

Optimisation de réseaux multi-énergies de distribution pour l'intégration de productions renouvelables.

Jacques WENGER¹, Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT¹, Bruno LACARRIERE², Rémy RIGO-MARIANI¹

¹ Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, Grenoble, France

² IMT Atlantique, GEPEA UMR CNRS 6144, Nantes, France

Le raccordement de productions décentralisées au réseau électrique de distribution peut générer des contraintes de tensions et/ou de courants, nécessitant un renforcement du réseau ou de l'effacement de production. Certains usages raccordés au réseau électrique et au réseau de chaleur pourraient permettre de coupler ces deux réseaux et d'optimiser leur gestion. Cet article analyse l'impact d'un tel couplage pour favoriser l'intégration de productions renouvelables. Ce couplage est réalisé par une pompe à chaleur qui permet d'absorber le surplus de production photovoltaïque, réduisant ainsi le besoin de renforcement du réseau de distribution et permettant de décarboner la production d'énergie du réseau de chaleur. Les résultats sur une étude de cas simplifiée montrent qu'il est possible d'éviter jusqu'à 76% des coûts de renforcement du réseau électrique grâce au couplage à un réseau de chaleur. Néanmoins, cela dépend du ratio entre la puissance des charges thermiques et la puissance électrique renouvelable à dissiper.

Planification, Réseau de chaleur, Distribution, Pompe à chaleur, Optimisation

1. INTRODUCTION

La production d'électricité et de chaleur est responsable de 43 % des émissions mondiales annuelles de gaz à effet de serre [1]. L'atténuation des émissions de ce secteur est un élément essentiel du programme de réduction des émissions de carbone de la plupart des pays, plaçant ainsi en priorité l'efficacité énergétique.

Les systèmes multi-énergies ou MES offrent plusieurs avantages par rapport aux réseaux conçus et gérés de manière indépendante, à savoir une plus grande flexibilité, une meilleure efficacité globale et une plus grande résilience [2]. Du point de vue d'un gestionnaire de réseau de distribution (GRD), il y a beaucoup à gagner en étudiant les synergies avec les réseaux de chaleur (DH). Leur inertie naturelle fournit effectivement du stockage, ce qui a la possibilité de débloquent plus de flexibilité comme présenté par [3].

Même si ces gains potentiels d'efficacité sont connus, ils sont rarement pleinement exploités dans des systèmes de distribution d'énergie, ces réseaux étant conçus et pilotés indépendamment.

Bien que les méthodes de planification de la distribution par MES aient été étudiées dans la littérature, comme [4], on trouve peu d'articles traitant de la planification de MES réduisant les besoins de renforcement de réseaux électriques. Cet article vise à présenter le potentiel des MES à réduire les besoins de renforcement d'un réseau de distribution électrique et les besoins d'effacement de production photovoltaïque (PV).

2. MÉTHODOLOGIE

Ces travaux sont divisés en deux catégories de cas d'études. La première porte sur la réduction d'effacement de production PV, avec et sans couplage du réseau de distribution électrique à un réseau de chaleur. La deuxième quant à elle étudie l'impact de ce couplage sur les besoins de renforcement du réseau

électrique de distribution en prenant en compte les coûts de l'effacement de production PV.

Le problème d'effacement est modélisé sous la forme d'un problème d'optimisation sous contraintes. La fonction objectif correspond à la minimisation d'effacement de production des sites PV. La physique des réseaux d'énergie est modélisée par des contraintes qui recouvrent le transport de l'énergie thermique et électrique, les pertes des deux vecteurs ainsi que les réglages de production. Ce problème d'optimisation est répété avec différentes puissances de pompe à chaleur (PAC), analysant ainsi plusieurs degrés de couplage.

Le problème de renforcement est implémenté sous forme d'optimisation bi-niveaux, similairement à [5]. Le niveau inférieur permet de modéliser une journée type d'opération des deux réseaux de distribution. Les coûts des pertes Joules et la rémunération de l'effacement y sont calculés et transmis au niveau supérieur qui établit le renforcement optimal en fonction des coûts d'investissement des lignes et des coûts d'opération. Cette partie présente les détails de modélisation et de résolution de ces problèmes.

