarios (cf Fig. 12.1). Ceci met en évidence la prépondérance du secteur rural dans l'ensemble des scénarios, à l'exception du scénario "résidentiel +", pour lequel les puissances déployées en urbain et en rural sont très proches.

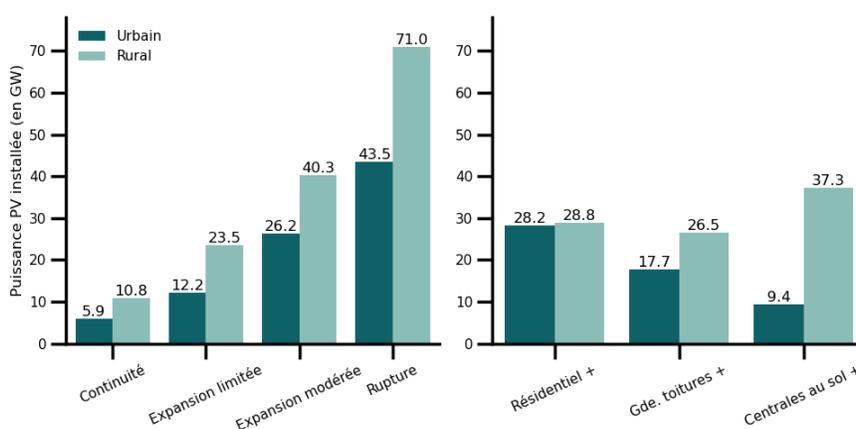


Fig. 12.1 – Puissance installée par scénarios et par secteur urbain ou rural

12.2 Lien entre longueur des départs et potentiel PV

Afin d'évaluer l'existence d'un lien entre longueur des départs et potentiel PV, le graphique présente le résultat d'une régression de type LOESS (régression polynomiale avec pondération locale) appliquée séparément pour les départs urbains et ruraux.

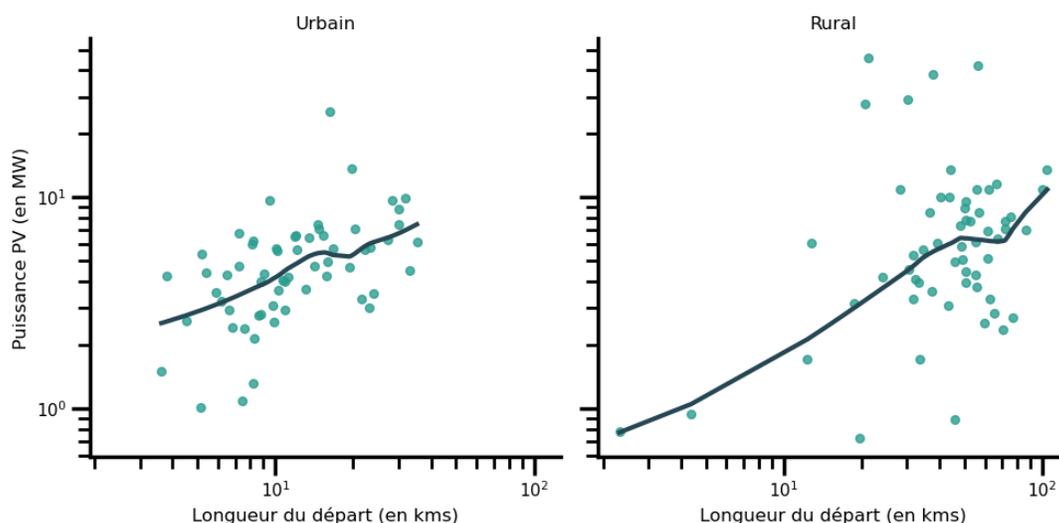


Fig. 12.2 – Puissance installée en fonction de la longueur, secteur urbain et rural, avec régression LOESS, scénario rupture

Bien que la régression mette en évidence l'existence d'un lien entre ces deux variables, on constate néanmoins qu'il peut exister une variabilité du potentiel PV de plusieurs ordres de grandeur pour des départs de longueur similaire.

12.3 Besoins de renforcements sans flexibilité

Avant de présenter les résultats obtenus en termes économiques, il est utile de quantifier les besoins de renforcement par type d'action, à la fois en valeur absolue (kilomètres de lignes et nombre de transformateurs, cf Fig. 12.3) et en valeur relative à la taille actuelle du système de distribution (cf Fig. 12.4).

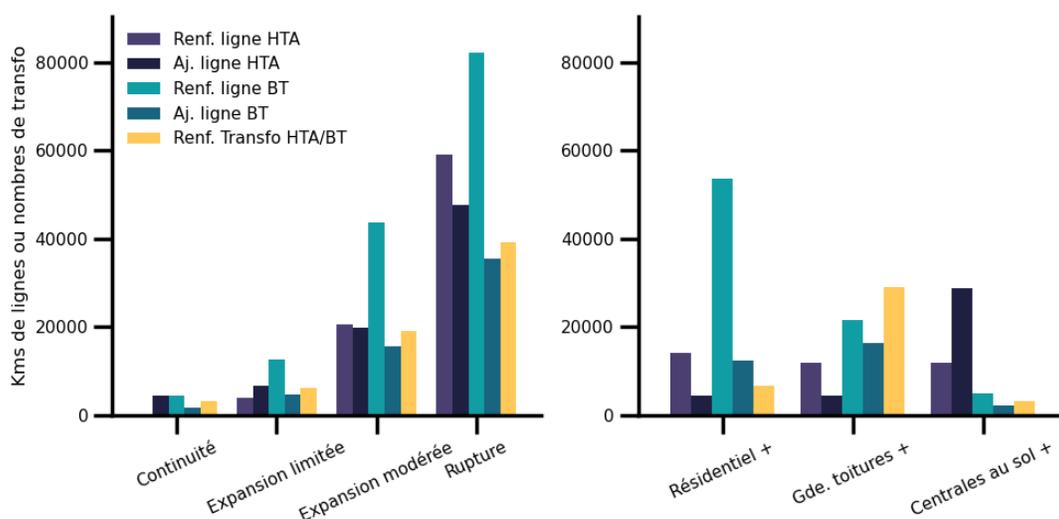


Fig. 12.3 – Besoins absolus de renforcement par scénario

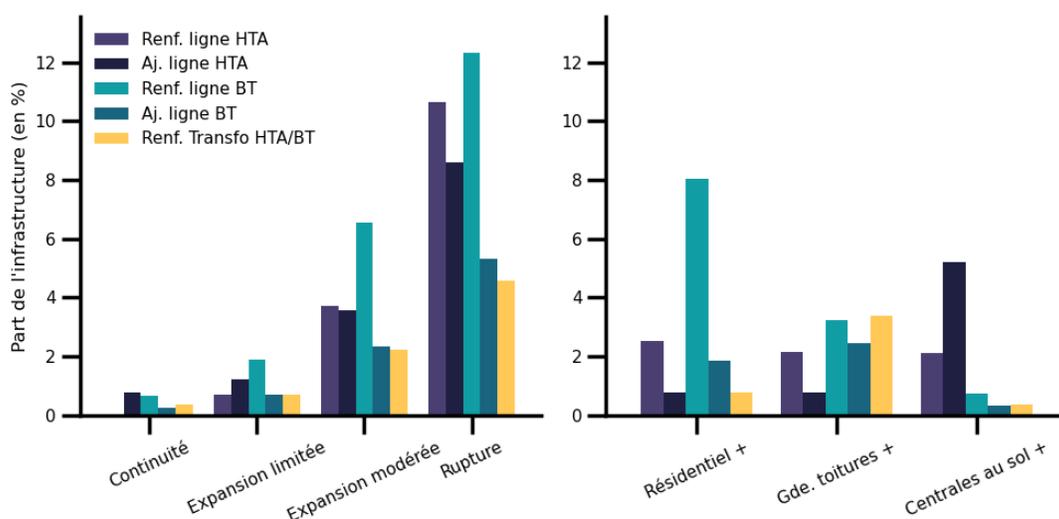


Fig. 12.4 – Besoins de renforcement par scénario, exprimés en pourcentage de la taille de l'infrastructure existante

On peut ainsi constater que, si on regroupe renforcements et création de lignes, les réseaux HTA et BT vont subir une part d'intervention similaire dans les scénarios continuité à rupture, pour lesquels les types de centrales sont réparties de manière homogène. En ce qui concerne les scénarios qui modélisent la sensibilité aux types de centrales, on observe logiquement que le scénario résidentiel+ implique des besoins élevés en BT à l'opposé du scénario centrales au sol+ qui concentrent les investissements en HTA, tandis que le scénario grandes toitures+ nécessite le renforcement d'une part plus élevée des transformateurs HTA/BT.

12.4 Coûts de renforcement sans flexibilité

Cette section présente les coûts de renforcement pour les départs représentatifs et les différents scénarios de déploiement photovoltaïque, en l'absence de flexibilité. Les graphiques permettent d'analyser les variations de coûts en fonction des scénarios, de la puissance installée et de la distribution des coûts pour chaque départ.

Le graphique Fig. 12.5 illustre les coûts de renforcement totaux pour chaque scénario de déploiement PV sans flexibilité. Il permet d'observer l'impact global des différents scénarios sur les besoins de renforcement du réseau, à la fois en termes de niveau de pénétration du PV (graphique de gauche) et du type de centrales installées (graphique de droite).

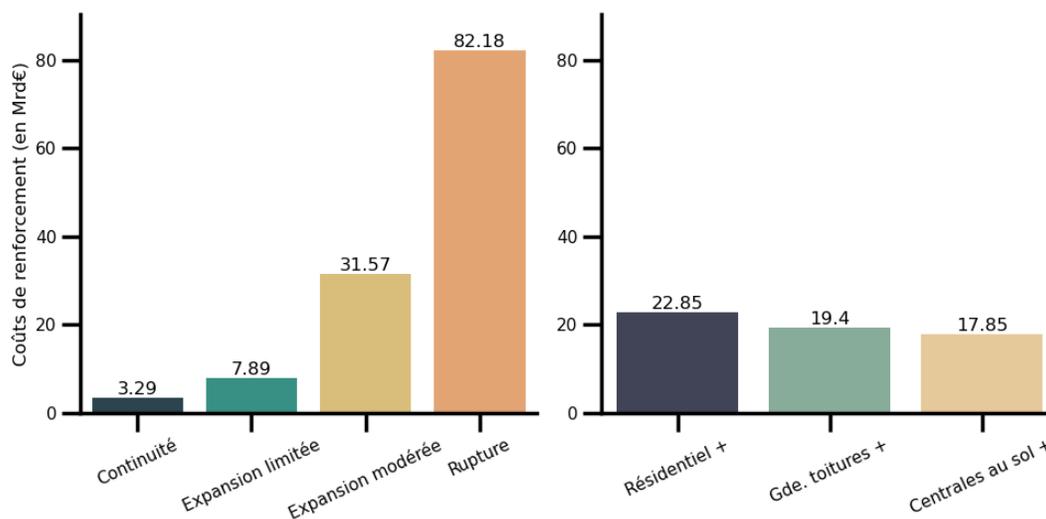


Fig. 12.5 – Coûts de renforcement totaux par scénario

Le tableau *Coûts de renforcement par mesure et cause, scénario rupture* donne la décomposition des coûts par type de mesure de renforcement, niveau de tension et cause du besoin de renforcement. Les contraintes de tension en HTA puis BT constituent la très grande majorité des causes de renforcement ou création d'infrastructure, suivis par la connexion directe au poste source des centrales au sol de grande puissance. Les contraintes d'intensité n'ont qu'un impact marginal sur les coûts de renforcement.

Tableau 12.1 – Coûts de renforcement par mesure et cause, scénario rupture

Mesure	Niveau de Tension	Cause	Coût (en Mrds €)
renf. ligne	HTA	tension	16.69
aj. ligne	HTA	tension	14.23
enf. ligne	HTA	tension	13.17
aj. ligne	BT	tension	10.78
renf. ligne	BT	tension	9.72
aj. ligne	HTA	direct poste source	9.55
enf. ligne	BT	tension	5.42
renf. transfo.	HTA	transfo	1.89
renf. ligne	HTA	ligne	0.24
renf. ligne	BT	ligne	0.17
enf. ligne	BT	ligne	0.12
aj. ligne	BT	ligne	0.1
enf. ligne	BT	tension/ligne	0.1

Le graphique Fig. 12.6 présente les coûts de renforcement totaux pour chaque scénario en fonction de la puissance crête PV installée. On constate ainsi que les coûts augmentent non linéairement avec la puissance installée (graphique de gauche).

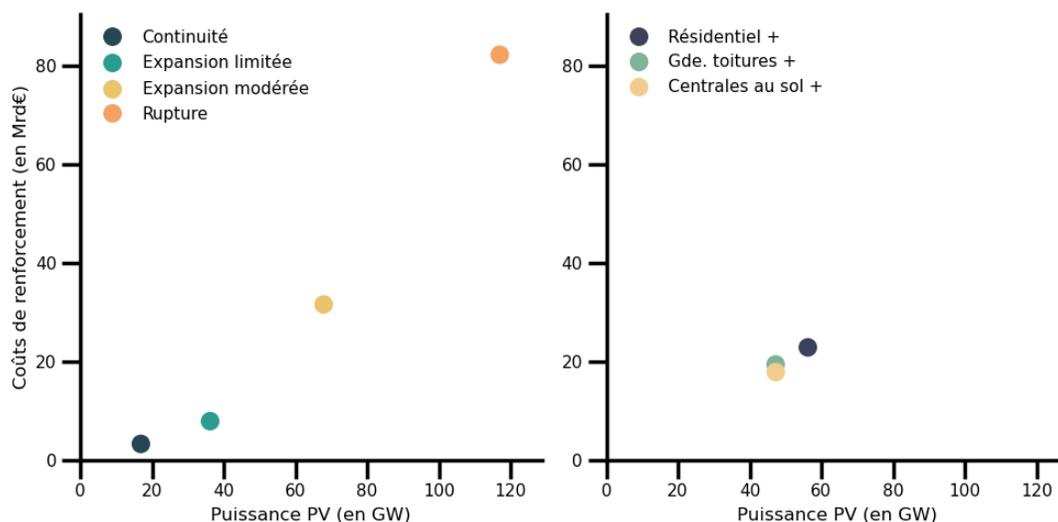


Fig. 12.6 – Coûts de renforcement totaux par scénario en fonction de la puissance PV installée

Une autre manière d'évaluer la dépendance des coûts à la puissance installée est de considérer en parallèle leur cumul par année des puissances installées et des coûts, ce que propose le graphique Fig. 12.7.

