

Scénarios de Futurs Mixs Electriques en France avec Production et Flexibilités Décentralisées dans les Réseaux de Distribution

Corentin JACQUIER¹, Remy RIGO-MARIANI¹, Vincent DEBUSSCHERE¹, Silvana MIMA², Jean-Nicolas LOUIS³

¹ Univ. Grenoble Alpes, CNRS, Grenoble INP, G2Elab, 38000 Grenoble, France.

² GAEL, CNRS, Grenoble INP, INRA, Univ. Grenoble Alpes, 38000 Grenoble, France.

³ VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo, Finlande

RESUME – Les réseaux de distribution sont au cœur de la transition énergétique, car ils devraient accueillir une grande partie des énergies renouvelables et des ressources flexibles. Leur modélisation dans le cadre des trajectoires de décarbonisation est donc d'une grande importance pour fournir des scénarios énergétiques réalistes pour l'avenir. Cet article étudie 10 scénarios différents à l'échelle nationale française jusqu'en 2050 en faisant varier la demande d'électricité, la part de ressources renouvelables installées dans les réseaux de transmission et de distribution, ainsi que les technologies de flexibilité considérées. La méthodologie employée repose sur le couplage de modèles de granularités temporelles et géographiques différentes. Un modèle macroéconomique long terme (POLES) détermine les capacités des différentes technologies à installer chaque année pour des émissions de carbone limitées en 2050. Un outil d'investissement/opération court terme (Backbone) optimise le placement des ressources sur les réseaux de transport et de distribution en calculant le dispatch des équipements sur des journées représentatives. Les résultats montrent également que la flexibilité de la demande peut réduire considérablement la pression sur les réseaux par rapport aux technologies de stockage conventionnelles. Les flexibilités distribuées, telles que la recharge intelligente des véhicules électriques, sont particulièrement efficaces. Au final, les résultats obtenus sont comparés à d'autres scénarios français (RTE et ADEME) en termes de capacités installées, coûts, empreintes au sol et demande en minerais.

Mots-clés—Modélisation système énergétique, prospective 2050, Optimisation, réseaux de distribution

1. INTRODUCTION

La plupart des scénarios de futurs mixs d'énergies reposent sur une électrification massive des usages pour faire face à la nécessité de réduire les émissions carbone [1]. L'analyse de scénarios de décarbonation repose typiquement sur des modèles long termes tels que POLES [2] tenant compte d'équilibres énergétiques et macroéconomiques à l'échelle mondiale et à des résolutions annuelles (en fonction du PIB, coûts de production, etc.). Dans un contexte où l'électrification prend une place plus importante, de nombreuses études et outils proposent d'intégrer dans les modélisations longs termes les réseaux hautes tensions, en particulier avec les interconnexions entre pays [3]. L'objectif est de tenir compte de granularités géographiques et temporelles plus fines, notamment pour représenter les dynamiques de

productions renouvelables afin de dimensionner de manière plus fine les besoins en flexibilité et stockage. Cependant, la majorité des ressources décentralisées (renouvelables/flexibilités) tend à être installée dans les réseaux de distribution (87 % en France [4]). Ce papier s'appuie sur une méthodologie développée dans des travaux précédents [5] pour intégrer les réseaux de distribution dans la modélisation de scénarios de décarbonation. L'objectif est d'obtenir des scénarios de décarbonation plus réalistes, en arbitrant notamment entre investissements en flexibilités et renforcement réseaux [6]. En particulier différents types de réseaux de distribution urbains et ruraux sont considérés ainsi que différentes technologies de flexibilités (i.e. stockages batteries et hydrogène, charge des véhicules électriques et *demand response*). Les principales contributions de cet article sont :

- La prise en compte de différents types de réseaux de distribution dans la modélisation long-terme de scénarios de décarbonation ;
- L'étude de dix scénarios avec différents niveaux de consommation, placement des énergies renouvelables et technologies de flexibilité ;
- L'évaluation des scénarios en termes de capacités installées, coûts d'investissement, impacts sur les réseaux, ainsi que des besoins en matériaux et espaces au sol.