2.1. Minimisation d'effacement de production

Le raccordement de productions PV nécessite parfois d'effacer de la production afin de respecter les contraintes techniques du réseau électrique (tensions hautes et sur-intensités). Du point de vue d'un GRD, le couplage de ce réseau à un réseau de chaleur par une PAC permet effectivement de consommer localement cette production, offrant ainsi un service de flexibilité. La fonction objectif est la minimisation d'effacement de production. L'opération des réseaux thermiques et électriques est modélisée par des contraintes d'optimisation. Le modèle thermique est présenté en section 2.1.2 et le modèle électrique en section 2.1.3.

2.1.1. Fonction objectif

La fonction objectif correspond à la minimisation de l'effacement de production photovoltaïque, correspondant à l'équation 1, avec $P_{i,t}^{PV}$ représentant la puissance active produite par le site PV i à l'instant t et $\overline{P_{i,t}^{PV}}$ le max de production PV au pas de temps t .

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in PV} (\overline{P_{i,t}^{PV}} - P_{i,t}^{PV}) \quad (1)$$

2.1.2. Réseau de chaleur

L'opération du réseau de chaleur est modélisée par des contraintes d'optimisation. Le réseau de chaleur est composé d'une conduite aller dite chaude et une conduite retour dite froide, les exposants c et f différencient ces deux conduites. L'indice i désigne un noeud du réseau, l'indice j désigne une conduite et l'indice t désigne un pas de temps. Les bilans de puissance nœuds sont modélisés par 2 et 3 et les bilans de ma-

tière par 4 et 5. Les variables et paramètres d'optimisation de ce problème sont présentés Tableau 1 et 2.

Chaque noeud, qu'il soit client ou producteur, est connecté au réseau de chaleur par un échangeur de chaleur, pompant de l'eau de la conduite chaude vers la conduite froide pour les noeuds de consommation et de la conduite froide vers la conduite chaude pour les noeuds de production. Ces échangeurs sont supposés avoir une température fixe de sortie et un rendement parfait. La puissance échangée est pilotée par le débit de l'échangeur, 6 - 7. Le réglage de température des échangeurs de production est assuré par 8 et 9. La continuité de température est assurée par 10.

Les pertes thermiques le long des conduites sont calculées par 11 qui est la linéarisation de 12, calculée pour chaque conduite en fonction de sa longueur et caractéristiques thermiques. Cette équation permet d'obtenir la température de l'eau en sortie de conduite en fonction de son débit et de sa température d'entrée. Ce problème d'optimisation est non linéaire.

$$D_{i,t}^e \cdot T_{i,t}^{e,f} + \sum_{j \in in_i} D_{j,t}^f \cdot T_{j,t}^{end,f} = \sum_{j \in out_i} D_{j,t}^f \cdot T_{j,t}^{start,f} \quad (2)$$

$$\sum_{j \in in_i} D_{j,t}^c \cdot T_{j,t}^{end,c} = D_{i,t}^e \cdot T_{i,t}^{e,c} + \sum_{j \in out_i} D_{j,t}^c \cdot T_{j,t}^{start,c} \quad (3)$$

$$D_{i,t}^e + \sum_{j \in in_i} D_{j,t}^f = \sum_{j \in out_i} D_{j,t}^f \quad (4)$$

$$\sum_{j \in in_i} D_{j,t}^c = D_{i,t}^e + \sum_{j \in out_i} D_{j,t}^c \quad (5)$$

$$D_{i,t}^e \cdot (T_{i,t}^{e,c} - T_{i,t}^{e,f}) \cdot C_p = P_{i,t}^{th,l} \quad (6)$$

$$D_{i,t}^e \cdot (T_{i,t}^{e,c} - T_{i,t}^{e,f}) \cdot C_p = -P_{i,t}^{th,g} \quad (7)$$

$$T_{i,t}^{e,f} = \underline{T}_i \quad \forall i \in N_{client} \quad (8)$$

$$T_{i,t}^{e,c} = \overline{T}_i \quad \forall i \in N_{gen} \quad (9)$$

$$T_{l,t}^{start,c/f} = T_{k,t}^{start,c/f} \quad \forall (l,k) \in H_{out}^i \quad (10)$$

$$T_{j,t}^{end,c/f} = T_{j,t}^{start,c/f} + \beta_j^{c/f} + D_{j,t}^{c/f} \cdot \alpha_j^{c/f} \quad (11)$$

$$T_{j,t}^{end,c/f} = T_a + (T_{j,t}^{start,c/f} - T_a) \cdot e^{\frac{-A_j}{C_p \cdot D_{j,t}^{c/f}}} \quad (12)$$

Les variables de décision clés sont l'injection de puissance aux noeuds de couplages thermiques-électriques, spécifiquement $P_{i,t}^{th,g}$.