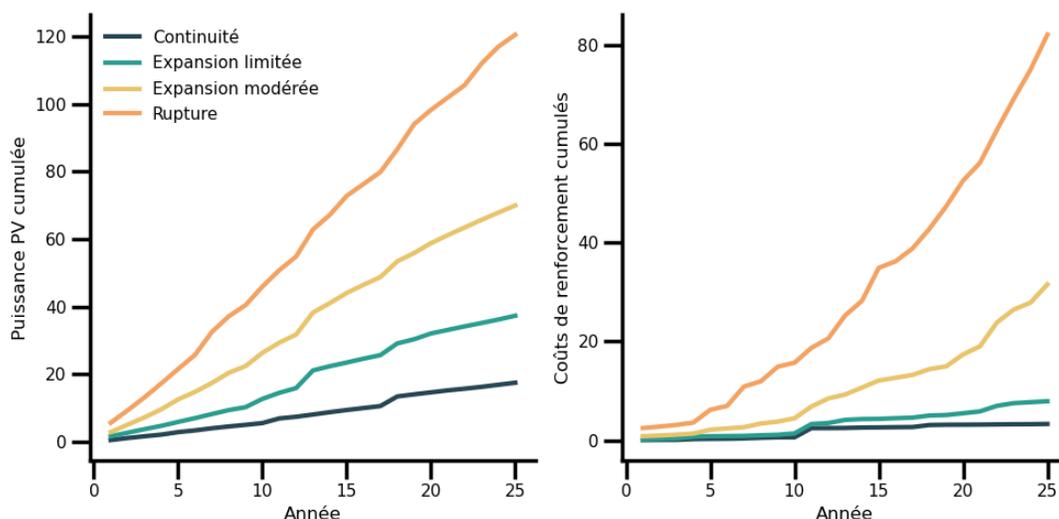


Fig. 12.7 – Puissance installée et coûts de renforcement cumulés par année

Au vu des graphiques précédents, il est logique de constater dans Fig. 12.8 que les coûts unitaires de renforcement augmentent avec la pénétration du photovoltaïque.

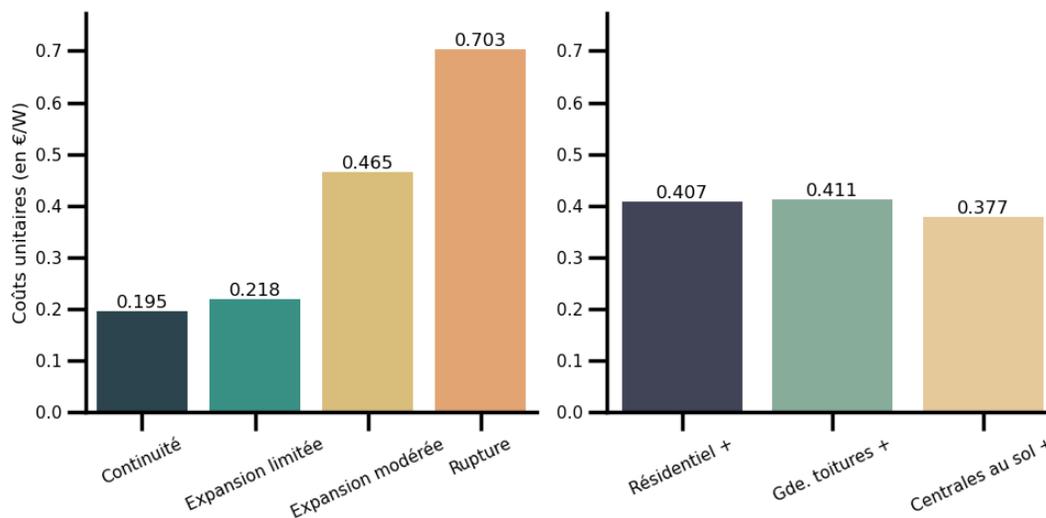


Fig. 12.8 – Coûts de renforcement par puissance installée

Cette vision moyennée recouvre une grande diversité de situations, comme mis en évidence par Fig. 12.9 qui présente les coûts cumulés en fonction de la puissance cumulée par départ, en triant les départs par ordre croissant de coût par puissance installée.

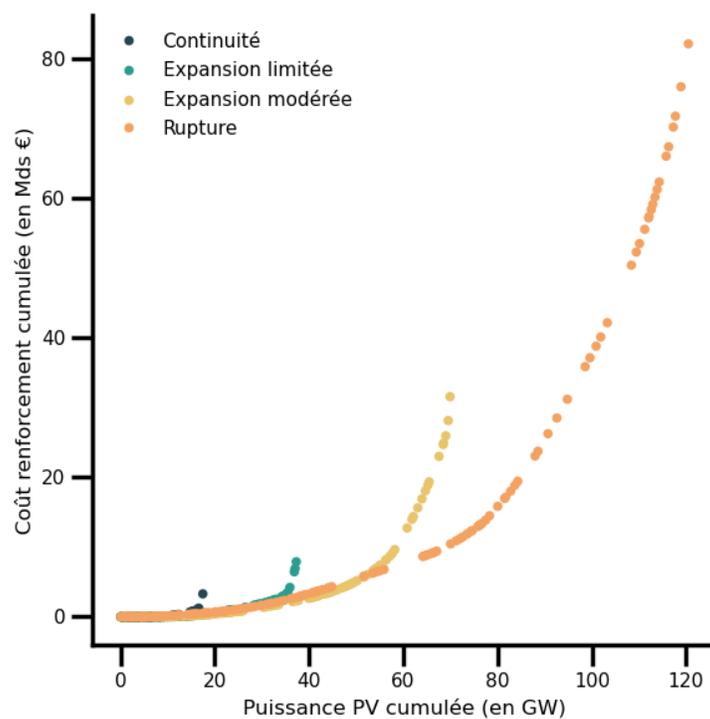


Fig. 12.9 – Puissance installée et coûts de renforcement cumulés par départ, triés par ordre croissant de coût par puissance installée

Dans une logique d'optimisation des coûts, il est possible de créer trois alternatives pour chaque scénario en sélectionnant les départs en fonction de leur coût unitaire de renforcement :

- Coût minimisé : tous les départs ont un coût unitaire de renforcement inférieur à 0.8 €/W
- Compromis coût/potentiel : tous les départs ont un coût unitaire de renforcement inférieur à 1.5 €/W
- Potentiel maximisé : tous les départs sont considérés

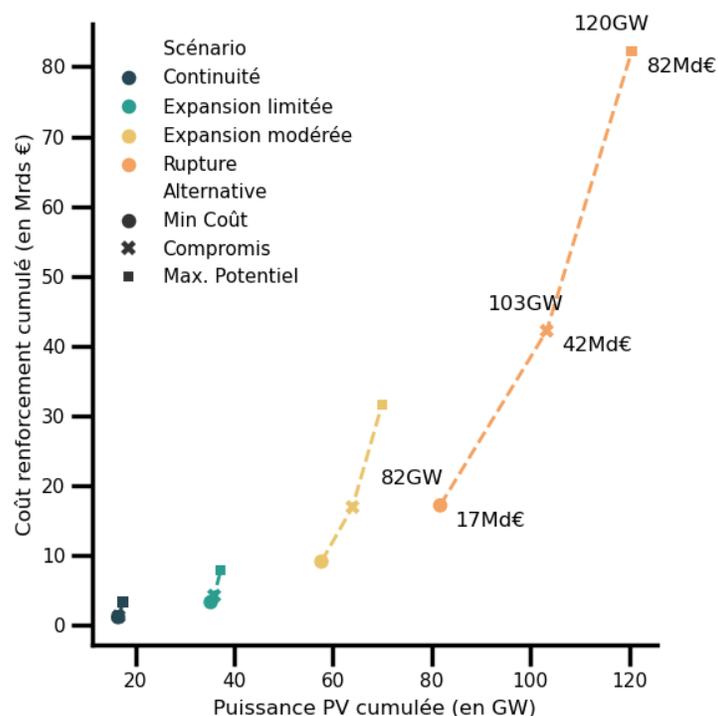


Fig. 12.10 – Puissance installée et coûts de renforcement cumulés pour les trois alternatives

Si on s'intéresse au scénario « rupture » en particulier, on constate que les 17 GW les moins favorables induisent un coût de renforcement unitaire 10 fois supérieur aux 82 GW les plus favorables. Par conséquent, renoncer à installer 14% du potentiel PV (17 GW) permettrait d'économiser 49% des coûts de renforcement tandis que renoncer à 31 % (38 GW) du potentiel permettrait d'économiser 79% des coûts.

Fig. 12.11 et Fig. 12.12 présentent une analyse similaire pour les scénarios par type d'installations qui permet de mettre en évidence une plus grande homogénéité des coûts pour les centrales en toiture résidentielle comparativement aux deux autres types.

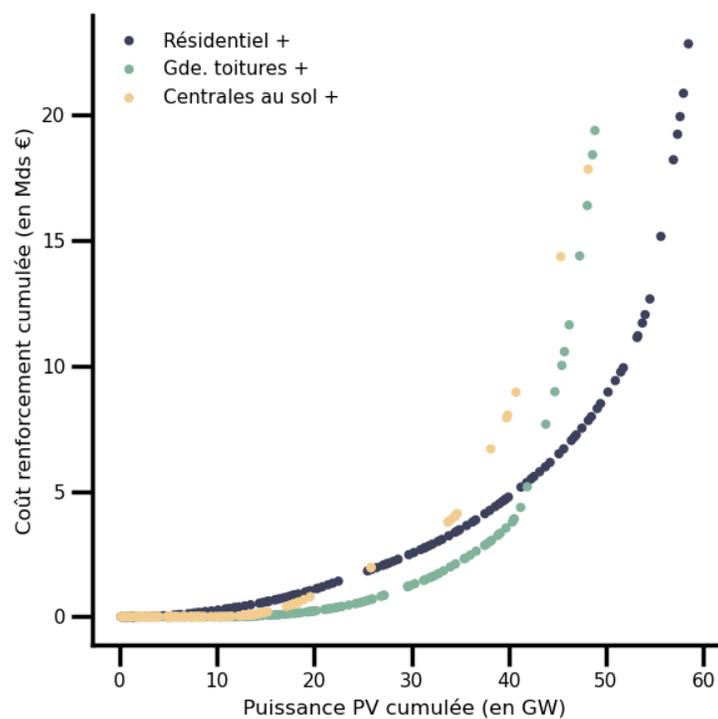


Fig. 12.11 – Puissance installée et coûts de renforcement cumulés par départ, triés par ordre croissant de coût par puissance installée

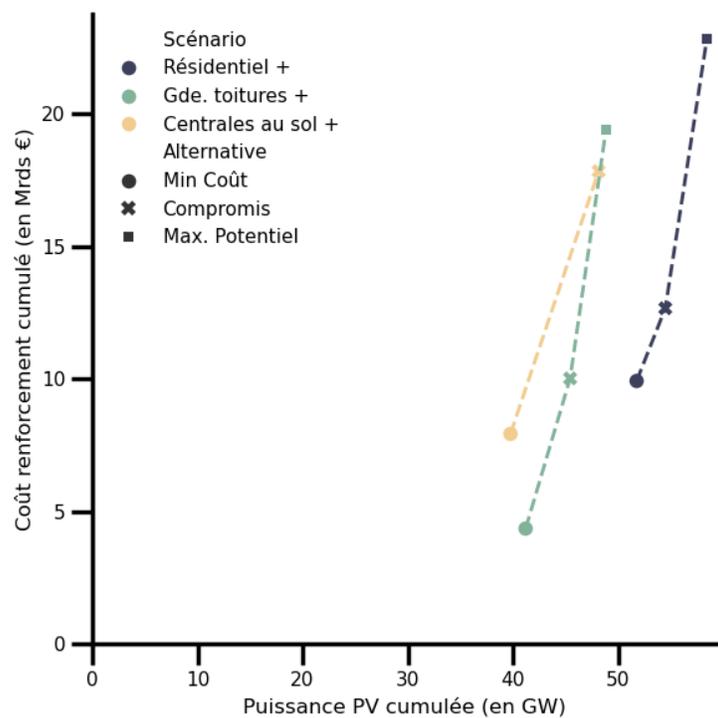


Fig. 12.12 – Puissance installée et coûts de renforcement cumulés pour les trois alternatives

12.4.1 Répartition urbain/rural

Comme nous l'avons vu précédemment, le potentiel PV est principalement situé dans les zones rurales, sauf pour le scénario résidentiel+. Si on analyse les coûts unitaires (par puissance installée) de renforcement par secteur, on se rend compte que ceux-ci sont largement supérieurs en secteur rural (cf Fig. 12.13), malgré des coûts unitaires (par longueur de ligne ou puissance de transformateur) plus faibles qu'en secteur urbain (cf section modèle de coût). Ceci s'explique par la longueur plus élevée des départs, qui implique à la fois un plus grand risque de contrainte de tension et des longueurs à renforcer plus élevées en cas de contrainte, et la part plus grande d'aérien, dont les capacités d'accueil sont, en général, plus faibles qu'en souterrain.