2. METHODOLOGIE

2.1. Couplage des modèles long terme et court terme

La méthodologie proposée dans cet article repose sur un couplage entre un modèle macro-économique long terme (POLES [2]) et un outil d'investissement/opération optimal court terme (Backbone [7]) (Fig. 1). Dans sa version originale, POLES calcule les capacités à installer pour différentes technologies de production/stockage d'énergies chaque année jusqu'à l'horizon 2100 (~ 30 technologies différentes). Par défaut, les installations visent à respecter les contraintes en termes d'émissions de CO₂ cumulées tout en alimentant les différents usages d'énergies. Ces demandes (électricité, chaleur, hydrogène, etc.), sont calculées à une résolution annuelle à partir de facteurs démographiques et économiques à l'échelle mondiale divisée en 66 zones. A noter que la prise de décisions dans POLES (i.e. investissement/installation) se fait chaque

année en fonction des projections de prix et consommation et via une approche heuristique (langage de programmation Vensim), à ne pas confondre avec une approche par optimisation. L'optimisation à proprement parler et qui sera détaillée dans la sous-section suivante correspond au modèle court terme Backbone (codé en GAMS). Ce modèle repose sur une optimisation à résolution horaire sur six journées représentatives et en tenant compte des réseaux de transport et distribution. Pour la France, nous passons donc d'une modélisation avec un seul nœud d'énergie dans POLES à une modélisation du réseau de transports avec 14 nœuds régionaux. En plus, 3 réseaux de distribution moyenne tension sont modélisés en aval de chaque nœud de transport : un réseau urbain, un réseau rural avec forte pénétration de renouvelable, et un autre avec des capacités installées réduites. Cela passe notamment par une étape de ventilation des données de consommation nationale (nœud unique de POLES) sur l'ensemble des nœuds électriques (> 1800 pour le transport et la distribution). Backbone répartit et affine ensuite les capacités annuelles installées prévues par POLES sur l'ensemble du réseau modélisé. Ces informations corrigées ainsi que de potentiels écrêtages de production ENR et renforcement réseau sont ensuite transmis à POLES suite à une étape d'agrégation des profils, pour calculer les investissements/installations l'année suivante. Les deux modèles sont ainsi lancés successivement chaque année (de 2024 à 2050) et l'optimisation de Backbone est exécutée 27 fois pour établir un scénario de décarbonation en fonction des hypothèses considérées. Nous pouvons noter à ce stade que le temps de calcul nécessaire pour la simulation est de 10 h. Ce temps est en partie contrôlé par des choix de modélisation dans Backbone issus de travaux précédents [5] et par la période représentative limitée à six jours seulement. Le choix de ces journées est au-delà du sujet de cet article et la sélection de périodes représentatives pertinentes reste un sujet de recherche en soi [8].