2.1.3. Modèle électrique

Le réseau électrique de distribution est aussi représenté par des contraintes d'optimisation. Le modèle utilisé est un DistributionFlow Model [6]. Il est composé de contraintes représentant les bilans de puissances nodaux 13 - 14, les chutes de tension le long des lignes 15, de calcul de puissance 16. On y retrouve aussi des contraintes de sécurité 17 - 18 et de production 19. Afin d'alléger le modèle, les tensions et courants ont été substitués par leurs carrés respectifs w_i et l_j . Les variables et paramètres d'optimisation sont détaillés aux Tableau 3 et 4.

$$\sum_{L_{in}} (P_{ij,t} - r_{ij} l_{ij,t}) - \sum_{L_{out}} (P_{ij,t}) - P_{i,t} + P_{i,t}^{el,prod} - P_{i,t}^{el,HP} = 0 \quad (13)$$

TABEAU 1. Variables d'optimisation du modèle thermique

Variable	Description
$D_{i,t}^e$	Débit de l'échangeur i au pas de temps t
$D_{j,t}^{c/h}$	Débit dans la conduite froide j à t
$D_{j,t}^h$	Débit dans la conduite chaude j à t
$P_{i,t}^{th,l}$	Puissance thermique produite au noeud i à t
$P_{i,t}^{th,gen,CHP}$	Puissance thermique produite par CHP au noeud i à t
$T_{i,t}^{e,h}$	Température du coté chaud d'échangeur
$T_{i,t}^{e,c}$	Température du coté froid d'échangeur
$T_{j,t}^{end,c/h}$	Température de sortie de conduite
$T_{j,t}^{start,c/h}$	Température d'entrée de conduite

TABEAU 2. Paramètres d'optimisation du modèle thermique

Paramètre	Description	Valeur
$\alpha_j^{c/f}, \beta_j^{c/f}$	Coefficients de linéarisation des pertes thermiques	-
C_p	Capacité thermique massique de l'eau	4180 $J.kg^{-1}.K^{-1}$
N_{client}	Ensemble des noeuds de consommation thermique	-
N_{gen}	Ensemble des noeuds de production thermique	-
$P_{i,t}^{th,l}$	Puissance thermique consommée au noeud i à t	-
$P_{i,t}^{th,g}$	Puissance thermique maximale de production au noeud i à t	-
T_a	Température ambiante du sol	20°C

$$\sum_{L_{in}} (Q_{ij,t} - x_{ij} l_{ij,t}) - \sum_{L_{out}} (Q_{ij,t}) - Q_{i,t} + Q_{i,t}^{el,prod} - Q_{i,t}^{el,HP} = 0 \quad (14)$$

$$w_{i,t} - w_{j,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t} = 0 \quad (15)$$

$$w_{ij,t} l_{ij,t} - P_{ij,t}^2 - Q_{ij,t}^2 = 0 \quad (16)$$

$$0 < l_{ij,t} < \overline{l}_{ij} \quad (17)$$

$$\underline{w} < w_{i,t} < \overline{w} \quad (18)$$

$$P_{i,t}^{el,prod} < \overline{P}_{i,t}^{el,prod} \quad (19)$$

$$Q_{i,t}^{el,prod} < \overline{Q}_{i,t}^{el,prod} \quad (20)$$

2.1.4. Couplage des réseaux

Le couplage entre les deux réseaux est assuré par une centrale de cogénération (CHP) 21 et, le cas échéant, une pompe à chaleur 22-23.

$$P_{i,t}^{el,prod,CHP} = \alpha_{CHP} \cdot P_{i,t}^{th,prod,CHP} \quad (21)$$

$$P_{i,t}^{el,HP} \cdot COP = P_{i,t}^{th,HP} \cdot pf \quad (22)$$

$$Q_{i,t}^{el,HP} \cdot COP = \sin(\cos^{-1}(pf)) \cdot P_{i,t}^{th,HP} \quad (23)$$