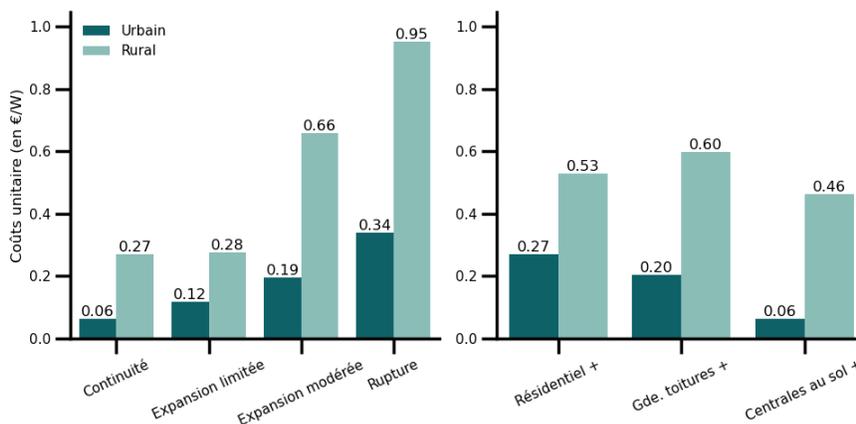


Fig. 12.13 – Coûts unitaires (par puissance installée) de renforcement par scénarios et par secteur urbain ou rural

On obtient donc logiquement des coûts totaux beaucoup plus élevés en secteur rural comme l'illustre Fig. 12.13

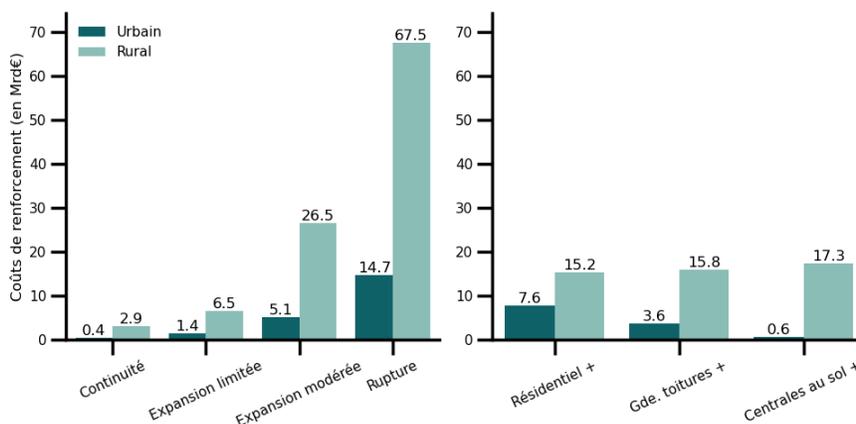


Fig. 12.14 – Coûts de renforcement totaux par scénarios et par secteur urbain ou rural

De plus, si on reprend le graphique Fig. 12.1 en ajoutant une couleur dépendant du coût unitaire de renforcement, on peut remarquer que celui-ci est plus fortement influencé par la longueur du réseau en secteur rural qu'en secteur urbain (cf Fig. 12.15). Néanmoins, cette tendance générale ne doit pas masquer le fait qu'une grande partie de la variance des coûts unitaires ne peut être expliquée ni par la longueur du départ, ni par la puissance PV raccordée.

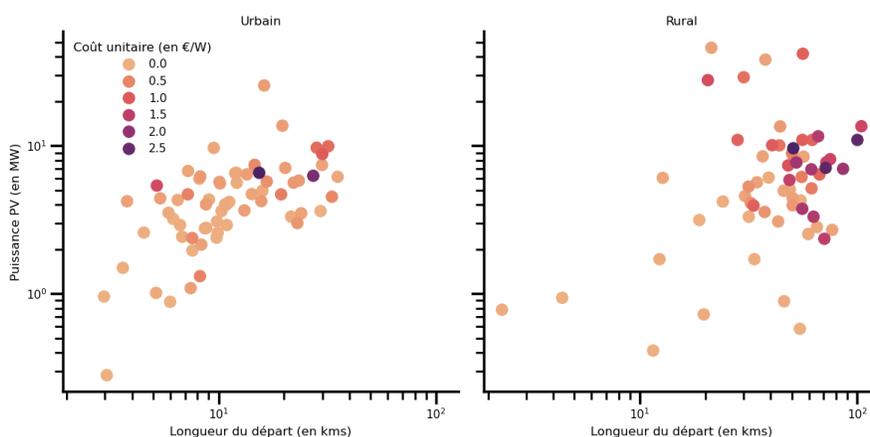


Fig. 12.15 – Puissance installée en fonction de la longueur, couleur en fonction du coût unitaire, secteur urbain et rural, scénario rupture

12.4.2 Répartition géographique

Les cartes Fig. 12.16 et Fig. 12.17 permettent de visualiser la répartition géographique des puissances PV et coûts unitaires associés à chacun des départements représentatifs, et confirme la relative indépendance de ces deux variables.

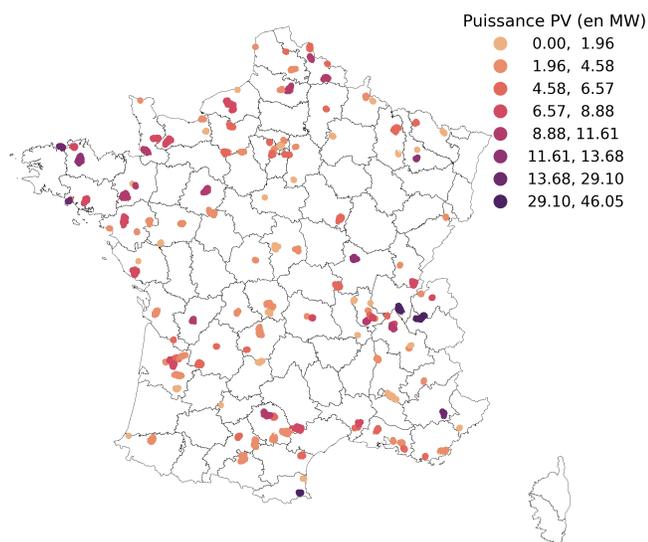


Fig. 12.16 – Tracé des départements représentatifs, colorés en fonction de la puissance PV, scénario rupture

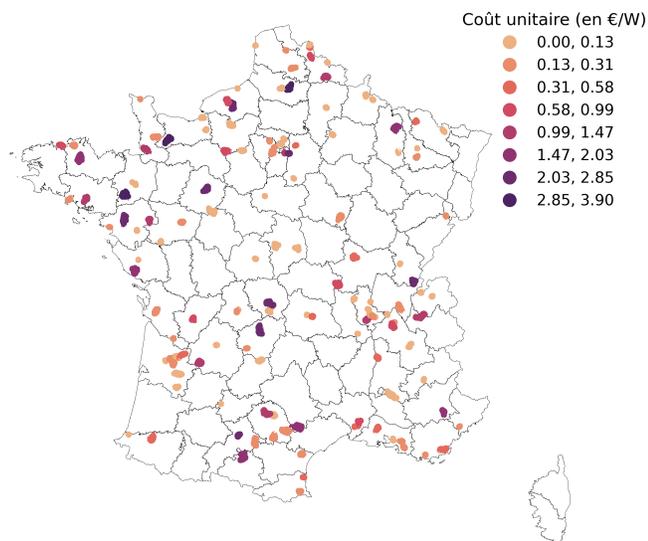


Fig. 12.17 – Tracé des départements représentatifs, colorés en fonction du coût unitaire de renforcement, scénario rupture

Même en descendant à un niveau géographique plus restreint (départements représentatifs présents dans un département), il ne semble pas évident de déterminer quelles caractéristiques des réseaux puissent être prédictives des coûts unitaires de renforcement. Nous illustrons ceci pour les départements de la Gironde (Fig. 12.18), du Tarn (Fig. 12.19) et de la Loire-Atlantique (Fig. 12.20).

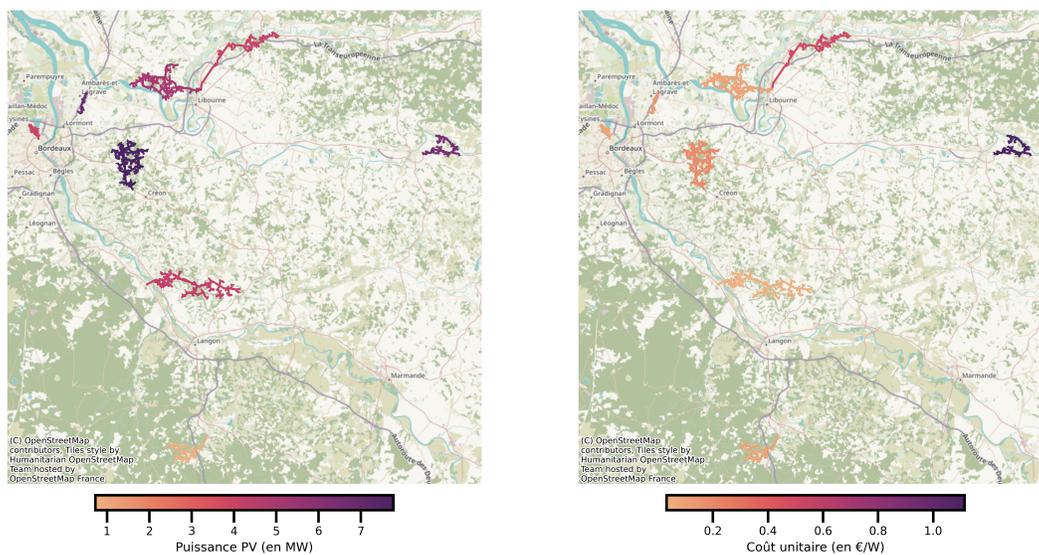


Fig. 12.18 – Tracé des départs représentatifs, colorés en fonction de la puissance PV et du coût unitaire de renforcement, scénario rupture, Gironde

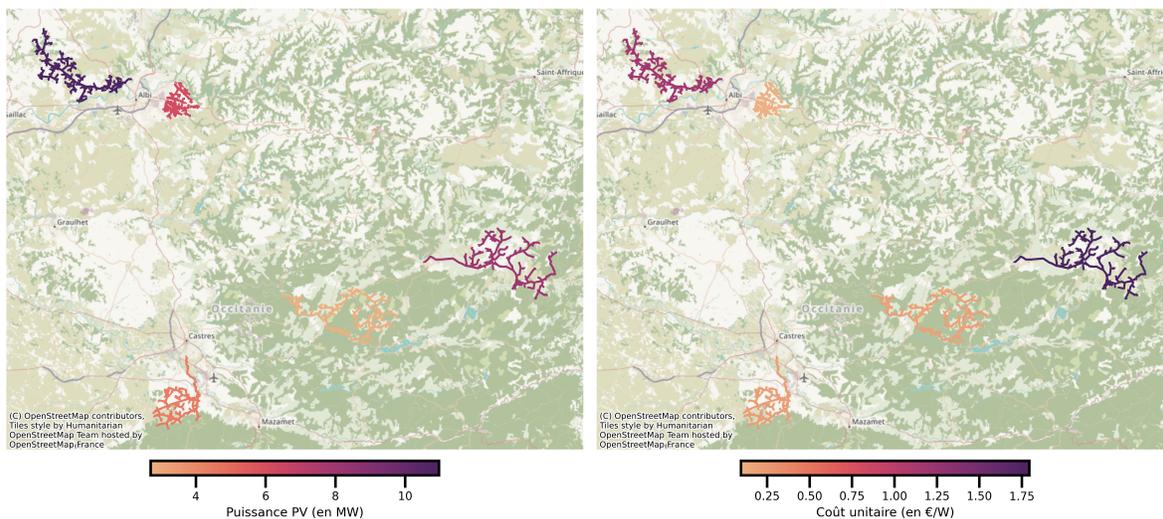


Fig. 12.19 – Tracé des départs représentatifs, colorés en fonction de la puissance PV et du coût unitaire de renforcement, scénario rupture, Tarn

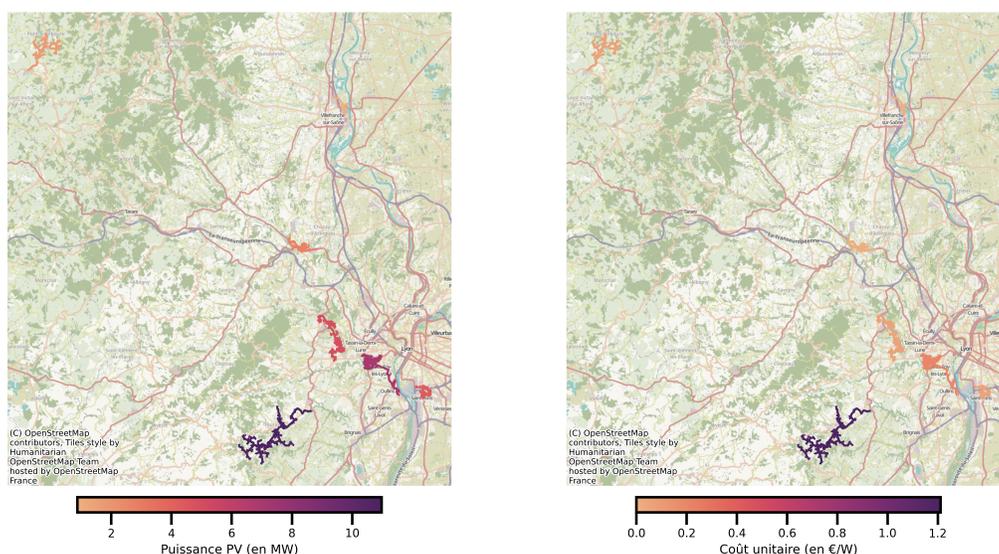


Fig. 12.20 – Tracé des départs représentatifs, colorés en fonction de la puissance PV et du coût unitaire de renforcement, scénario rupture, Rhône

12.5 Evitements de renforcements grâce à la flexibilité

Les mêmes départs sont ensuite simulés en appliquant les différents types de contrôle de l'injection PV définis dans la chapitre_reinforcement_modelling, tout en limitant la puissance écrêtée à 30% de la puissance maximale. Le graphique Fig. 12.21 présente les coûts de renforcement totaux pour les différents scénarios et types de flexibilité étudiés, tandis que Fig. 12.22 met en évidence les coûts de renforcement évités en appliquant la flexibilité la plus complète (transformateur, ligne et tension).

