



Bilan Prévisionnel

de l'équilibre offre - demande
d'électricité

Corse

Horizon 2024-2040



Synthèse

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), en sa qualité de gestionnaire de réseau, a pour mission d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire ainsi que les éventuels besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance¹. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes.

Afin d'explorer le champ des futurs possibles, deux scénarios sont étudiés, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	Poursuite ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut/central	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	Poursuite très ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE bas	Scénario PIB/habitant bas

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation en énergie et la puissance à la pointe sont en hausse. Dans la même tendance que les dernières années historiques, la pointe d'été est en augmentation continue. En effet, la dynamique de développement économique et démographique du territoire ainsi que le développement de la mobilité électrique et le report vers l'électricité d'usages historiquement assurés par du gaz tirent les trajectoires de consommation à la hausse, en dépit des actions de maîtrise de la demande en énergie et du pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques.

Les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités des énergies renouvelables fatales, en lien avec les cibles visées dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie. Par ailleurs, le renforcement de la liaison SACOI et le remplacement de la station de conversion sont supposés achevés fin 2029 (portant la puissance prélevable par cette dernière pour le système corse de 50 MW à 100 MW). Enfin, la centrale du Vazzio est considérée arrêtée fin 2027, date à laquelle les nouveaux moyens thermiques au bioliquide entrent en service sur le site du Ricanto.

Ainsi, le caractère renouvelable du mix électrique de la Corse évoluerait à l'horizon 2028 dans les scénarios Azur et Emeraude selon le combustible retenu pour le fonctionnement des moyens thermiques situés à Lucciana.

Même si sur la base de ces hypothèses le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté avant 2033, la situation de l'équilibre offre-demande s'avère néanmoins fragile sur la majeure partie de cet horizon, jusqu'à l'arrivée des nouveaux moyens de production (Ricanto et SACOI3) ou de stockage. En effet, certaines installations structurantes existantes (Vazzio et SACOI2) sont vieillissantes et potentiellement sujettes à des avaries majeures.

¹ L'analyse du dimensionnement du parc de la Corse est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE).

D'une manière générale, les risques d'indisponibilités fortuites existent également sur la totalité du parc de production et du réseau. Afin de garantir des marges d'exploitation dans cette éventualité, des moyens de secours temporaires sont mis en œuvre, en particulier pendant les périodes estivales.

Sur la base de ces hypothèses, le bilan prévisionnel met en évidence de nouveaux besoins en puissance pilotable à horizon 10 ans, résumés dans le tableau ci-dessous.

	Hepp ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
Azur	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	280
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	20	0
Emeraude	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	20
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	160

Besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

Un besoin de puissance de 20 MW reste présent en 2033 dans Azur, ainsi que publié dans le Bilan Prévisionnel 2022. Ce besoin atteint 280 MW en 2040, tandis que dans Emeraude, un besoin de 180MW apparaît en 2040. Ces niveaux élevés marquent une évolution sensible par rapport aux chiffres publiés en BP22, notamment en raison de l'absence dans le parc de production de plusieurs actifs thermiques dont la fin de contrat ou la fin de vie technique sont atteints à l'horizon 2040 : ce n'était pas le cas en 2038, fin d'horizon du BP22.

Pour répondre à ces besoins, les leviers à disposition du territoire sont variés : extension de la durée de vie de la TAC 4, prolongation du contrat des groupes PEI de Lucciana, investissements dans les actifs thermiques (prolongation des TAC 1, 2, 3, Vazzio ou mise en service de nouveaux moyens) ou dans des moyens de stockage permettant du report de charge. Pour contrôler le besoin à la pointe, il apparaît d'autre part important d'intensifier les efforts de MDE qui restent jusqu'ici en deçà des cibles.

La montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables amplifiera par ailleurs le besoin en flexibilité du système électrique. Celle-ci sera apportée par le parc de production pilotable, les moyens de stockage et le pilotage de la demande. Ainsi, en plus de fournir de la réserve, des moyens de stockage centralisés multi-services, pilotés par le gestionnaire du système électrique, pourront être utilisés pour du report de charge. La mise en place effective du pilotage de la recharge des véhicules électriques sera quant à elle déterminante pour gérer au mieux la demande au fil de la journée, limiter la puissance de pointe et favoriser l'utilisation de l'énergie solaire lorsqu'elle est abondante.

Afin de garantir le niveau de sûreté nécessaire à la gestion du système électrique, les moyens de production non synchrones devront se conformer pleinement aux prescriptions techniques définies par le gestionnaire de réseau. Compte tenu de l'importance de l'enjeu, ce dernier continuera à renforcer ses moyens de contrôle.