TABLEAU 3. Variables d'optimisation du modèle électrique

Variable	Description
$l_{ij,t}$	Carré du courant de la ligne i vers j
$P_{i,t}^{el,prod}$	Puissance active produite au noeud i
$P_{ij,t}$	Puissance active transitant du noeud i à j
$P_{i,t}^{el,HP}$	Consommation active de la PAC au noeud i
$P_{i,t}^{el,prod,CHP}$	Production active électrique du CHP
$Q_{i,t}^{el,prod}$	Puissance réactive produite au noeud i
$Q_{ij,t}$	Puissance réactive transitant du noeud i à j
$Q_{i,t}^{el,HP}$	Consommation réactive de la PAC au noeud i
$w_{i,t}$	Carré de la tension au noeud i

TABLEAU 4. Paramètres d'optimisation du modèle électrique

Paramètre	Description
α_{CHP}	Ratio de cogénération du CHP
COP	Efficacité de la PAC
$\bar{l}_{ij}$	Carré du courant maximale chaque ligne
$P_{i,t}$	Charge active au noeud i
$P_{i,t}^{el,prod}$	Puissance active maximale de production au noeud i à l'instant t
pf	Facteur de puissance de la PAC
$Q_{i,t}$	Charge réactive au noeud i
$Q_{i,t}^{el,prod}$	Puissance réactive maximale de production au noeud i à l'instant t
$r_{ij,t}$	Résistance de la ligne ij
$x_{ij,t}$	Réactance de la ligne ij
$\underline{w}, \bar{w}$	Carré de la tension minimale et maximale à chaque noeud

2.2. Minimisation du renforcement

Si l'effacement de production n'est plus rentable ou possible, il est nécessaire de renforcer le réseau de distribution afin de pouvoir connecter cette production décentralisée. Il est nécessaire de modéliser au moins une journée type d'opération afin de prendre en compte les coûts de l'effacement de production et pouvoir établir l'optimum économique entre effacement et production. Le problème de renforcement est modélisé par une optimisation bi-niveaux. Le niveau supérieur résout le renforcement optimal des lignes électriques en fonction de l'opération quotidienne des réseaux couplés, la structure de cette résolution est visible figure 1.

L'utilisation d'une structure bi-niveaux a été motivé par la non convexité et les non linéarités des équations du modèle couplé. L'étude portera sur un horizon de temps de 30 ans (période

usuelle dans les études de planification), avec une seule journée type de fonctionnement répétée 365 fois.

2.2.1. Fonction objectif

La fonction objectif du problème de renforcement est le coût total d'investissement du renforcement et d'opération du réseau électrique. Ce coût opérationnel OPEX actualisé est composé du coût des pertes Joule combiné à la rémunération de l'effacement de production des sites de production PV.

$$f(X) = C_{Pertes} + C_{Effacement} + \sum_{j \in \text{Lignes}} C_{Renforcement,j} \quad (24)$$

2.2.2. Algorithme génétique

Le calcul du renforcement optimal du réseau en fonction de ses contraintes opérationnelles étant trop coûteux pour des méthodes classiques d'optimisation, il a été résolu par un algorithme métaheuristique de type algorithme génétique. Cet algorithme permet de trouver une combinaison optimale de renforcement des lignes. Il appelle le niveau inférieur, qui lui établit le contrôle optimal des sites de production minimisant l'effacement au sein d'une journée. Ce niveau inférieur renvoie le coût d'opération total actualisé sur 30 ans au niveau supérieur, en fonction du renforcement des lignes choisies par le niveau supérieur. Les paramètres principaux du niveau supérieur sont le nombre de générations G , le nombre d'individu N_{pop} ainsi que la probabilité de mutation p_{mut} . Étant donné que les algorithmes génétiques sont par nature non-déterministes, chaque optimisation de renforcement est répétée N_{iter} fois, afin de maximiser les chances de trouver un optimum global et d'analyser la robustesse de cette méthode.

2.3. Étude de sensibilité

Une étude de sensibilité a été conduite afin de mesurer l'impact de la demande thermique et de la production sur les niveaux de renforcement et d'effacement permettant d'éviter les contraintes techniques. Pour ce faire cette étude a été répétée plusieurs fois avec des coefficients de modulation Δ_{th} et Δ_{PV} s'appliquant respectivement sur les charges thermiques et les capacités de production PV.