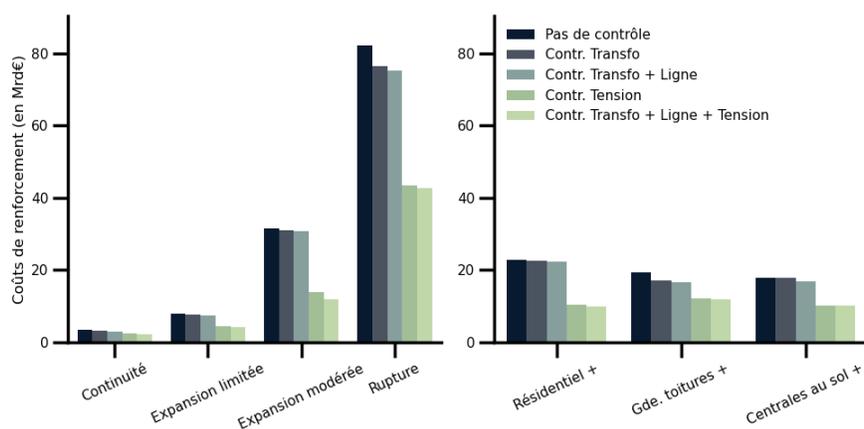


Fig. 12.21 – Coûts de renforcement totaux par scénario et type de flexibilité

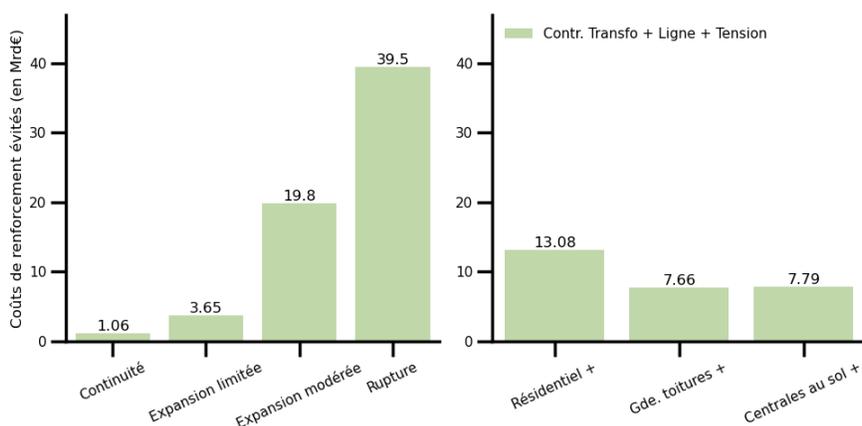


Fig. 12.22 – Coûts de renforcement évités par scénario grâce à la mise en oeuvre de la flexibilité transformateur, ligne et tension

Le tableau *Coûts de renforcement par mesure et cause, scénario rupture, sans et avec flexibilité* présente le détail des coûts de renforcement sans et avec flexibilité et les gains permis par celle-ci. Logiquement, les gains les plus significatifs correspondent à l'évitement d'ajout de ligne pour lever des contraintes de tension, puisque l'ajout de ligne est appliqué en dernier recours lorsque les possibilités de renforcement/enfouissement ont été épuisées et les contraintes de tension sont prépondérantes. On peut aussi noter que la flexibilité permet des gains même en cas de connexion directe au poste source puisque certaines de ces connexions nécessitent l'ajout de plus d'une ligne.

Tableau 12.2 – Coûts de renforcement par mesure et cause, scénario rupture, sans et avec flexibilité

Mesure	Niveau de Tension	Cause	Coût (en Mrds €)	Coût avec flex.	Gain
renf. ligne	HTA	tension	16.69	10.95	5.74
aj. ligne	HTA	tension	14.23	5.11	9.12
enf. ligne	HTA	tension	13.17	9.1	4.07
aj. ligne	BT	tension	10.78	4.38	6.4
renf. ligne	BT	tension	9.72	4.1	5.62
aj. ligne	HTA	direct poste source	9.55	6.58	2.97
enf. ligne	BT	tension	5.42	1.78	3.64
renf. transfo.	HTA	transfo	1.89	0.56	1.33
renf. ligne	BT	ligne	0.17	0.04	0.13
enf. ligne	BT	ligne	0.12	0.04	0.08
aj. ligne	BT	ligne	0.1	0.03	0.07
enf. ligne	BT	tension/ligne	0.1	0.02	0.08

Afin d'analyser la robustesse des gains apportés par la flexibilité à l'optimisation de la sélection des emplacements des centrales, il est utile d'évaluer ceux-ci pour les trois alternatives définies précédemment (Coût minimisé, Compromis coût/potentiel et Potentiel maximisé). Le graphique Fig. 12.23 reprend le graphique Fig. 12.10 en y adjoignant les résultats correspondants en cas d'application de la flexibilité la plus complète. Logiquement, la valeur absolue des gains apportés diminue lorsque le potentiel est limité aux centrales présentant des coûts unitaires faibles. De plus, on constate que, pour le scénario rupture au moins, la part des coûts évités diminue dans le même temps que les coûts unitaires augmentent (65% d'économie pour les 82 GW à coûts unitaires les plus faibles, 43% pour les 38 GW les plus chers), ce qui va à l'encontre d'une hypothèse de rendement décroissant de la flexibilité avec l'optimisation du positionnement des centrales. Dit autrement, même si on fait le choix de ne mettre en oeuvre que les centrales les plus efficaces en termes

de coûts de renforcement de réseau, la mise en oeuvre de la flexibilité présente quand même des bénéfices substantiels.

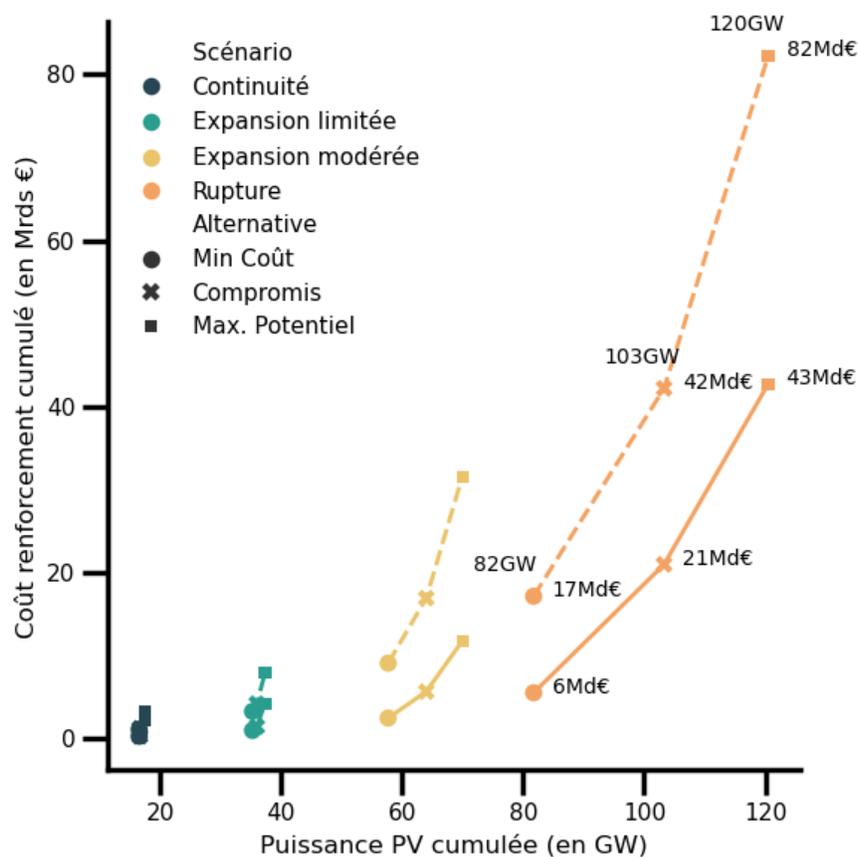


Fig. 12.23 – Coûts de renforcement évités par scénario grâce à la mise en oeuvre de la flexibilité transformateur, ligne et tension

12.6 Energie photovoltaïque non injectée

En mettant en oeuvre la méthode de réduction du nombre de pas de temps, il a été possible de calculer l'énergie photovoltaïque écrêtée heure par heure et centrale par centrale pour l'ensemble des scénarios considérés.

Les graphiques Fig. 12.25 et Fig. 12.26 présentent l'évolution année par année de la production photovoltaïque et de l'écrêtement pour l'ensemble des scénarios. Le graphique Fig. 12.28 permet de visualiser la part d'écrêtement la dernière année tandis que Fig. 12.27 concerne la part moyenne sur les 25 ans des scénarios de déploiement PV.

On constate ainsi que la part d'énergie écrêtée du fait de la flexibilité varie entre 0.4 et 1.8 % de la production annuelle, une valeur qui est à comparer aux 5% d'écrêtement qui découleraient d'un sous-dimensionnement statique (cf rapport « Etude des monotones de production photovoltaïque » dont est extrait Fig. 12.33). On peut aussi observer que l'écrêtement augmente avec le taux de pénétration du PV et la taille des centrales. Ce dernier facteur s'explique par le fait que les centrales en toitures ont, comparativement aux centrales au sol, plus de chances d'être situées à proximité de charges concomitantes à la production qui réduisent donc l'énergie écrêtée.

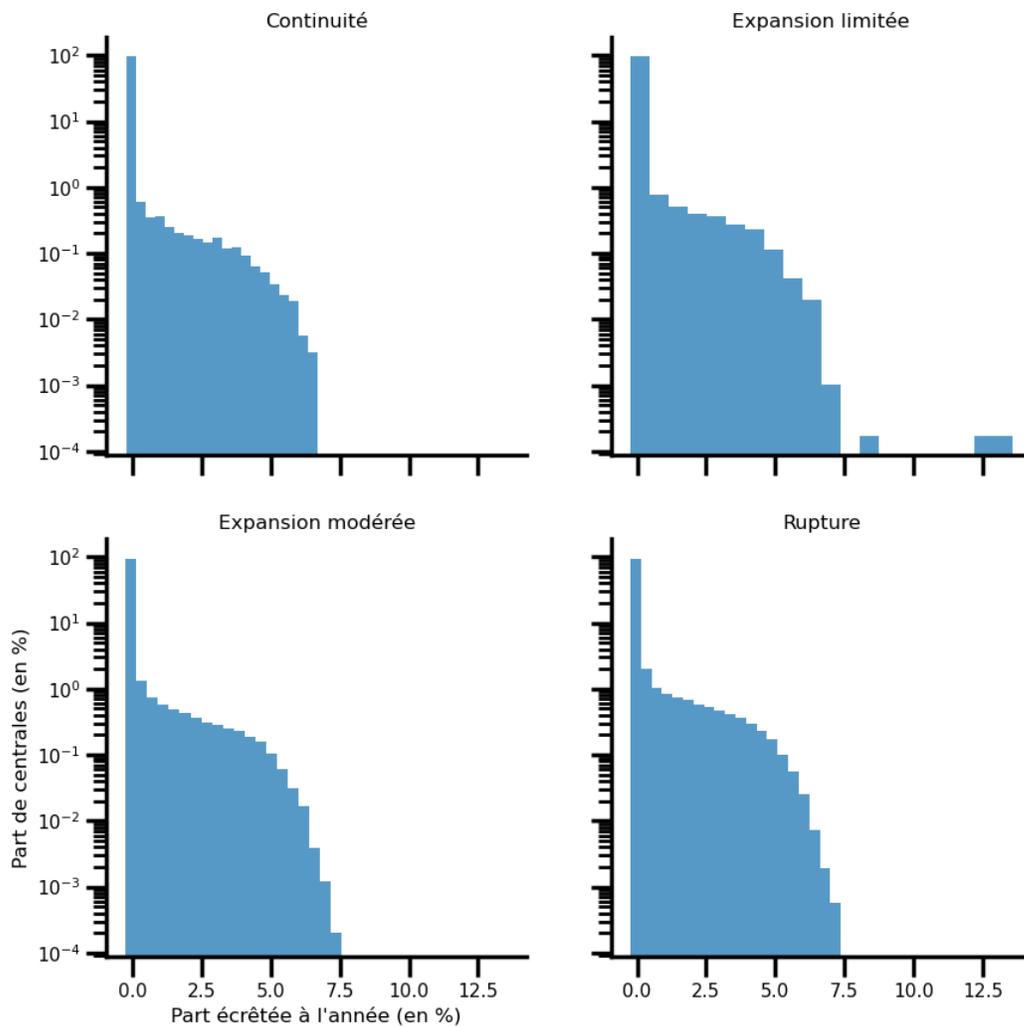


Fig. 12.24 – Energie annuelle écrêtée en fonction de la profondeur de l'écrêtement statique pour une sélection de communes, orientation sud et inclinaison 40°