Par ailleurs, pour maximiser l'insertion des EnR, le gestionnaire de réseau devra disposer de moyens dédiés tels que des compensateurs synchrones et des moyens de stockage (ex. : STEP, batteries) permettant d'apporter d'importantes capacités d'inertie, de stabiliser la tension et d'assurer une puissance de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La spatialisation adéquate de ces éléments sera le gage de leur efficacité et facilitera ainsi la substitution des EnR non-synchrones aux moyens de production synchrone.

Les moyens de stockage participeront quant à eux également à la fourniture de réserves primaire et secondaire pour assurer la tenue et la stabilité en fréquence. Le besoin en réserve primaire, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe sans recours à du délestage de la consommation, continuera d'être intégralement fourni par la liaison SARCO ainsi que par la station de conversion à courant-continu, compte-tenu de leurs caractéristiques techniques. A l'horizon 2033 dans le scénario Emeraude, le besoin en réserve secondaire pour la Corse atteindrait quant à lui environ 90 MW aux heures où les productions éolienne et photovoltaïque sont les plus élevées (voir le tableau ci-dessous).

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

	Réserve secondaire
Besoin (MW)	90

Besoin en réserve secondaire à l'horizon 2033

Enfin, les moyens de stockage peuvent également répondre aux besoins en puissance pilotable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. Les premiers volumes de stockage installés couvrent efficacement les besoins en puissance pilotable complémentaires. Cette efficacité se réduit notablement au fur et à mesure de l'extension de ces volumes.

	Hepp¹	Sans stockage complémentaire	Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire	Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire
Azur	>2000 h	280	40	40
	<2000 h	0	140	100

Besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire dans le scénario Azur en 2040, selon les volumes de stockage complémentaires considérés (en MW)

Concernant le réseau, la totalité des capacités réservées dans le cadre du schéma actuel a été attribuée aux porteurs de projets EnR, et à ce jour, plusieurs postes source de Corse ne disposent plus ou quasiment plus de capacité d'accueil pour satisfaire les demandes de raccordement pour de nouveaux projets EnR. Les études de révision du S2REnR sont lancées. Elles permettront d'affiner la vision des marges encore disponibles sur le réseau. D'une façon générale, des renforcements du réseau 90 kV et des adaptations dans les postes sources seront nécessaires pour accueillir de nouveaux moyens de production. Or les délais de réalisation des lignes 90 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des installations de production décentralisées (en raison notamment de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés). Il est donc nécessaire de prendre en compte les besoins de renforcement du réseau 90 kV dès le début des réflexions sur les projets de production en lien avec leur spatialisation sur le territoire corse et d'inscrire les renforcements identifiés dans un futur schéma directeur HTB pour répondre à l'ensemble des besoins.

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.



Sommaire

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition	8
1 La MDE ne compense pas la tendance à la hausse de la demande annuelle et de la pointe d'été	9
1.1 La demande annuelle et la pointe d'été évoluent à la hausse.....	10
1.1.1 Les pointes été et hiver ont été élevées en 2023	10
1.1.2 Des pointes journalières saisonnalisées	11
1.1.3 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité	12
1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie progressent mais restent en deçà des cibles	13
1.2 En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix corse a profité d'une hydraulité favorable.....	14
1.3 Les moyens de production sont répartis de manière homogène avec une concentration des moyens thermiques autour des deux principales agglomérations de l'île	15
1.3.1 Énergies renouvelables non synchrones (300 GWh)	15
1.3.2 Énergies renouvelables synchrones (569 GWh).....	16
1.3.3 Liaisons SACOI et SARCO (609 GWh).....	16
1.3.4 Moyens thermiques fossiles (786 GWh).....	16
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles.....	17
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans	17
2.2 Les objectifs de MDE limitent la hausse de la demande alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030	18
2.2.1 La population et le PIB par habitant sont en croissance	18
2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour contrôler le niveau de consommation	18
2.2.3 Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe.....	19
2.2.4 Report des usages gaz vers l'électricité.....	22
2.2.5 La consommation d'énergie et la puissance à la pointe sont à la hausse dans les deux scénarios.....	22
2.3 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables.....	23
2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte à la fois du déclassement d'actifs anciens et de l'arrivée de nouveaux actifs	23
2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies.....	25

3	Ce Bilan Prévisionnel confirme un besoin en puissance pilotable à l’horizon 10 ans, essentiellement en été.....	26
3.1	L’augmentation de la consommation confirme un besoin de puissance pilotable complémentaire à partir de 2033, après une période à risque.....	26
3.2	Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté.....	27
3.2.1	L’essor des énergies non synchrones doit s’accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion.....	27
3.2.2	Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système.....	29
3.2.3	Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l’inertie.....	30
3.3	Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables.....	31
3.3.1	Les actifs pilotables apportent de la flexibilité.....	31
3.3.2	Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique.....	31
3.3.3	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge.....	32
3.4	L’implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d’optimiser la structure du réseau.....	34



Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de la Corse. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Énergie, il est établi par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité du territoire dans les zones non interconnectées (ZNI*) au réseau métropolitain continental. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire. Le Bilan Prévisionnel détermine notamment les besoins en puissance pilotable* permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) de la Corse¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2024, dont les dernières estimations de l'INSEE. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes.