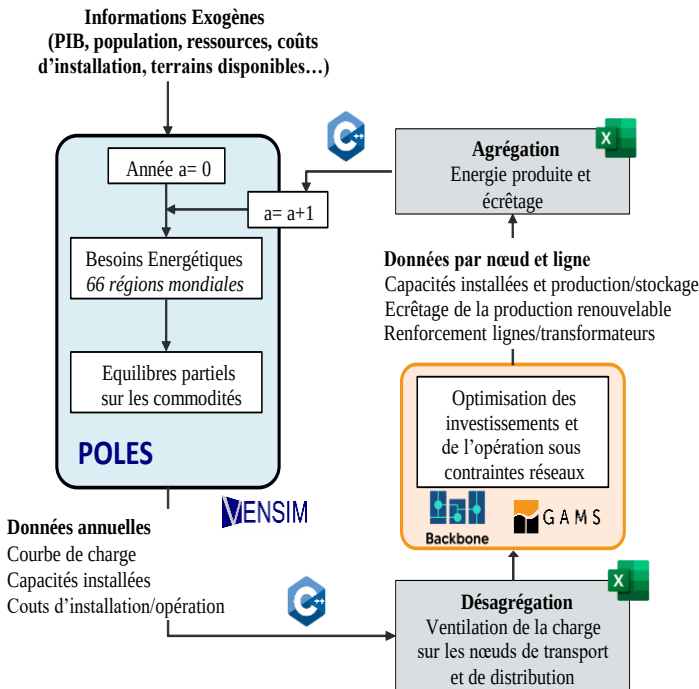


Fig. 1 Couplage des modèles court et long termes

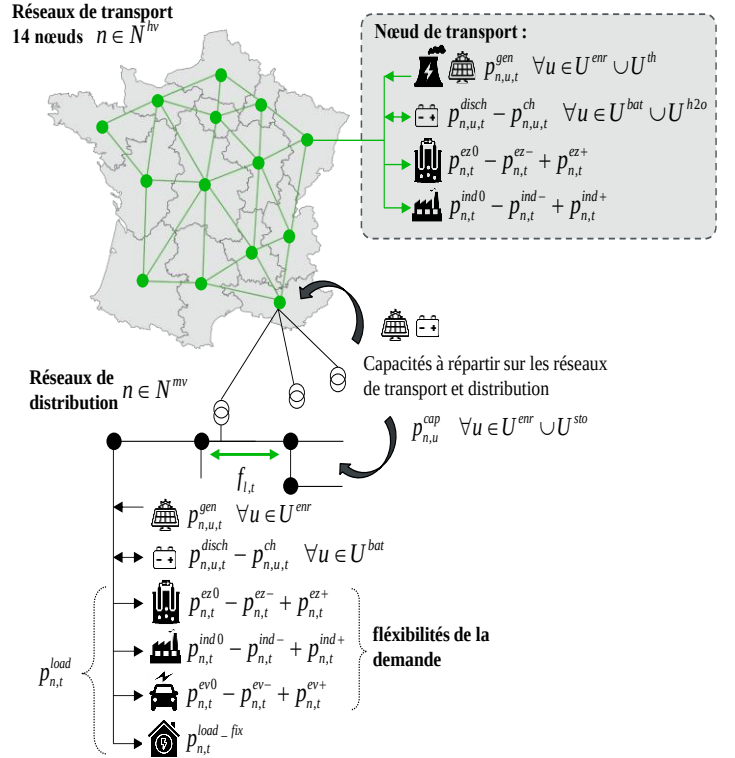


Fig. 2 Problème d'investissement/opération implémenté dans Backbone

2.2. Principales Equations - Backbone

Au-delà de la mise en pratique du couplage des modèles (développement macros et dll, communication Vensim-GAMS), l'effort principal porte sur la mise en forme du problème d'optimisation dans Backbone, notamment pour adapter la modélisation du réseau et de différents types de flexibilités. Cette sous-section présente les équations principales du modèle sous la forme d'un problème d'optimisation avec les principales variables illustrées sur la Fig. 2. Les variables du problème sont définies sur les ensembles de pas de temps ($t \in T$, résolution horaire Δt), des technologies de production ($u \in U$) avec des sous-ensembles pour les ENR (U^{enr}), les unités de stockage (batterie U^{bat} et STEP hydrauliques U^{h2o}), et thermiques (U^{th}). L'ensemble des nœuds du réseau ($n \in N$) correspond également à des sous-ensembles distincts pour les nœuds de transport (N^{hv}) et distribution (N^{mv}). L'ensemble des lignes ou transformateurs connectant les différents nœuds est finalement noté ($l \in L$). L'objectif de Backbone est de minimiser le coût total du système en tenant compte de l'opération des unités connectées aux différents nœuds ($p_{n,u,t}^{gen}$), des investissements sur les lignes/transformateurs (f_l^{cap}), et des nouvelles capacités installées pour les ENR et les stockeurs ($p_{n,u}^{cap}$). L'arbitrage (1) dépend des coûts pour l'opération des unités (π_u^{gen}), l'investissement en capacités de production/stockage (π_u^{cap}) et réseau (π_l^{cap}), avec des valeurs issues de POLES. En fonction des scénarios étudiés, différentes technologies de flexibilités sont considérées en plus des technologies de stockage - batteries (bat) et aux STEP hydrauliques (h2o) à ce stade. Notamment, l'installation d'électrolyseurs (ez) – capacités $p_{n,hv}^{cap-ez}$ à un coût d'investissement π^{cap-ez} apporte de la flexibilité $p_{n,t}^{ez-}$, $p_{n,t}^{ez+}$ par modulation de la production d'hydrogène. Les autres sources de

flexibilités viennent du contrôle de la charge des véhicules électriques (ev) $p_{n,t}^{ev-}, p_{n,t}^{ev+}$ et des consommateurs industriels $p_{n,t}^{ind-}, p_{n,t}^{ind+}$ (ind) à un coût opérationnel générique π^{flex} .