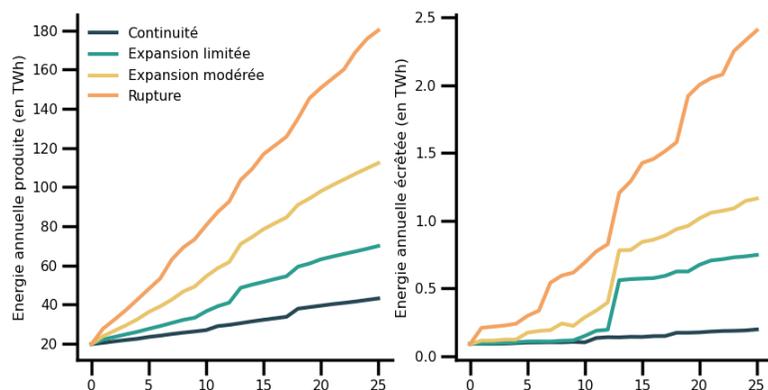


Fig. 12.25 – Production et écrêtement photovoltaïque, flexibilité complète

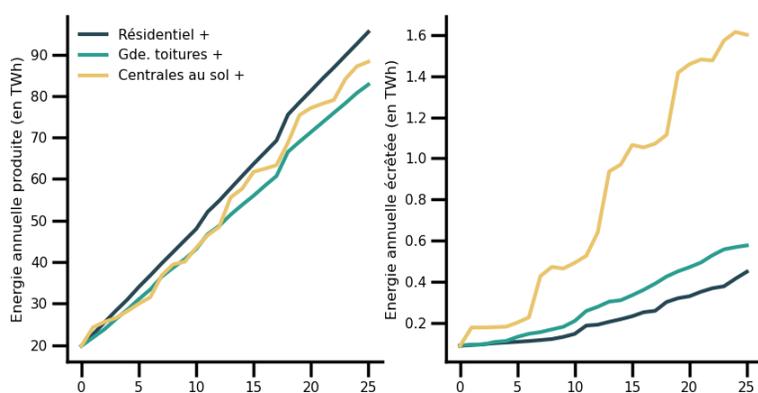


Fig. 12.26 – Production et écrêtement photovoltaïque, flexibilité complète

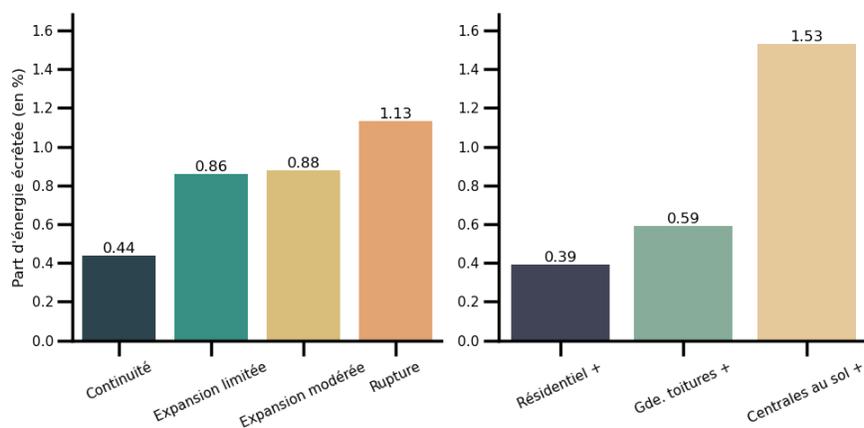


Fig. 12.27 – Part de production écrêtée en dernière année

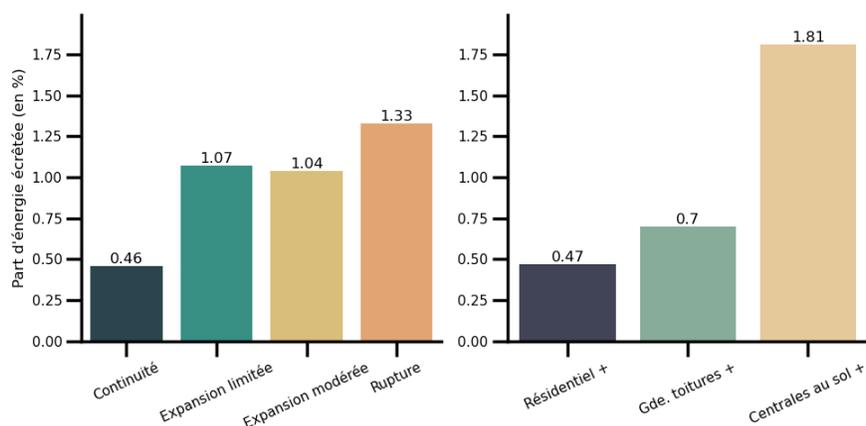


Fig. 12.28 – Part de production écartée moyenne

Afin d'analyser la distribution des résultats par département, on peut commencer par s'intéresser à la relation entre l'énergie écartée et l'énergie produite (Fig. 12.29 et Fig. 12.30). Ceci permet notamment de mettre en évidence son hétérogénéité qui découle de la variabilité des capacités d'accueil des réseaux renforcés et de l'adéquation entre production et demande. On peut aussi relever qu'une des raisons pour lesquelles le scénario résidentiel+ présente un écartement plus faible que centrale au sol+ est la meilleure répartition des énergies produites sur l'ensemble des départements.

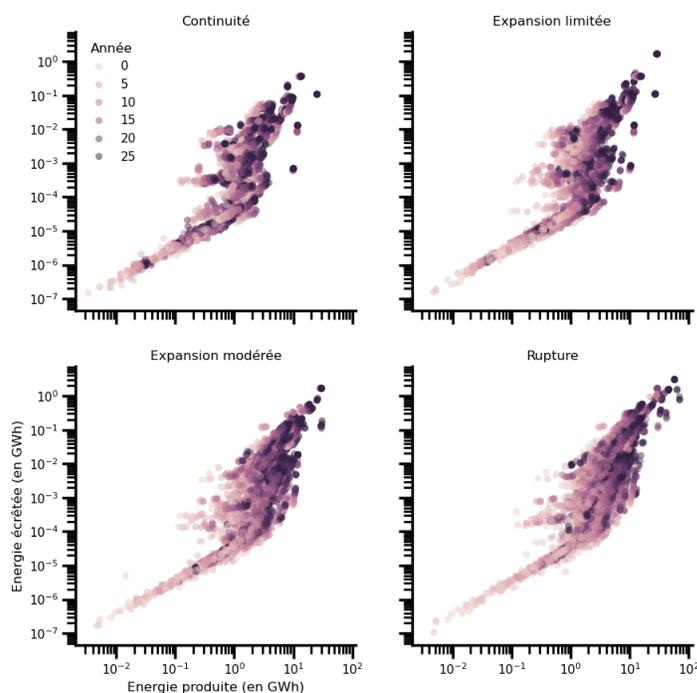


Fig. 12.29 – Energie écartée en fonction de l'énergie produite, départ par département et année par année, scénarios à déploiement progressif

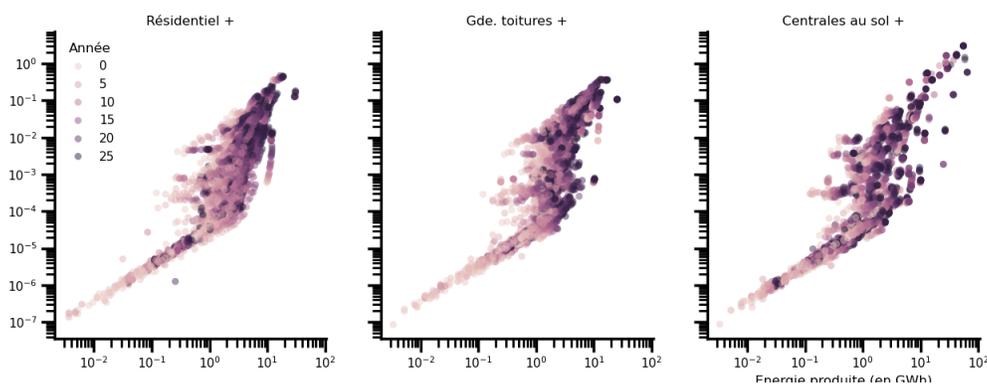


Fig. 12.30 – Energie écartée en fonction de l'énergie produite, départ par départ et année par année, scénarios à déploiement différencié par type de centrales

On peut ensuite considérer la manière dont la part d'écrêtement calculée à la pointe se traduit en part d'écrêtement annuelle (Fig. 12.31 et Fig. 12.32) afin d'isoler l'impact spécifique de l'adéquation entre production et demande, qui se traduit par une réduction de l'écrêtement annuel pour un écrêtement à la pointe équivalent.

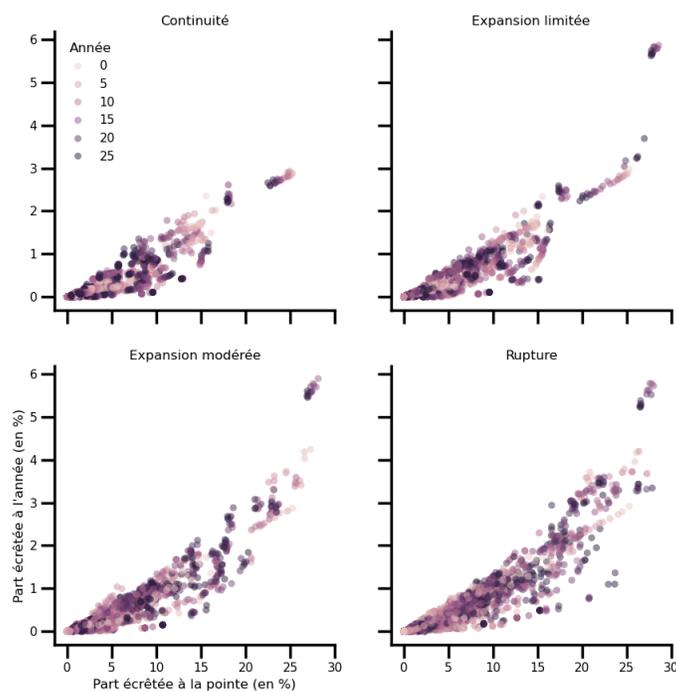


Fig. 12.31 – Part d'énergie écartée à l'année en fonction de la part d'énergie écartée à la pointe, départ par départ et année par année, scénarios à déploiement progressif

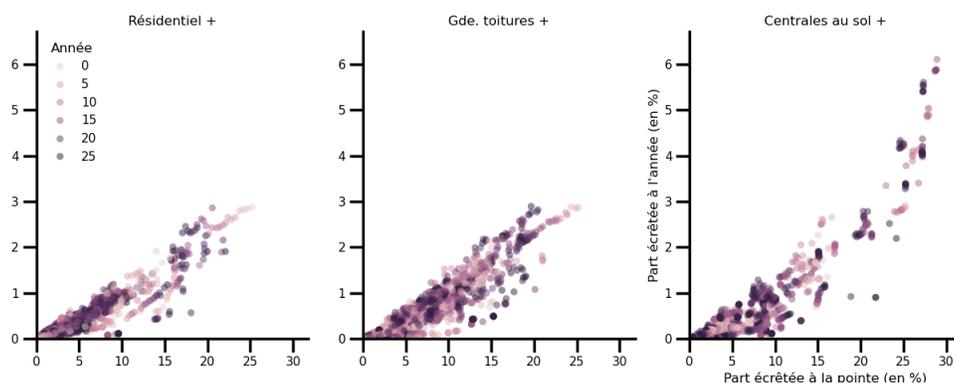


Fig. 12.32 – Part d'énergie écartée à l'année en fonction de la part d'énergie écartée à la pointe, départ par départ et année par année, scénarios à déploiement différencié par type de centrales

Si on descend à l'échelle de l'installation de production pour analyser la distribution des parts d'énergie écartée (cf Fig. 12.24), on peut observer qu'il existe une très grande inégalité entre les producteurs, puisqu'une très grande majorité subira un écartement très faible tandis qu'une minorité subira la plus grande part des écartements, avec quelques centrales subissant des écartements au-delà de 5% de l'énergie annuelle.

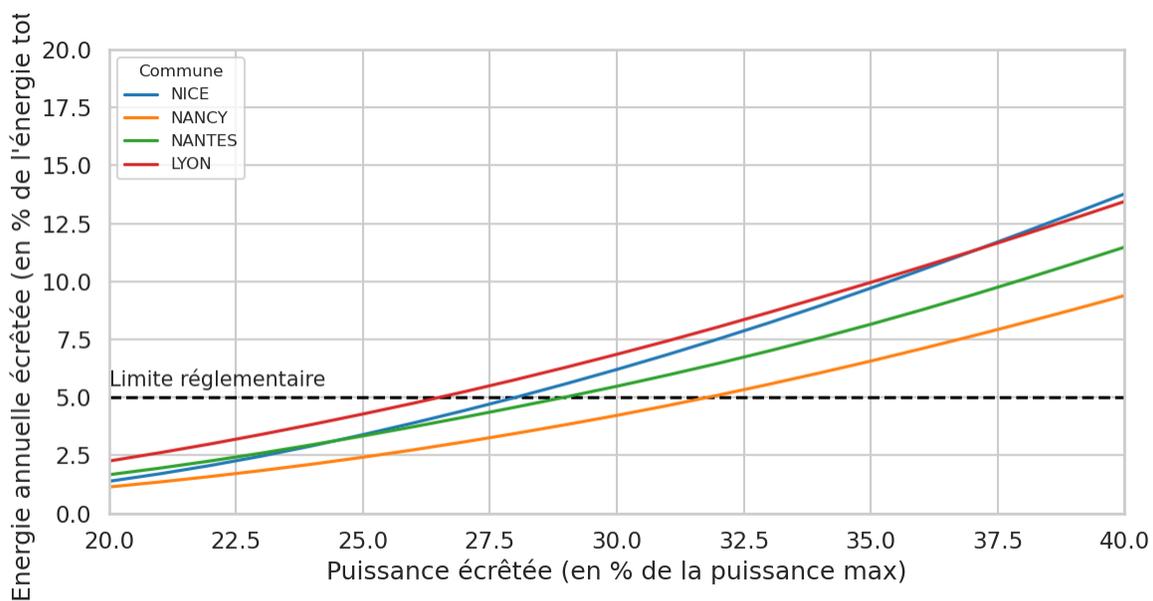


Fig. 12.33 – Distribution de la part d'énergie écartée par centrale, scénarios à déploiement progressif

12.7 Bénéfices nets apportés par la flexibilité

Les graphiques Fig. 12.34 et Fig. 12.35 montrent l'évolution des bénéfices nets cumulés pendant les 50 ans de la période d'analyse. En toute logique au vu des résultats précédents, les bénéfices nets apportés par la flexibilité augmentent fortement avec le taux de pénétration de la production PV. En ce qui concerne le type de centrales, le secteur résidentiel paraît particulièrement favorable à la mise en oeuvre de la flexibilité, puisque comparativement aux autres types de centrales, les bénéfices sont plus élevés et les coûts plus faibles.