3. CAS D'ÉTUDE

Ce cas d'étude est composé d'un réseau de distribution électrique 20kV couplé à un réseau de chaleur de 3eme génération, c'est-à-dire transportant de l'eau à une température en dessous de 100°C. Ce réseau de chaleur est composé d'une conduite "chaude" à l'aller et d'une conduite "froide" au retour. La topologie de ces réseaux est visible sur la figure 2.

TABLEAU 5. Scénarios considérés pour l'effacement et le renforcement

Scénarios	Objectif	Dimensionnement PAC (MWel)
1.0	Effacement	-
1.1 ; 1.2 ; 1.3	Effacement	1 ; 2 ; 3
2.0	Renforcement	-
2.1 ; 2.2 ; 2.3	Renforcement	1 ; 2 ; 3

Le réseau électrique alimente 8 charges électriques agrégées et le réseau thermique en alimente 4. Les charges thermiques ont été obtenues grâce à [7], les charges électriques par [8] et les courbes de productions PV par [9]. Le couplage entre ces deux réseaux est assuré par une centrale de cogénération (CHP) et une PAC dans certains scénarios. Chaque scénario étudie un

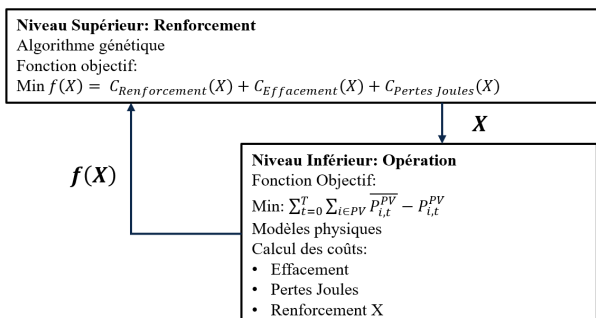


FIG. 1. Structure de l'optimisation bi-niveaux

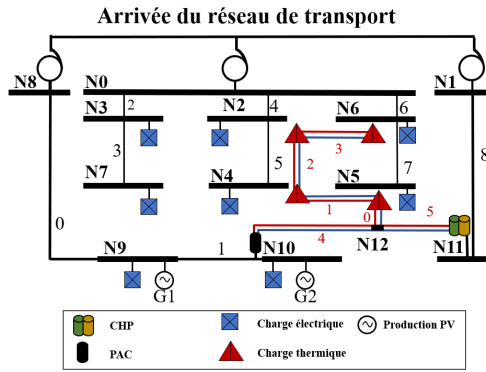


FIG. 2. Topologie du cas d'étude

dimensionnement différent de la PAC comme décrit dans le tableau 5. Les scénarios 1.0 et 2.0 correspondent à notre référence de comparaison lors des problèmes d'effacement et de renforcement respectivement.

3.1. Effacement sans renforcement

La présence d'une PAC permet d'augmenter la charge électrique au nœud 10, augmentant ainsi la possibilité de production des nœuds 9 et 10 en absorbant le surplus de production PV, vis à vis des capacités du réseau électrique de distribution. On constate que plus la PAC est puissante, plus elle permet de réduire l'effacement nécessaire (voir figure 3 et figure 4), et allant jusqu'à retirer complètement le besoin d'effacement (voir tableau 6).

Le réseau de chaleur fournit ainsi un service de flexibilité au réseau électrique. On peut noter que la centrale de cogénération peut ainsi réduire sa production électrique, et donc sa consommation de gaz, conduisant à une réduction de l'impact carbone du réseau thermique.

TABLEAU 6. Résultat des scénarios 1.0 à 1.3

Scénarios	1.0	1.1	1.2	1.3
Pourcentage d'énergie PV effacée	39.2	17.5	2.00	0.00
Coût effacement(€)	2401	1074	122	0

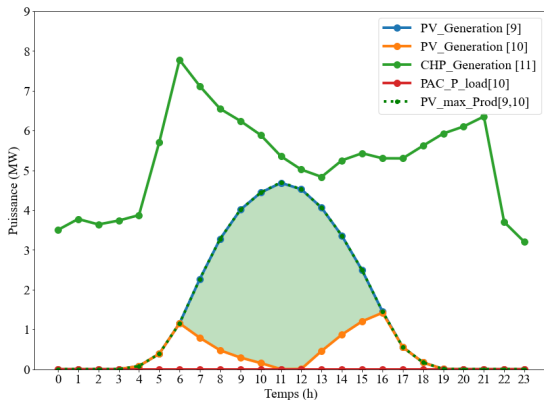


FIG. 3. Effacement de production sans couplage, scénario 1.0

3.2. Renforcement avec effacement

3.2.1. Discussion

Il peut être rentable de renforcer une ligne pour y minimiser les pertes Joule, néanmoins un renforcement est générale-