$$\begin{aligned}
obj = & \underbrace{\sum_{n \in N} \sum_{u \in U^{th}} \sum_{t \in T} p_{n,u,t}^{gen} \times \pi_u^{gen} \times \Delta t}_{\text{coût opérationnel de la génération thermique}} \\
& + \underbrace{\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (p_{n,t}^{ez-} + p_{n,t}^{ev-} + p_{n,t}^{ind-}) \times \pi^{flex} \times \Delta t}_{\text{coût opérationnel des flexibilités}} + \underbrace{\sum_{n \in N} p_n^{cap-ez} \times \pi^{cap-ez}}_{\text{coûts des électrolyseurs}} \\
& + \underbrace{\sum_{n \in N} \sum_{u \in U^{vre} \cup U^{sto}} p_{n,u}^{cap} \times \pi_u^{cap} \times \alpha_u^{cap}}_{\text{coût d'installation des capacités renouvelables et de stockage}} + \underbrace{\sum_{l \in L} f_l^{cap} \times \pi_l^{cap}}_{\text{coût du renforcement réseau}}
\end{aligned} \quad (1)$$

L'opération du système doit respecter une contrainte d'équilibre en puissance à chaque nœud avec la demande à alimenter ($P_{n,t}^{load}$), la génération des unités de production, la charge/décharge des stockeurs ($p_{n,u,t}^{disch}, p_{n,u,t}^{ch}$) et les échanges avec les nœuds voisins ($f_{l,t}$), en tenant compte du rendement des lignes (η_l) (2) – lignes au départ du nœud $out(n)$ ou arrivant au nœud $in(n)$. La charge nette nodale tient compte de la charge fixe $P_{n,t}^{load-fix}$ et des différents leviers de flexibilités par rapport aux profils de consommation nominaux - $P_{n,t}^{ev0}$ pour les ev, $P_{n,t}^{ez}$ pour l'électrolyse et $P_{n,t}^{ind0}$ pour les consommateurs industriels (3). Des contraintes supplémentaires (4) assure la conservation de l'énergie consommée par rapport au profils nominaux pour les flexibilités.

$$\begin{aligned}
& \underbrace{\sum_{l \in in(n) \subset L} (f_{l,t} \times \eta_l)}_{\text{imports/exports}} - \underbrace{\sum_{l \in out(n) \subset L} f_{l,t}}_{\text{charge nodale}} = P_{n,t}^{load} + \sum_{u \in U^{sto}} p_{n,u,t}^{ch} \\
& - \underbrace{\sum_{u \in U^{th} \cup U^{enr}} p_{n,u,t}^{gen}}_{\text{génération nodale}} - \sum_{u \in U^{sto}} p_{n,u,t}^{disch}
\end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned}
P_{n,t}^{load} = & \underbrace{P_{n,t}^{ev0} + p_{n,t}^{ev+} - p_{n,t}^{ev-}}_{\text{charge ev}} + \underbrace{P_{n,t}^{h2o} + p_{n,t}^{h2+} - p_{n,t}^{h2-}}_{\text{charge ez}} \\
& + \underbrace{P_{n,t}^{ind0} + p_{n,t}^{ind+} - p_{n,t}^{ind-}}_{\text{industrial load}} + \underbrace{P_{n,t}^{load-fix}}_{\text{charge fixe}}
\end{aligned} \quad (3)$$

$$\sum_{t \in T} P_{n,t}^{h2+} = \sum_{t \in T} P_{n,t}^{h2-}, \sum_{t \in T} P_{n,t}^{ev+} = \sum_{t \in T} P_{n,t}^{ev-}, \sum_{t \in T} P_{n,t}^{ind+} = \sum_{t \in T} P_{n,t}^{ind-} \quad (4)$$

En termes d'investissements pour les technologies ENR (i.e. solaire, éolien onshore, offshore), Backbone distribue les capacités ENR recommandées par POLES (P_u^{POLES}) avec une contrainte sur le ratio d'équipements en moyenne tension (α en %) (5). Pour les technologies de stockage - batteries (bat) et aux STEP hydrauliques (h2o) – les puissances de charge/décharge sont limitées par les capacités en place ($P_{n,u}^{cap0}$) et les variables d'investissement sur l'année en court ($p_{n,u}^{cap}$) (6). Des contraintes typiques sur l'état de charge des stockeurs avec prise en compte de leur efficacité ne sont pas explicités ici par soucis de simplicité.

$$\sum_{n \in N^{mv}} p_{n,u}^{cap} = \alpha \times P_u^{POLES} \quad \forall u \in U^{enr} \quad (5)$$

$$0 \leq p_{n,u,t}^{ch}, p_{n,u,t}^{disch} \leq P_{n,u}^{cap0} + p_{n,u}^{cap} \quad \forall (n,u,t) \in \{N, U^{sto}, T\} \quad (6)$$