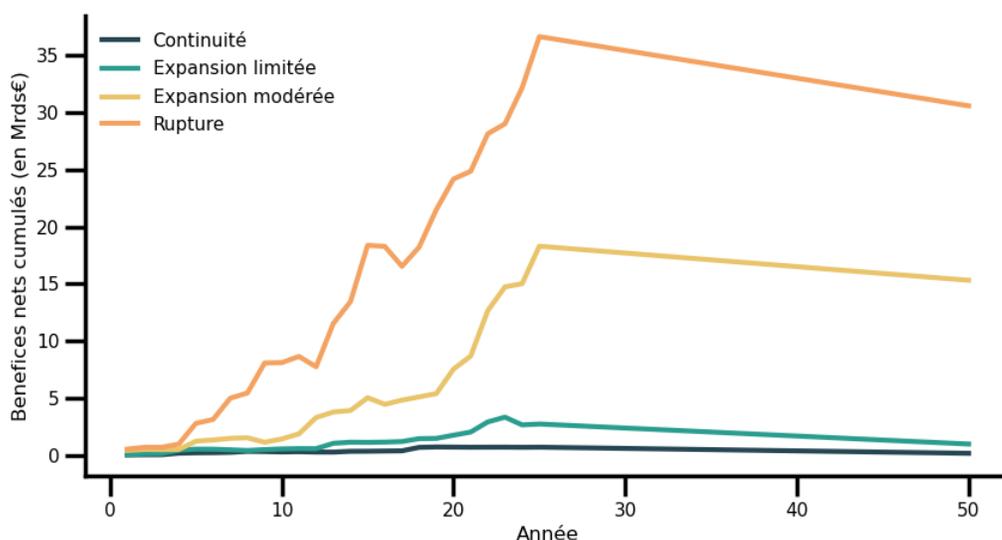


Fig. 12.34 – Bénéfices nets cumulés de la flexibilité complète, scénarios à déploiement progressif

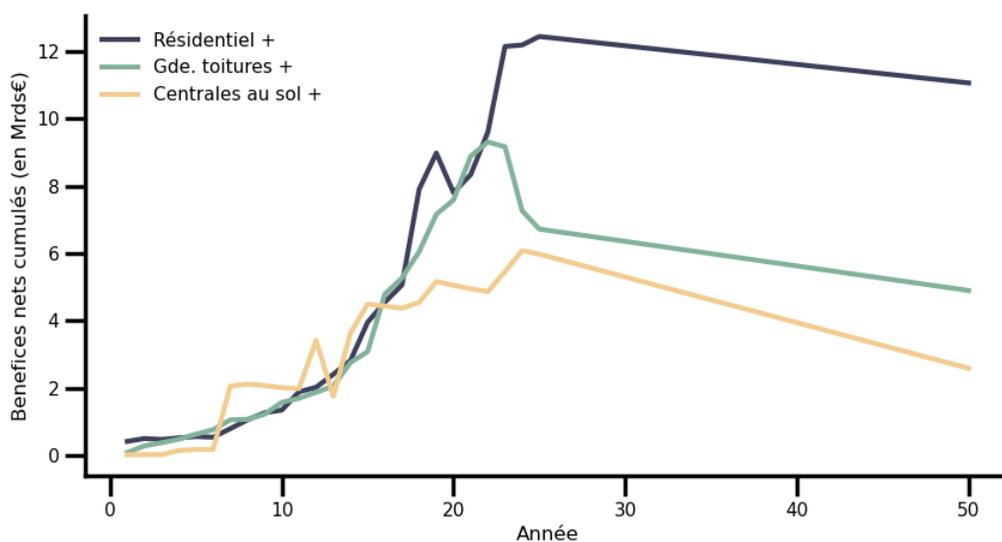


Fig. 12.35 – Bénéfices nets cumulés de la flexibilité complète, scénarios à déploiement différencié par type de centrales

Le graphique Fig. 12.36 et le tableau *Coûts et bénéfices par scénario* présente les résultats complets par scénario.

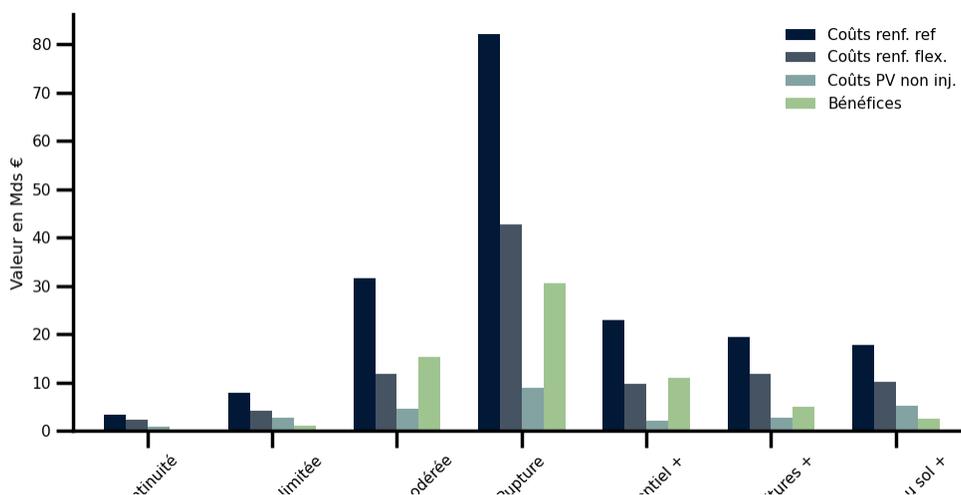


Fig. 12.36 – Coûts et bénéfices totaux par scénario, flexibilité complète

Tableau 12.3 – Coûts et bénéfices par scénario

	Coûts renf. évités	Coûts PV non inj.	Bénéfices Nets
Continuité	1.06	0.91	0.15
Expansion limitée	3.65	2.69	0.96
Expansion modérée	19.8	4.49	15.3
Rupture	39.5	8.92	30.58
Résidentiel +	13.08	2.03	11.05
Gde. toitures +	7.66	2.76	4.9
Centrales au sol +	7.79	5.2	2.59

13.1 Choix du type de flexibilité à mettre en oeuvre

Concernant le choix du type de contrôle, il apparaît que les bénéfices supplémentaires associés au contrôle centralisé (éviter des contraintes d'intensité sur les lignes et de puissance sur les transformateurs) sont relativement faibles. La mise en place de dispositifs de mesure, de prévision, de communication et de contrôle pour le contrôle centralisé nécessite des investissements substantiels, qui ne semblent pas justifiés face aux gains modestes observés. Un contrôle décentralisé axé uniquement sur la gestion de la tension pourrait offrir un compromis optimal en limitant les coûts de mise en oeuvre (utilisation des capacités existantes des onduleurs) tout en permettant une flexibilité qui capte la majorité des bénéfices en termes d'évitement d'investissement. Ce résultat est néanmoins très dépendant du rapport entre les coûts de renforcement des lignes et des transformateurs HTA/BT et ne tient pas compte de bénéfices supplémentaires qui pourraient venir de l'évitement d'investissement dans les postes sources (non modélisés ici).

Note : Recommandation n°1 : privilégier initialement le contrôle décentralisé en fonction de la tension, qui permet de capturer la majorité des bénéfices avec des coûts de mise en oeuvre limités

13.2 Etudes de raccordement

La manière de procéder actuelle qui consiste à évaluer centrale par centrale l'intérêt de la flexibilité au moment de l'élaboration de la Proposition Technique et Financière de raccordement ne permet pas de capturer l'ensemble des bénéfices que celle-ci peut apporter. En effet, cette méthode conduit logiquement à offrir un raccordement à puissance complète garantie lorsque la flexibilité ne permet pas d'éviter de renforcer au moment même de la réalisation. Or il peut s'avérer, dans ces cas-là, que cette flexibilité non mobilisable aurait été utile pour éviter un renforcement induit par le raccordement d'une centrale future. Ne pas permettre la flexibilité par défaut crée donc une perte d'opportunité de bénéfices futurs. A l'inverse, aucun coût supplémentaire ne sera induit puisqu'une flexibilité potentielle n'entraîne pas d'écêtement tant qu'elle ne permet pas d'éviter un investissement. Dans l'hypothèse où la flexibilité devient la solution par défaut, il

serait alors nécessaire de conserver une ratio de puissance garantie identique pour tous les producteurs. D'une part, cela permet aux GRD de réaliser de simplifier l'étude de raccordement, en étudiant qu'une seule alternative et sans avoir besoin d'obtenir l'assentiment des autres producteurs de la zone sur le niveau d'écèlement qu'ils seraient prêts à accepter. D'autre part, cela donne une assurance au producteur sur une production minimale qui ne pourra jamais être écelée.

Note : Recommandation n°2 : considérer le recours au contrôle de tension comme solution par défaut pour toutes les études de raccordement et exiger l'activation de contrôle dans toutes les installations de production même s'il n'apporte pas de bénéfice au moment du raccordement. Conserver un ratio unique de puissance garantie pour tous les producteurs.

13.3 Interactions entre gestion active et dimensionnement de l'onduleur

Dans cette étude, nous avons fait l'hypothèse que les onduleurs étaient dimensionnés de manière à permettre d'injecter sur le réseau la totalité de la production photovoltaïque. Or, en pratique, les producteurs peuvent faire le choix de sélectionner des onduleurs sous-dimensionnés pour optimiser la rentabilité de la centrale. Si, dans ces situations, la profondeur d'écèlement acceptable est fixée à 30% de la puissance de l'onduleur, l'écèlement annuel pourrait atteindre des valeurs bien supérieures à celles calculées dans cette étude. Par exemple un écèlement d'une profondeur de 30% appliqué à une puissance d'onduleur sous-dimensionnée de 20% pourrait entraîner un écèlement de 20% de l'énergie annuelle, ce qui induirait une augmentation très significative des coûts de l'énergie non injectée. Une manière d'éviter ce problème serait de définir la puissance flexible mobilisable relativement à la puissance maximale théorique de l'installation (ie la puissance qui pourrait être injectée si l'onduleur n'était pas sous-dimensionné) et non à la puissance de raccordement.

Note : Recommandation n°3 : Définir la puissance garantie par installation relativement à la puissance maximale de l'installation, c'est-à-dire sans tenir d'un éventuel sous-dimensionnement de l'onduleur

13.4 Inégalités entre producteurs

La grande variabilité des niveaux d'écèlement selon les périodes et les zones de production souligne le besoin d'un système de compensation équitable entre producteurs. Cette compensation permettrait de mutualiser les coûts de la flexibilité, en répartissant équitablement les impacts des limitations d'injection. Un tel système est particulièrement pertinent en cas d'activation par défaut de la flexibilité (recommandation n°2), puisque la flexibilité d'une installation pourrait être mobilisée pour éviter des renforcements futurs sans que le producteur concerné n'en tire parti. Pour le mettre en place, il serait nécessaire de pouvoir mesurer -ou estimer- l'énergie photovoltaïque qui aurait été produite sans écèlement, ce qui est peut être réalisé directement dans l'onduleur dans le cas d'un contrôle $P = f(U)$. Il est à noter que les effets pervers potentiels d'un tel système de compensation sont fortement limités si un ratio de puissance garantie unique est maintenu, puisque celui-ci induit une borne haute pour l'énergie annuelle écelée.

Note : Recommandation n°4 : Mettre en place un système de compensation entre producteurs pour répartir équitablement les coûts de la flexibilité. Baser ce système sur une mesure de l'énergie écelée dans l'onduleur avec remontée automatique au producteur et au GRD.

La transition énergétique, portée par le déploiement massif des énergies renouvelables, et en particulier de l'énergie photovoltaïque, représente un défi majeur pour les gestionnaires des réseaux de distribution. Dans ce contexte, cette étude a permis d'évaluer l'impact de la flexibilité de la production photovoltaïque sur la réduction des coûts d'investissement nécessaires au renforcement des infrastructures électriques.

Les résultats obtenus montrent que la flexibilité peut jouer un rôle clé pour optimiser l'utilisation des infrastructures existantes et différer les investissements dans des scénarios de forte pénétration photovoltaïque. Toutefois, cette approche n'est pas sans coûts, en particulier ceux liés à l'énergie photovoltaïque non injectée, qui doivent être pris en compte dans les analyses économiques. En combinant modélisation technique et évaluation économique, ce rapport propose un cadre analytique complet pour évaluer les coûts et bénéfices des stratégies de flexibilité. En complément, l'analyse des résultats des modèles mis en oeuvre permet d'identifier des recommandations pour une mise en oeuvre concrète de ces solutions.