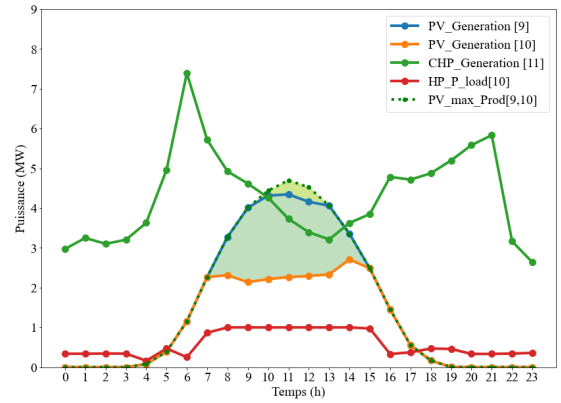


FIG. 4. Effacement de production avec couplage, scénario 1.1

ment effectué suite à une contrainte technique de consommation ou de production. La section optimale de ligne est ensuite établie en fonction d'une estimation du coût des pertes Joule. Pour cette raison l'étude de renforcement optimal de cet article peut proposer de renforcer des lignes qui respectent déjà l'ensemble des contraintes de sécurité de tension et de courant mentionnés ci-dessus. Ces travaux sont focalisés sur le couplage multi-énergies et analyseront donc les coûts associés au renforcement des lignes affectées par ce couplage, c'est à dire les lignes 0 et 1. La configuration de l'algorithme génétique ainsi que les paramètres économiques de cette étude sont visibles Tableau 7.

TABLEAU 7. Paramètres du problème de renforcement

Paramètre	Description	Unité	Valeur
i_{act}	Taux d'actualisation	%	4.5
c_{joules}	Coût des pertes Joules	€/kWh	0.1
$c_{effacement}$	Rémunération effacement de production	€/kWh	0.083
N_{iter}	Itérations du GA	-	10
G	Nombre de générations du GA	-	50
N_{pop}	Population du GA	-	20
$p_{mutation}$	Probabilité de mutation du GA	-	0.1

3.2.2. Scénario 2.0

Le scénario 2.0 correspond à la situation classique non couplée de dimensionnement de réseau électrique. Deux solutions ayant un coût similaire ont été avancées par l'optimisation bi-niveaux. La solution la plus optimale, notée 2.0.b, avec un TOTEX de 9.36M€ propose de ne renforcer que la Ligne 0, tout en imposant un effacement important aux sites de production PV. La solution 2.0.a, quant à elle, propose de renforcer les lignes 0 et 1, permettant ainsi d'éviter tout effacement. Avec un TOTEX de 9.45M€, elle est légèrement moins optimale que la solution 2.0.b mais est bien plus réaliste. Nous allons donc prendre la solution 2.0.a comme référence.

3.2.3. Scénario 2.1

Le scénario 2.1 dispose d'une PAC de 1MWel placé au nœud 10. Le renforcement optimal de ce scénario a un TOTEX de 5.65M€ et permet d'éviter tout effacement de production aux nœuds 9 et 10.

3.2.4. Scénario 2.2

Le scénario 2.2 dispose quant à lui d'une PAC de 2 MWel. Ce couplage plus important permet un TOTEX de 3.11M€. La solution optimale propose ne pas renforcer de lignes. Ce qui est cohérent avec les résultats du problème d'effacement présenté dans le tableau 6. Un effacement de seulement 2% ne justifie pas économiquement un renforcement du réseau électrique de distribution.

3.2.5. Scénario 2.3

Ce scénario correspond à un couplage par une PAC de 3MWel, la solution proposée est de ne pas renforcer les lignes 0 ou 1, tout comme le cas 2.2. Le TOTEX est de 2.23M€ de pertes Joule. Dans ce cas, le surplus de production PV est complètement absorbé par la consommation électrique de la PAC, ni renforcement ni effacement n'est donc nécessaire.