3. SCENARIOS SIMULES ET RESULTATS OBTENUS

3.1. Scénarios Simulés

Différents scénarios sont étudiés dans l'article en fonction des hypothèses d'entrée. En particulier, trois prédictions de demande électrique sont considérées avec le scénario de base dans POLES (750 TWh en 2050), le scénario de référence RTE (650 TWh en 2050) et le scénario de sobriété RTE (550 TWh en 2050) (Fig. 3). A rappeler que ces hypothèses de consommation sont considérées à la fois dans POLES (modèle long terme), et ventilées ensuite sur les différents nœuds des réseaux dans Backbone. Le second paramètre important variant selon les scénarios est la proportion de capacités en ENR installées en moyenne tension ($\alpha = 33 \%$, 66% ou 100%). Enfin plusieurs options de flexibilités au niveau de la demande seront successivement considérées avec notamment différents volumes de véhicules électriques contrôlés et une distinction entre les consommateurs industriels en haute et moyenne tension. Au total, les 10 scénarios différents résumés dans le Tableau 1 sont étudiés.

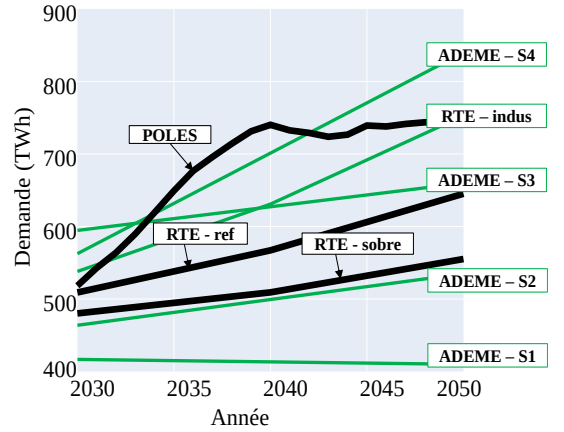


Fig. 3 Trois hypothèses de demande électrique considérées

Tableau 1. Mettre ici le titre du tableau (Style 'Légende_tableau').

	Charge TWh	α (%)	bat h2o	ez	ev (%)	ind hv	ind hv/mv
S1	550	66	✓				
S2	650	33	✓				
S3	650	66	✓				
S4	650	100	✓				
S5	750	66	✓				
S6	650	66	✓	✓			
S7	650	66	✓	✓	25		
S8	650	66	✓	✓	50		
S9	650	66	✓	✓	50	✓	
S10	650	66	✓	✓	50	✓	✓

3.2. Niveaux de Charge et ENR en Moyenne Tension

Dans un premier temps, l'impact des hypothèses de consommation et répartition des ENR est étudié – i.e. scénarios S1-S5. La Fig. 5 résume les résultats en termes de capacités installées et coûts cumulés en fin de simulation en 2050 avec peu de variations en fonction du taux d'ENR en distribution (S2-S4). En revanche, passer d'un scénario sobre (S1) à forte consommation (S5) entraîne un doublement des capacités installées et un surcoût système de 25 %. Ce surcoût limité s'explique en partie par le fait que la même capacité de nucléaire est installée, essentiellement afin d'assurer la consommation au moment du pic national non couvert par les ENR. A noter également que POLES vise une neutralité carbone en 2050 et évite ainsi l'installation de génération émettrice (e.g. thermique). Considérer la modélisation des réseaux de distribution dans l'étude permet d'évaluer l'impact des installations en moyenne tension. Ainsi, la Fig. 6 illustre la puissance maximale de transit au niveau d'un poste sources (i.e. nœud hv/mv) dans le cas d'un réseau rural. Les capacités ENR installées sur ce réseau augmentent au fil des années et entraînent une réinjection plus importante (flux mv $\rightarrow$ hv) alors que l'import depuis le réseau de transport (flux hv $\rightarrow$ mv) reste modéré. Les niveaux de réinjection justifient des renforcements réseau conséquents, d'autant plus quand davantage de ressources sont connectées en moyenne tension (i.e. S4 vs S2).