En conclusion, la flexibilité de la production photovoltaïque constitue un levier prometteur pour accompagner la transition énergétique tout en maîtrisant les coûts liés à l'évolution des réseaux électriques. Des travaux complémentaires, incluant notamment des analyses de sensibilité sur certaines hypothèses (coûts unitaires de renforcements, potentiel PV par type d'installation, stratégies de renforcements), la possibilité d'inclure des bénéfices d'évitement de renforcement des postes sources, la modélisation de l'évolution du climat et de la consommation ou la prise en compte des durées de vie des équipements dans l'analyse économique, pourraient permettre d'approfondir et affiner les résultats présentés ici.

- [AM21] Mohammad Seydali Seyf Abad and Jin Ma. Photovoltaic Hosting Capacity Sensitivity to Active Distribution Network Management. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(1) :107–117, January 2021. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9136798/> (visited on 2023-08-28), doi :10.1109/TPWRS.2020.3007997.
- [ASG15] Mohammad A. Abusara, Suleiman M. Sharkh, and Josep M. Guerrero. Improved droop control strategy for grid-connected inverters. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 1 :10–19, March 2015. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352467714000034> (visited on 2023-08-28), doi :10.1016/j.segan.2014.10.002.
- [AG22] Amin Amanipoor and Mohammad Sadegh Golsorkhi. Stability Analysis and Design of Volt-VAR Controller for Grid Connected PV Systems with Consideration of the Impact of Voltage Feedforward. In *IECON 2022 – 48th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1–6. Brussels, Belgium, October 2022. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9968456/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/IECON49645.2022.9968456.
- [AHH+23] Kevin S Anderson, Clifford W Hansen, William F Holmgren, Adam R Jensen, Mark A Mikofski, and Anton Driesse. Pvlb python : 2023 project update. *Journal of Open Source Software*, 8(92) :5994, 2023.
- [AKR+14] Fabio Andrade, Konstantinos Kampouropoulos, Luis Romeral, Juan Carlos Vasquez, and Josep M. Guerrero. Study of large-signal stability of an inverter-based generator using a Lyapunov function. In *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1840–1846. Dallas, TX, USA, October 2014. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7048752/> (visited on 2023-08-08), doi :10.1109/IECON.2014.7048752.
- [ABK+15] Filip Andren, Benoit Bletterie, Serdar Kadam, Panos Kotsampopoulos, and Christof Bucher. On the Stability of Local Voltage Control in Distribution Networks With a High Penetration of Inverter-Based Generation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4) :2519–2529, April 2015. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/6870453> (visited on 2023-07-22), doi :10.1109/TIE.2014.2345347.
- [BBDallAneseZ18] Kyri Baker, Andrey Bernstein, Emiliano Dall'Anese, and Changhong Zhao. Network-Cognizant Voltage Droop Control for Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2) :2098–2108, March 2018. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8003321/> (visited on 2023-08-08), doi :10.1109/TPWRS.2017.2735379.
- [BFMW21] Li Bao, Lingling Fan, Zhixin Miao, and Zhengyu Wang. Hardware Demonstration of Weak Grid Oscillations in Grid-Following Converters. In *2021 North American Power Symposium (NAPS)*, 01–06. College Station, TX, USA, November 2021. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9654557/> (visited on 2023-08-18), doi :10.1109/NAPS52732.2021.9654557.

- [BMW+13] A.M. Berry, T. Moore, J.K. Ward, S.A. Lindsay, and K. Proctor. National Feeder Taxonomy Describing a Representative Feeder Set for Australian Networks. Technical Report, CSIRO, Australia, 2013.
- [BKBZ17] Benoit Bletterie, Serdar Kadam, Roman Bolgaryn, and Antony Zegers. Voltage Control with PV Inverters in Low Voltage Networks—In Depth Analysis of Different Concepts and Parameterization Criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1) :177–185, January 2017. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7452665/> (visited on 2023-02-26), doi :10.1109/TPWRS.2016.2554099.
- [BKAP16] Benoît Bletterie, Serdar Kadam, Andreas Abart, and Robert Priewasser. Statistical analysis of the deployment potential of Smart Grids solutions to enhance the hosting capacity of LV networks. *Proceedings of the 14 Symposium Energieinnovation, Graz, Austria*, 2016.
- [BKMZ15] Benoît Bletterie, Serdar Kadam, Zoran Miletic, and Antony Zegers. ON THE EFFECTIVENESS OF VOLTAGE CONTROL WITH PV INVERTERS IN UNBALANCED LOW VOLTAGE NETWORKS. *Proc. Int. Conf. CIREC 2015*, 2015.
- [BKR18] Benoît Bletterie, Serdar Kadam, and Herwig Renner. On the Classification of Low Voltage Feeders for Network Planning and Hosting Capacity Studies. *Energies*, 11(3) :651, March 2018. URL : <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/3/651> (visited on 2023-02-26), doi :10.3390/en11030651.
- [BCW19] Julio H. Braslavsky, Lyle D. Collins, and John K. Ward. Voltage Stability in a Grid-Connected Inverter With Automatic Volt-Watt and Volt-VAR Functions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1) :84–94, January 2019. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/7993078/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/TSG.2017.2732000.
- [BWMR14] **missing institution in broderick_clustering_2014**
- [BMRR16] Robert J. Broderick, Karina Munoz-Ramos, and Matthew J. Reno. Accuracy of clustering as a method to group distribution feeders by PV hosting capacity. In *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 1–5. Dallas, TX, May 2016. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7520083/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/TDC.2016.7520083.
- [BW13] Robert J. Broderick and Joseph R. Williams. Clustering methodology for classifying distribution feeders. In *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 1706–1710. Tampa, FL, USA, June 2013. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6744473/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/PVSC.2013.6744473.
- [CPNC14] James Cale, Bryan Palmintier, Dave Narang, and Kevin Carroll. Clustering distribution feeders in the Arizona Public Service territory. In *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2076–2081. Denver, CO, USA, June 2014. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6925335/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/PVSC.2014.6925335.
- [CGB09] G. Cartina, G. Grigoras, and E. C. Bobric. Clustering techniques for energy losses evaluation in distribution networks. In *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 1–5. Bucharest, June 2009. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/5282017/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/PTC.2009.5282017.
- [CHL15] Sudipta Chakraborty, Anderson Hoke, and Blake Lundstrom. Evaluation of multiple inverter volt-VAR control interactions with realistic grid impedances. In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5. Denver, CO, USA, July 2015. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7285795/> (visited on 2023-08-24), doi :10.1109/PESGM.2015.7285795.
- [CFR+22] Yunzhi Cheng, Lingling Fan, Jonathan Rose, Shun-Hsien Huang, John Schmall, Xiaoyu Wang, Xiaorong Xie, Jan Shair, Jayanth R Ramamurthy, Nilesh Modi, and others. Real-world subsynchronous oscillation events in power grids with high penetrations of inverter-based resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 38(1) :316–330, 2022. Publisher : IEEE.
- [CCG99] E.A.A. Coelho, P.C. Cortizo, and P.F.D. Garcia. Small signal stability for single phase inverter connected to stiff AC system. In *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications*

- Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No.99CH36370)*, volume 4, 2180–2187. Phoenix, AZ, USA, 1999. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/798756/> (visited on 2023-08-08), doi :10.1109/IAS.1999.798756.
- [CCG02] Ernane Antônio Alves Coelho, Porfírio Cabaleiro Cortizo, and Pedro Francisco Donoso Garcia. Small-Signal Stability for Parallel-Connected Inverters in Stand-Alone AC Supply Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, 2002.
- [CL12] Adrian Constantin and Radu Dan Lazar. OPEN LOOP Q(U) STABILITY INVESTIGATION IN CASE OF PV POWER PLANTS. *27th European photovoltaic solar energy conference and exhibition*, 2012.
- [CLK12] Adrian Constantin, Radu Dan Lazar, and Søren Bækthøj Kjær. Voltage regulation (MV) by means of Q (U)-simulation and measurement on a 12 MVA PV power plant. *CIREN 2012 Workshop : Integration of Renewables into the Distribution Grid*, 2012.
- [DNDS15] Farzad Dehghani, Hamid Nezami, Masoud Dehghani, and Majid Saremi. Distribution feeder classification based on self organized maps (case study : Lorestan province, Iran). In *2015 20th Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)*, 27–31. Zahedan, Iran, April 2015. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/7330468> (visited on 2023-02-26), doi :10.1109/EPDC.2015.7330468.
- [DDS13] J. Dickert, M. Domagk, and P. Schegner. Benchmark low voltage distribution networks based on cluster analysis of actual grid properties. In *2013 IEEE Grenoble Conference*, 1–6. Grenoble, France, June 2013. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6652250/> (visited on 2023-02-26), doi :10.1109/PTC.2013.6652250.
- [DMLeXu+10] L Dow, M Marshall, Le Xu, J Romero Aguero, and H L Willis. A novel approach for evaluating the impact of electric vehicles on the power distribution system. In *IEEE PES General Meeting*, 1–6. Minneapolis, MN, July 2010. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5589507/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/PES.2010.5589507.
- [DRGD13] Mathias Duckheim, Johannes Reinschke, Prasad Gudivada, and Willam Dunford. Voltage and power flow oscillations induced by PV inverters connected to a weak power distribution grid. In *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5. Vancouver, BC, 2013. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6672830/> (visited on 2023-08-15), doi :10.1109/PESMG.2013.6672830.
- [EKBH21] Andre Eggli, Stavros Karagiannopoulos, Saverio Bolognani, and Gabriela Hug. Stability Analysis and Design of Local Control Schemes in Active Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(3) :1900–1909, May 2021. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9205579/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/TPWRS.2020.3026448.
- [Fan23] Lingling Fan. Mechanism Analysis of Dynamic Phenomena in Power Grids with High Penetrations of Inverter- Based Resources (IBRs). 2023.
- [FMP+22] Lingling Fan, Zhixin Miao, David Piper, Deepak Ramasubramanian, Lin Zhu, and Parag Mitra. Analysis of 0.1-hz var oscillations in solar photovoltaic power plants. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 14(1) :734–737, 2022. Publisher : IEEE.
- [FLijunChenL13] Masoud Farivar, Lijun Chen, and Steven Low. Equilibrium and dynamics of local voltage control in distribution systems. In *52nd IEEE Conference on Decision and Control*, 4329–4334. Firenze, December 2013. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6760555/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/CDC.2013.6760555.
- [GAM+20] Simon Glenister, Ali Arefi, Moayed Moghbel, Md Asaduzzaman Shoeb, Martina Calais, David Edwards, David Stephens, Luke Jones, and Pierce Trinkl. Low Voltage Network Clustering for High Renewable Penetration Studies—An Isolated Network Case Study. In *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 1181–1185. The Hague, Netherlands, October 2020. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9248972/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248972.

- [Gri20] National Grid. Field Performance Assessment of Advanced Grid Support Functions Implemented via Plant Controllers : National Grid Solar Phase II Program Report. Technical Report, National Grid, 2020.
- [GCR10] **missing journal in grigoras_using_2010**
- [HJD+20] Kelsey A.W. Horowitz, Akshay Jain, Fei Ding, Barry Mather, and Bryan Palmintier. A techno-economic comparison of traditional upgrades, volt-var controls, and coordinated distributed energy resource management systems for integration of distributed photovoltaic resources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 123 :106222, December 2020. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061520304105> (visited on 2023-08-28), doi :10.1016/j.ijepes.2020.106222.
- [HAKP19] Md Shakawat Hossan, Pablo Jover Almirall, Sri Raghavan Kothandaraman, and Esa Alekski Paaso. System-wide Energy Savings Analysis Based on CVR Deployment in Sample Feeders. In *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1–9. Baltimore, MD, USA, September 2019. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8912396/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/IAS.2019.8912396.
- [HJAP+21] Md Shakawat Hossan, Pablo Jover Almirall, Esa Alekski Passo, Honghao Zheng, Wen Fan, Sepideh Fard, and Sri Raghavan Kothandaraman. Deployment of Conservation Voltage Reduction in Sample Feeders : A Systemwide Energy-Savings Analysis. *IEEE Industry Applications Magazine*, 27(2) :36–46, March 2021. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9281289/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/MIAS.2020.3024487.
- [Jai18] Akshay Kumar Jain. Enhancing PV Hosting Capacity of Distribution Feeders using Voltage Profile Design. Technical Report, Virginia Polytechnic Institute, Blacksburg, Virginia, February 2018.
- [JM18] Akshay Kumar Jain and Barry Mather. Clustering Methods and Validation of Representative Distribution Feeders. In *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 1–9. Denver, CO, April 2018. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8440137/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/TDC.2018.8440137.
- [Jne20] Jneid Jneid. *Cluster Analysis for Medium Voltage Distribution Feeders*. PhD thesis, McGill University, Montreal, Canada, September 2020.
- [KCB16] Mahsa Ghapandar Kashani, Yonghwan Cho, and Subhashish Bhattacharya. Design consideration of volt-VAR controllers in distribution systems with multiple PV inverters. In *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 1–7. Milwaukee, WI, USA, September 2016. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7855012/> (visited on 2023-08-10), doi :10.1109/ECCE.2016.7855012.
- [KH19] Attila Sandor Kazsoki and Balint Hartmann. Typologization of medium voltage distribution networks using data mining techniques : A case study. In *2019 7th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 8138–8143. Bled, Slovenia, July 2019. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8991555/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/IYCE45807.2019.8991555.
- [KH20] Attila Sandor Kazsoki and Balint Hartmann. Hierarchical Agglomerative Clustering of Selected Hungarian Medium Voltage Distribution Networks. *Acta Polytechnica Hungarica*, 17(4) :201–219, 2020. URL : http://acta.uni-obuda.hu/Kazsoki_Hartmann_101.pdf (visited on 2023-02-26), doi :10.12700/APH.17.4.2020.4.11.
- [KH22] Attila Sándor Kazsoki and Bálint Hartmann. Formulation of reference network models for the Hungarian medium voltage distribution level. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 31 :100767, September 2022. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352467722000868> (visited on 2023-11-20), doi :10.1016/j.segan.2022.100767.
- [KDMG11] Søren Bækthøj Kjær, Jörg Dannehl, Frederik Mecking, and Jens Godbersen. A 12 megawatt power plant with fully implemented ancillary services according to the german grid codes—the first results. *Proc. of EUPVSEC'11*, 2011.