3.2.6. Discussion

On constate que l'injection du surplus d'énergie des sites PV dans le réseau de chaleur via la PAC permet effectivement de réduire les besoins de renforcement du réseau électrique. Le niveau de renforcement nécessaire varie en fonction du dimensionnement de la PAC, comme le montre le tableau 8. Il est intéressant de noter que la prise en compte des OPEX, notamment des pertes Joule, impacte le choix de section optimal lors du renforcement, qui sont effectivement différents entre le tableau 8 et 9. La présence de la PAC permet, dans ce cas d'étude, de réduire entre 40% à 76% le TOTEX du dimensionnement du réseau électrique de distribution, le récapitulatif des coûts de renforcement et d'effacement est visible Fig.5. Cette solution est néanmoins très dépendante du cas d'étude, notamment des ordres de grandeur de la charge thermique vis à vis de la production PV. Afin de tester les limites de cette solution, une étude de sensibilité est présentée dans la section suivante.

TABLEAU 8. Résultat des solutions 2.0 à 2.3 sans prise en compte d'OPEX

Scénarios	Renforcement ligne 0	Renforcement ligne 1
2.0	3x240mm ²	2x240mm ²
2.1	4x240mm ²	-
2.2	1x240mm ²	-
2.3	-	-

TABLEAU 9. Résultat des solutions 2.0 à 2.3 avec prise en compte d'OPEX

Scénarios	Renforcement L0	Renforcement L1
2.0.a	3x240mm ²	2x240mm ²
2.0.b	4x240mm ²	-
2.1	3x240mm ²	-
2.2	-	-
2.3	-	-

3.3. Étude de sensibilité

Une étude de sensibilité a été effectuée sur le problème de renforcement bi-niveaux. Les charges thermiques et la production PV ont été modulées par des coefficients 0.5,1.0 et 1.5. La limite de puissance de la PAC a été retirée afin d'analyser l'impact de la charge thermique et de la production PV sur le réseau électrique. L'objectif de cette étude de sensibilité est d'évaluer la pertinence de cette solution de couplage. Les résultats sont visibles dans les tableaux 10 à 13.

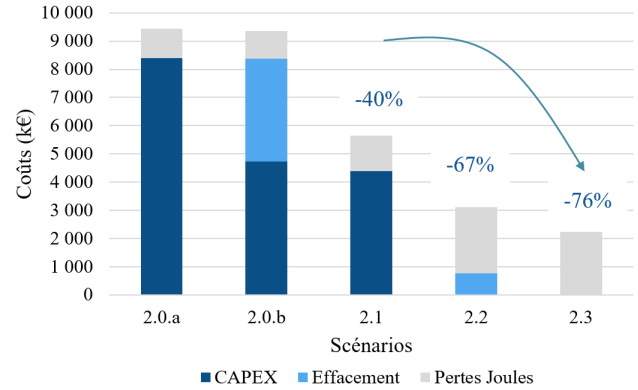


FIG. 5. Coûts totaux lignes 0 et 1

Certains cas de cette étude de sensibilité permettent d'éviter les besoins de renforcement et d'effacement du réseau électrique. Ces cas sont listés ci-dessous :

- $\Delta_{th} = 0.5, \Delta_{PV} = 0.5$
- $\Delta_{th} = 0.5, \Delta_{PV} = 1.0$
- $\Delta_{th} = 1.0, \Delta_{PV} = 1.0$
- $\Delta_{th} = 1.5, \Delta_{PV} = 1.0$
- $\Delta_{th} = 1.5, \Delta_{PV} = 1.5$

A l'inverse, lorsque la production PV est trop importante vis à vis de la consommation thermique, la PAC ne permet pas d'absorber ce surplus de production, le réseau électrique doit donc être renforcé ou la production effacée. Cela arrive dans 3 cas :

- $\Delta_{th} = 1.0$ et $\Delta_{PV} = 1.5$
- $\Delta_{th} = 0.5$ et $\Delta_{PV} = 1.5$
- $\Delta_{th} = 0.5$ et $\Delta_{PV} = 1.0$

Le cas $\Delta_{PV} = 0.5$ et $\Delta_{th} = 1.5$ est un cas particulier, la charge thermique y est tellement importante que le dimensionnement de la centrale de cogénération n'est pas suffisant. L'utilisation de la PAC est donc nécessaire pour alimenter le réseau de chaleur. Cette charge supplémentaire sur le réseau électrique nécessite un renforcement des lignes 0 et 1 et apporte un CAPEX important.