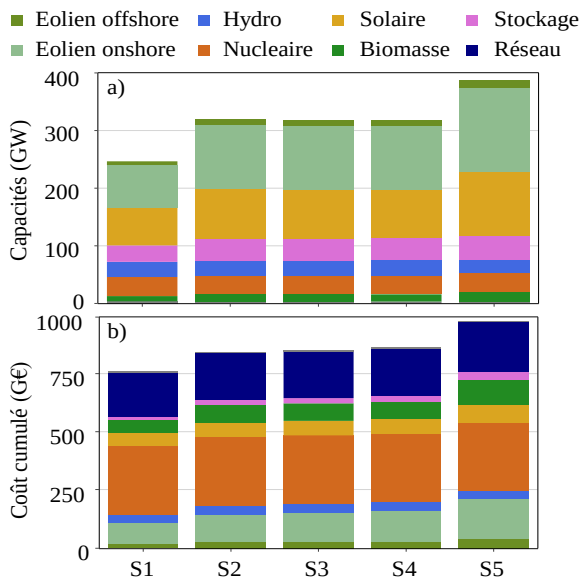


Fig. 4 Résultats cumulés sur la période 2024 - 2050 en fonction de la demande et de la répartition ENR – a) capacités installées – b) coûts du système

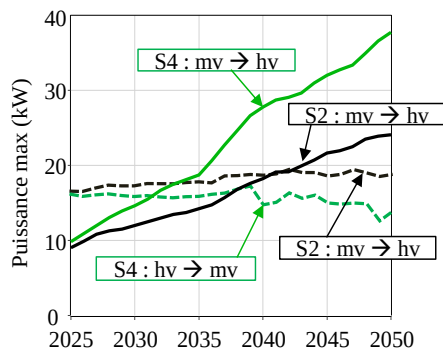


Fig. 5 Puissance maximum de transit sur un poste source transport/distribution

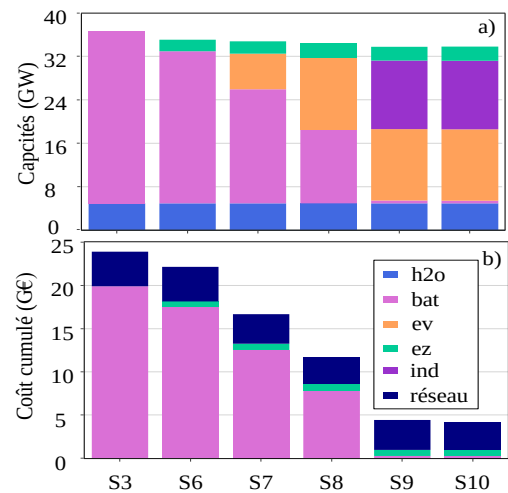


Fig. 6 Résultats cumulés sur la période 2024 - 2050 en fonction des flexibilités – a) capacités installées – b) coûts du système

3.3. Scénarios de Flexibilités de la demande

Les scénarios S6-S10 sont ensuite simulés en ajoutant successivement des options de flexibilités de la demande à partir du scénario de référence S3 (consommation modéré et 66 % d'ENR en distribution). Les résultats de la Fig. 6 montrent que si le besoin total en flexibilité reste constant, le recours au contrôle de la consommation réduit les installations en batterie. Le coût système est également amoindri car les investissements 'ev' et en contrôle de la consommation industrielle sont supportés par les utilisateurs finaux. Pour limiter les besoins en stockage électrochimique, les flexibilités de la demande sont typiquement opérées de manière à augmenter la consommation pendant les pics de production solaire et réduire la puissance à la pointe en fin de journée (Fig. 7). Comme précédemment, représenter les réseaux de distribution permet de quantifier le niveau de charge du système en termes de transit dans les lignes. En particulier, la Fig. 8 illustre l'évolution des pertes totales (i.e. hv et mv) pour différents scénarios. Ces pertes diminuent pendant les premières années simulées avec des taux d'installation modérés d'ENR, au plus proche des points de consommation (i.e. moins de transit de ligne). En revanche quand les capacités ENR augmentent, les niveaux de réinjection depuis l'aval vers l'amont des réseaux deviennent plus importants entraînant un accroissement des pertes. Rajouter des moyens de flexibilités locaux, en moyenne tension notamment, permet de contenir efficacement cette augmentation des pertes (S6-S10).