- [KHVHDHulst22] Arpan Koirala, Md Umar Hashmi, Dirk Van Hertem, and Reinhilde D'Hulst. Representative feeders for spatial scaling of stochastic PV hosting capacity. In *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1–6. Novi Sad, Serbia, October 2022. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9960332/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960332.
- [KMF+20] Wangwei Kong, Kang Ma, Lurui Fang, Renjie Wei, and Furong Li. Cost-Benefit Analysis of Phase Balancing Solution for Data-Scarce LV Networks by Cluster-Wise Gaussian Process Regression. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(4) :3170–3180, July 2020. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8959309/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/TPWRS.2020.2966601.
- [KESR22] Sebastian Krahmer, Stefan Ecklebe, Peter Schegner, and Klaus Robenack. Analysis of the Converter-Driven Stability of Q(V)-Characteristic Control in Distribution Grids. In *2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 1–6. Eindhoven, Netherlands, September 2022. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9898506/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/SEST53650.2022.9898506.
- [KSW+18] Sebastian Krahmer, Andreas Saciak, Jan Winkler, Peter Schegner, and Klaus Robenack. On Robust Stability Criteria for Nonlinear Voltage Controllers in Electrical Supply Networks. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–7. Dublin, June 2018. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8442824/> (visited on 2023-08-07), doi :10.23919/PSCC.2018.8442824.
- [LW14a] **missing journal in li_preliminary_2014**
- [LW14b] Yingliang Li and Peter J. Wolfs. Taxonomic description for western Australian distribution medium voltage and low voltage feeders. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8(1) :104–113, January 2014. URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2013.0005> (visited on 2023-02-25), doi :10.1049/iet-gtd.2013.0005.
- [MMD+19] Chenjie Ma, Jan-Hendrik Menke, Johannes Dasenbrock, Martin Braun, Matthias Haslbeck, and Karl-Heinz Schmid. Evaluation of energy losses in low voltage distribution grids with high penetration of distributed generation. *Applied Energy*, 256 :113907, December 2019. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919315946> (visited on 2023-11-20), doi :10.1016/j.apenergy.2019.113907.
- [MDDR+20] Rupak Mahat, Kapil Duwadi, Fernando B. Dos Reis, Robert Fourney, Reinaldo Tonkoski, and Timothy M. Hansen. Techno-Economic Analysis of PV Inverter Controllers for Preventing Overvoltage in LV Grids. In *2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 502–507. Sorrento, Italy, June 2020. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9161888/> (visited on 2023-08-28), doi :10.1109/SPEEDAM48782.2020.9161888.
- [MMH+21] Milad Zarif Mansour, Si Phu Me, Sajjad Hadavi, Babak Badrzadeh, Alireza Karimi, and Behrooz Bahrani. Nonlinear transient stability analysis of phased-locked loop-based grid-following voltage-source converters using Lyapunov's direct method. *IEEE Journal of emerging and selected topics in Power Electronics*, 10(3) :2699–2709, 2021. Publisher : IEEE.
- [MGK13] Antoine Minaud, Christophe Gaudin, and Laurent Karsenti. Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks. part 1 : impact of pv development in france and global analysis of considered alternatives to reinforcement. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 1–4. IET, 2013.
- [MVRP14] Asit Mohanty, Meera Viswavandya, Prakash K. Ray, and Sandipan Patra. Stability analysis and reactive power compensation issue in a microgrid with a DFIG based WECS. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62 :753–762, November 2014. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061514003044> (visited on 2023-08-07), doi :10.1016/j.ijepes.2014.05.033.

- [NT22] Alexandre B. Nassif and Fernanda C. L. Trindade. A Data-Driven Feeder Selection Method for Distribution System Planning Studies. In *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)*, 1127–1131. Philadelphia, PA, USA, June 2022. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9938849/> (visited on 2023-11-10), doi :10.1109/PVSC48317.2022.9938849.
- [Nat21] NationalGridESO. Power Potential - SDRC 9.6 Trials Report. 2021.
- [NER17] NERC. Reliability Guideline Forced Oscillation Monitoring & Mitigation. Technical Report, NERC, 2017.
- [NWK+23] S. Niederle, R. Witzmann, S. Kreutmayr, M. Finkel, C. J. Steinhart, and C. Gutzmann. Selection of representative urban low-voltage grids for electric vehicle integration studies. In *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, 2523–2527. Rome, Italy, 2023. Institution of Engineering and Technology. URL : <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/icp.2023.1133> (visited on 2023-11-20), doi :10.1049/icp.2023.1133.
- [NGC15] **missing journal in nijhuis_clustering_2015-1**
- [NG20] Livia Noroc and Gheorghe Grigoras. Performance Assessment of the Hierarchical Clustering Methods in Classification of Electric Distribution Networks Considering Unbalance Degree. In *2020 12th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*, 1–4. Bucharest, Romania, June 2020. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9223224/> (visited on 2023-11-20), doi :10.1109/ECAI50035.2020.9223224.
- [PCBC+21] Juan Pablo Carvallo, Stephanie Bieler, Myles Collins, Joscha Mueller, Christoph Gebauer, Douglas J. Gotham, and Peter H. Larsen. A framework to measure the technical, economic, and rate impacts of distributed solar, electric vehicles, and storage. *Applied Energy*, 297 :117160, September 2021. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921005948> (visited on 2023-11-20), doi :10.1016/j.apenergy.2021.117160.
- [PWLS19] Donghua Pan, Xiongfei Wang, Fangcheng Liu, and Rongliang Shi. Transient Stability Impact of Reactive Power Control on Grid-Connected Converters. In *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 4311–4316. Baltimore, MD, USA, September 2019. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8912567/> (visited on 2023-08-07), doi :10.1109/ECCE.2019.8912567.
- [PSKS22] Noah Pflugradt, Peter Stenzel, Leander Kotzur, and Detlef Stolten. Loadprofilegenerator : an agent-based behavior simulation for generating residential load profiles. *Journal of Open Source Software*, 7(71) :3574, 2022.
- [RLJF22] Octavio Ramos-Leaños, Jneid Jneid, and Bruno Fazio. Non-Linear Clustering of Distribution Feeders. *Energies*, 15(21) :7883, October 2022. URL : <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/7883> (visited on 2023-11-10), doi :10.3390/en15217883.
- [RBSS21] Matthias Resch, Jochen Buhler, Birgit Schachler, and Andreas Sumper. Techno-Economic Assessment of Flexibility Options Versus Grid Expansion in Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5) :3830–3839, September 2021. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9339973/> (visited on 2023-08-28), doi :10.1109/TPWRS.2021.3055457.
- [ROC+16] Valentin Rigoni, Luis F. Ochoa, Gianfranco Chicco, Alejandro Navarro-Espinosa, and Tuba Gozel. Representative Residential LV Feeders : A Case Study for the North West of England. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1) :348–360, January 2016. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7051294/> (visited on 2023-04-27), doi :10.1109/TPWRS.2015.2403252.
- [RHGD13] Brett A. Robbins, Christoforos N. Hadjicostis, and Alejandro D. Dominguez-Garcia. A Two-Stage Distributed Architecture for Voltage Control in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2) :1470–1482, May 2013. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6311449/> (visited on 2023-08-25), doi :10.1109/TPWRS.2012.2211385.
- [SAS+21] Shamma Shananda Saha, Daniel Arnold, Anna Scaglione, Eran Schweitzer, Ciaran Roberts, Sean Peisert, and Nathan G. Johnson. Lyapunov stability of smart inverters using linearized distflow approximation. *IET Renewable Power Generation*, 15(1) :114–126, January 2021. URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/rpg2.12009> (visited on 2023-07-24), doi :10.1049/rpg2.12009.

- [SAIR11] Ville Satopaa, Jeannie Albrecht, David Irwin, and Barath Raghavan. Finding a "kneedle" in a haystack : detecting knee points in system behavior. In *2011 31st international conference on distributed computing systems workshops*, 166–171. IEEE, 2011.
- [SCEC09] K. P. Schneider, Y. Chen, D. Engle, and D. Chassin. A Taxonomy of North American radial distribution feeders. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–6. Calgary, Canada, July 2009. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5275900/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/PES.2009.5275900.
- [SCC+08] Kevin P. Schneider, Yousu Chen, David P. Chassin, Robert G. Pratt, David W. Engel, and Sandra E. Thompson. Modern Grid Initiative Distribution Taxonomy Final Report. Technical Report PNNL-18035, 1040684, DOE, November 2008. URL : <http://www.osti.gov/servlets/purl/1040684/> (visited on 2023-02-25), doi :10.2172/1040684.
- [SZH+17] Jens Schoene, Vadim Zheglov, Muhammad Humayun, Bikash Poudel, Mariana Kamel, Araya Gebeyehu, Manuel Garcia, Steven Robles, and Hayne Son. Investigation of oscillations caused by voltage control from smart PV on a secondary system. In *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5. IEEE, 2017.
- [SL22] Erich Schubert and Lars Lenssen. Fast k-medoids clustering in rust and python. *Journal of Open Source Software*, 7(75) :4183, 2022.
- [SAFH19] Ankit Singhal, Venkataramana Ajarapu, Jason Fuller, and Jacob Hansen. Real-Time Local Volt/Var Control Under External Disturbances With High PV Penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(4) :3849–3859, July 2019. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8365842/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/TSG.2018.2840965.
- [SDK+14] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczky, D. Geibel, S. Schmidt, and M. Braun. Techno-Economic Assessment of Voltage Control Strategies in Low Voltage Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4) :2125–2132, July 2014. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/6839068/> (visited on 2023-08-28), doi :10.1109/TSG.2014.2320813.
- [SKBS13] Thomas Stetz, Markus Kraiczky, Martin Braun, and Sebastian Schmidt. Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids : Assessment of voltage control strategies in distribution grids. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(6) :1292–1307, September 2013. URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2331> (visited on 2023-08-28), doi :10.1002/pip.2331.
- [TKW+19] Friederike Thomas, Sebastian Krahmer, Jan Winkler, Peter Schegner, and Klaus Röbenack. On Grid Modeling for Stability Assessment of Droop Voltage Control. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 1–5. IEEE, 2019.
- [UII23] S M Safayet Ullah. Techno-economic impacts of Volt-VAR control on the high penetration of solar PV interconnection. *Cleaner Energy Systems*, 5 :100067, 2023.
- [VAA20] Jose Angel Velasco, Hortensia Amaris, and Monica Alonso. Deep Learning loss model for large-scale low voltage smart grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 121 :106054, October 2020. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061519340542> (visited on 2023-11-20), doi :10.1016/j.ijepes.2020.106054.
- [WNK+15] **missing journal in walker_application_2015**
- [WDT17] Shouxiang Wang, Pengfei Dong, and Yingjie Tian. A Novel Method of Statistical Line Loss Estimation for Distribution Feeders Based on Feeder Cluster and Modified XGBoost. *Energies*, 10(12) :2067, December 2017. URL : <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2067> (visited on 2023-11-07), doi :10.3390/en10122067.
- [WRH+22] Wenzong Wang, Wei Ren, Aminul Huque, Devin Van Zandt, and Reigh Walling. Stability Analysis and Volt-Watt Control Setting Guideline for Distributed Energy Resources. In *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)*, 1013–1018. Philadelphia, PA, USA, June 2022. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9938692/> (visited on 2023-08-10), doi :10.1109/PVSC48317.2022.9938692.

- [WSBH20] Wenzong Wang, Xiaojie Shi, Charles Brewster, and Aminul Huque. Oscillation Mechanism and Setting Guideline for Inverter Volt-Var Control. In *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2032–2039. Calgary, AB, Canada, June 2020. IEEE. URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/9300547/> (visited on 2023-07-24), doi :10.1109/PVSC45281.2020.9300547.
- [WWSM+14] **missing journal in watson_low_2014**
- [WTP85] H. Willis, H. Tram, and R. Powell. A Computerized, Cluster Based Method of Building Representative Models of Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(12) :3469–3474, December 1985. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/4113044/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/TPAS.1985.318897.
- [WGLZ13] Peter Wittek, Shi Chao Gao, Ik Soo Lim, and Li Zhao. Somoclu : an efficient parallel library for self-organizing maps. *arXiv preprint arXiv :1305.1422*, 2013.
- [ZJBB18] Dan Zhu, Akshay Kumar Jain, Robert Broadwater, and Franco Bruna. Feeder Voltage Profile Design for Energy Conservation and PV Hosting Capacity Enhancement. *Electric Power Systems Research*, 164 :263–271, November 2018. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779618302499> (visited on 2023-11-20), doi :10.1016/j.epsr.2018.08.006.
- [ZLYN22] Jianhua Zhu, Zhibo Li, Xiaoming Yue, and Yonghui Nie. Influence of automatic voltage control on small signal stability of photovoltaic system. *Energy Reports*, 8 :95–104, August 2022. URL : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S235248472200381X> (visited on 2023-08-08), doi :10.1016/j.egyr.2022.02.134.
- [HudaC1AZ1FK1SC1AminZamani22] **missing booktitle in huda_quantification_2022**
- [YingliangLiW12] Yingliang Li and P. Wolfs. Statistical identification of prototypical low voltage distribution feeders in Western Australia. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8. San Diego, CA, July 2012. IEEE. URL : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6345028/> (visited on 2023-02-25), doi :10.1109/PESGM.2012.6345028.