TABLEAU 10. Sensibilité : TOTEX

Δ_{th}	Coûts (M€)		
1.5	8.63	1.84	4.73
1.0	0.62	2.10	6.68
0.5	0.55	4.13	7.58
	0.5	1.0	1.5
	Δ_{PV}		

TABLEAU 11. Sensibilité : CAPEX

Δ_{th}	Coûts (M€)		
1.5	7.68	0	0
1.0	0	0	4.02
0.5	0	0	4.74
	0.5	1.0	1.5
	Δ_{PV}		

4. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Cet article étudie la pertinence du couplage entre un réseau électrique et un réseau de chaleur pour l'intégration de produc-

TABLEAU 12. Sensibilité : Pertes Joule

Δ_{th}	Coûts (M€)		
1.5	0.95	1.84	4.73
1.0	0.62	2.1	2.66
0.5	0.55	2.20	2.15
	0.5	1.0	1.5
	Δ_{PV}		

TABLEAU 13. Sensibilité : Coût Effacement

Δ_{th}	Coûts (M€)		
1.5	0	0	0
1.0	0	0	0
0.5	0	1.92	0.69
	0.5	1.0	1.5
	Δ_{PV}		

tions décentralisées grâce à la résolution d'un problème d'optimisation bi-niveaux. Les résultats indiquent une réduction allant de 40 à 74% du coût de renforcement en fonction du niveau de couplage entre ces deux réseaux. Une étude de sensibilité a été menée afin d'étudier le potentiel de ce couplage en fonction des caractéristiques de consommation thermique et de production PV, le potentiel de cette solution de couplage est très dépendant de la capacité du réseau de chaleur à absorber le surplus de production PV.

Les perspectives de ces travaux incluent la prise en compte des demandes thermiques de sites industriels ainsi que la modélisation de stockage thermique. Différents algorithmes méta-heuristiques seront comparés, notamment l'optimisation par essais particuliers ainsi que le recuit simulé. Une application sur un cas d'étude réel est prévue.

Une limite importante de cette étude est qu'elle ne considère que les coûts associés au gestionnaire de réseau électrique et la gestion du CHP est assujettie par les besoins du réseau électrique. C'est pourquoi les interactions entre ces réseaux d'énergies seront étudiées avec des points de vue différents que celui du gestionnaire de réseau électrique, notamment celui du gestionnaire de réseau de chaleur.

5. REMERCIEMENT

Ce travail a été soutenu par une subvention gouvernementale gérée par l'Agence Nationale de la Recherche dans le cadre du programme France 2030, sous la référence ANR-22-PESP-0004.

6. RÉFÉRENCES

- [1] International Energy Agency, www.iea.org.
- [2] Mancarella Pierluigi, « MES (Multi-Energy Systems) : An Overview of Concepts and Evaluation Models », In : Energy 65 (Feb. 2014), pp. 1–17
- [3] Edoardo Corsetti et al., « Methodology to Support the Flexibility Maximisation for Multi-Energy Systems to Provide Services to the Electrical Distribution System », in : CIRED - Open Access Proceedings Journal 2020.1
- [4] Asad Ashfaq et al., « Heat Coupling of the Pan-European vs Regional Electrical Grid with Excess Renewable Energy », In : Energy 122 (Mar. 2017), pp. 363–377.
- [5] Rémy Rigo-Mariani et al., « Comparison of optimization frameworks for the design of a multi-energy microgrid », In : Applied Energy 257 (2020), pp. 1837–1842.
- [6] H. Farias De Barros et al. "A Comparative Study of Optimal Planning of Distribution Systems : AC/DC Architecture vs. Conventional Strategies". In : IET Conf. Proc.2023.6 (July 4, 2023), pp. 1405–1409.

[7] <https://www.npro.energy/>. Courbes de charge thermiques.

[8] Bellinguer, K., Girard, R., Bocquet, A. et al. ELMAS : a one-year dataset of hourly electrical load profiles from 424 French industrial and tertiary sectors. Sci Data 10, 686 (2023).

[9] <https://globalsolaratlas.info/map>. Courbes de production PV.