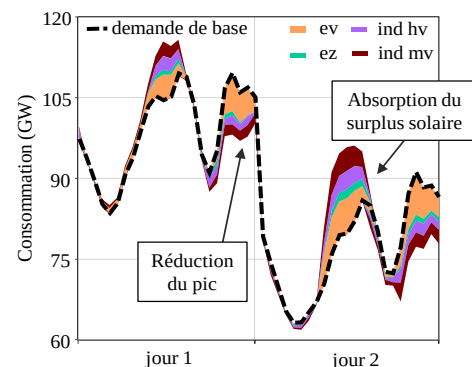


Fig. 7 Impact des flexibilités sur la demande nationale (S10)

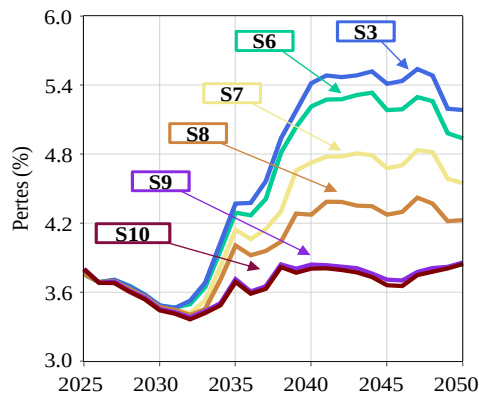


Fig. 8 Pertes dans les réseaux de transport et distribution

3.4. Discussions

Il nous apparaît important de signaler/rappeler que les résultats obtenus dépendent au premier ordre des données d'entrée. En effet, L'ensemble des modèles de la littérature sont similaires avec une modélisation convexe des systèmes afin de garantir des temps de calcul raisonnables pour la simulation de longues périodes. Au final, les scénarios établis dépendent donc des hypothèses sur les niveaux de consommation, les coûts d'investissement et opération des équipements et les limites en capacités installées selon les zones. A titre illustratifs, la position de certains des scénarios simulés dans cet article par rapport à des études de référence. Les capacités installées totales en fonction des hypothèses de consommation sont à des niveaux comparables avec ceux obtenus par l'ADEME et RTE [9], [10]. La principale différence vient du fait que POLES privilégie l'utilisation de la biomasse et de l'éolien terrestre par rapport à l'éolien offshore en arbitrant sur les coûts d'installation/opération.

Pour aller plus loin, une analyse à postériori des scénarios permet d'estimer l'empreinte au sol des investissements (S3 et S5). La méthodologie repose sur une multiplication des capacités par des coefficients/données actuelles [9]. Dans le cas d'un scénario à forte consommation (S5) l'augmentation de l'empreinte au sol par rapport à aujourd'hui est équivalente à plus que la région île de France. A noter que l'impact des infrastructures réseau est non négligeable du fait de l'espace sous les lignes et l'empreinte au sol des sous-stations électriques et postes sources.

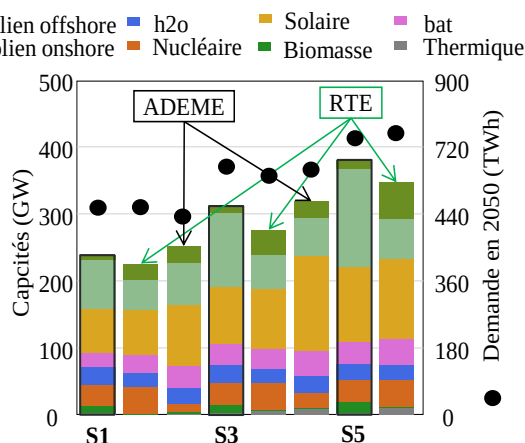


Fig. 9 Comparaison avec d'autres scénarios nationaux

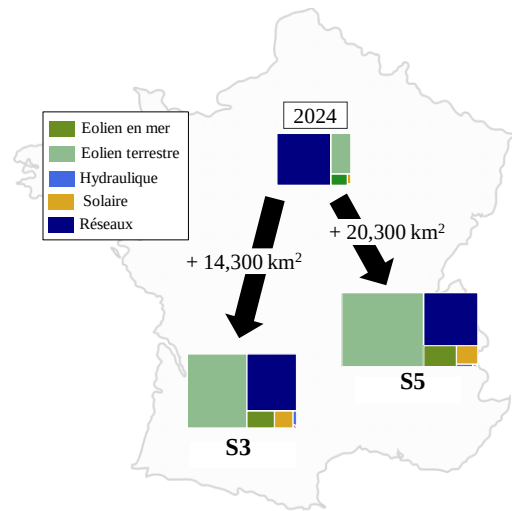


Fig. 10 Empreinte au sol

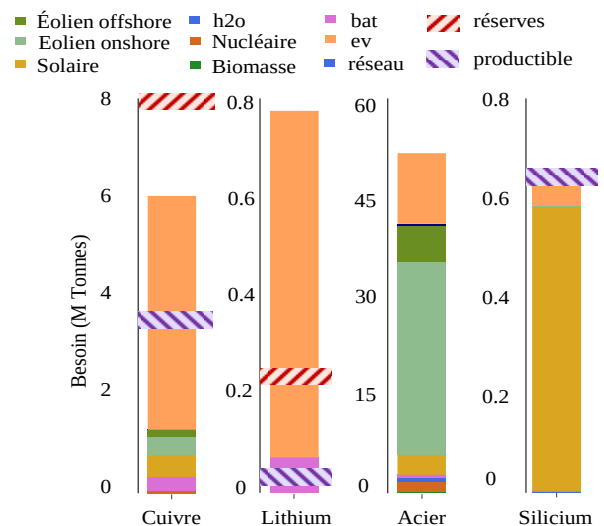


Fig. 11 Besoin en ressources pour le scénario S5

Une dernière analyse pour le scénario à forte consommation S5 consiste à estimer le besoin en minerais et matériaux. La Fig. 11 illustre notamment que le secteur du véhicule électrique aura la plus forte pression pour la demande en cuivre et lithium alors solaire sera le principal consommateur de silicium. A titre indicatif, le graphique fait figurer les réserves et les quantités produites avec le tissu industriel actuel – données mondiales normalisées en divisant par la population française (i.e. ~ 1 % de la population mondiale). A noter qu'aucune limite n'est affichée pour l'acier qui n'est pas une ressource en tant que tel mais un produit industriel et que la limite de production est bien au-delà des quantités nécessaires. A titre d'exemple, la quantité d'acier nécessaire pour le scénario considéré est équivalente à 7 000 Tours Eiffel.

4. CONCLUSIONS

Ce travail utilise une méthodologie développée dans des travaux précédents pour simuler une dizaine de scénarios sur le futur mix de production d'électricité en France. Cette méthodologie repose sur un couplage de modèles à long et à court terme, ainsi que sur la modélisation des réseaux de moyenne tension. Les résultats obtenus en termes de capacités

installées pour différentes technologies de stockage et de production dépendent avant tout des hypothèses concernant les niveaux de consommation. De la même manière, le coût total du système varie peu en fonction de la manière dont les installations ENR et de stockage se répartissent dans le système. Cependant, la représentation des réseaux de distribution permet d'apporter des informations sur l'utilisation et le renforcement des infrastructures, notamment concernant le niveau de pertes et de charge/transit des lignes avec des réinjections significatives depuis la moyenne tension vers la haute tension. Augmenter le bouquet de flexibilité au plus proche des utilisateurs des sources d'ENR décentralisées permet de réduire la pression sur le réseau et les coûts totaux du système dans le cas où les investissements sont supportés par les utilisateurs (par exemple, les véhicules électriques). Les résultats obtenus dans cet article sont du même ordre de grandeur que ceux retournés par des études de référence.

5. REFERENCES

- [1] L. Cozzi, T. Gould, and O. Alšauskas, "World Energy Outlook 2024," 2024.
- [2] European Commission. Joint Research Centre., *POLES-JRC model documentation*. LU: Publications Office, 2017. Accessed: May 15, 2023. [Online]. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/225347>
- [3] ENTSO-E, "TYNDP 2024," 2025.
- [4] ENEDIS, "Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050." 2021. [Online]. Available: <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-dossier-prospective-2050.pdf>
- [5] C. Jacquier, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, J.-N. Louis, and S. Mima, "National energy system modeling for decarbonization pathways considering distribution grids," *Energy Strategy Reviews*, vol. 58, p. 101688, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.esr.2025.101688.
- [6] A. Rinaldi, S. Yilmaz, M. K. Patel, and D. Parra, "What adds more flexibility? An energy system analysis of storage, demand-side response, heating electrification, and distribution reinforcement," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 167, p. 112696, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112696.
- [7] N. Helistö *et al.*, "Backbone—An Adaptable Energy Systems Modelling Framework," *Energies*, vol. 12, no. 17, p. 3388, Sep. 2019, doi: 10.3390/en12173388.
- [8] R. Rigo-Mariani, "Optimized time reduction models applied to power and energy systems planning – Comparison with existing methods," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112170, May 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112170.
- [9] RTE, "Futurs Énergetiques 2050." 2022. [Online]. Available: <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>
- [10] ADEME, "Transition(s) 2050." 2021. [Online]. Available: <https://bibliothèque.ademe.fr/recherche-et-innovation/5072-prospective-transitions-2050-rapport.html>