Une première partie dresse le bilan de l'année écoulée ainsi qu'un état des lieux de l'évolution récente de la consommation et du parc de production.

Une deuxième partie est consacrée aux évolutions prospectives à l'horizon quinze ans du système électrique. Ce dernier connaît depuis quelques années, et va continuer à connaître, des transformations profondes et rapides. Elles concernent :

- la consommation, avec la montée en puissance de la mobilité électrique et le développement de la maîtrise de la demande en énergie (MDE), ainsi que le report vers l'électricité de certains usages historiquement assurés par du gaz ;
- la production, avec une forte dynamique de développement des énergies renouvelables ;
- l'adaptation globale du système pour réussir l'insertion des énergies renouvelables non synchrones* (c'est-à-dire interfacées par électronique de puissance) et préparer l'arrivée de nouvelles installations comme le stockage, en assurant la sûreté du système.

La réussite de la transition énergétique est une ambition majeure pour le territoire.

Les analyses du Bilan Prévisionnel se basent sur deux scénarios, Azur et Émeraude. Contrastés, ils permettent d'explorer des futurs possibles afin de disposer d'une large vision des évolutions envisageables du système électrique. Crédibles, les hypothèses considérées sont construites à partir de la réglementation et de l'expertise de sources externes lorsqu'elles sont disponibles ou de l'expertise interne d'EDF R&D. La cohérence des hypothèses au sein de chaque scénario est également assurée². Les sous-jacents de ces scénarios sont détaillés dans la seconde partie du document.

Ces hypothèses sont ensuite utilisées pour évaluer les besoins en puissance du système électrique qui sont présentés en troisième partie. Le Bilan Prévisionnel souligne également les enjeux liés au système électrique des deux scénarios ainsi que les prérequis à leur réalisation.

Nota Bene : la définition des mots signalés par un astérisque figure dans le glossaire, en fin de document.

¹ Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Corse.

² Exemple : une très forte ambition en termes de développement des EnR et d'efficacité énergétique est considérée dans le scénario où la transition énergétique présente un rythme très soutenu.

1 La MDE ne compense pas la tendance à la hausse de la demande annuelle et de la pointe d'été

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système électrique corse en 2023. Par ailleurs, au titre de ses obligations de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, EDF a créé en 2017 un portail Open Data EDF Corse (<https://opendata-corse.edf.fr/>). Les données disponibles se répartissent actuellement selon six thématiques, enrichies régulièrement.

Thématique	Contenu
<p>Systeme électrique et production</p> 	<p>Le mix énergétique par filière de production est publié en temps réel, selon la meilleure estimation basée sur les données disponibles. Des valeurs consolidées sont ensuite mises en ligne dans un délai d'un mois et les valeurs définitives sont publiées une fois par an.</p> <p>Sont également publiées les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteurs, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.</p>
<p>Infrastructures</p> 	<p>La cartographie des réseaux de haute tension (HTB et HTA aériens) et des réseaux basse tension aériens (BT) est disponible, ainsi que les capacités d'accueil des réseaux et les données relatives aux lignes (longueur) et aux postes* (nombre).</p>
<p>Consommation d'électricité</p> 	<p>Des données sont disponibles par secteur géographique et par secteur d'activité. En 2019, la granularité de ces données a pu être affinée, avec notamment un découpage infracommunal en cohérence avec celui de l'INSEE (maille IRIS¹) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.</p>
<p>Efficacité énergétique</p> 	<p>Depuis 2018, sont publiées les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance.</p>
<p>Mobilité électrique</p> 	<p>Le site met à disposition un signal permettant le pilotage des bornes de recharge. Le signal eCorsicaWatt (voir ci-dessous) en offre une lecture pédagogique en repérant les moments où la recharge des véhicules électriques aura le moins d'impact, du point de vue du système électrique et du point de vue environnemental.</p>

¹ <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>


<p>Météo de l'Electricité (depuis juin 2023)</p> 	<p>Le site met à disposition le signal eCorsicaWatt reflétant la tension du système électrique pour le jour-même et pour les trois jours à venir. Le signal horaire tricolore indique aux consommateurs les heures pendant lesquelles la modération permet de réduire le risque de coupure, ainsi que les heures favorables aux reports de leurs usages :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Signal vert : pas d'alerte ; • Signal orange : système tendu, éco-gestes recommandés ; • Signal rouge : système très tendu, éco-gestes et sobriété indispensables pour éviter les coupures. • Signal gris : période défavorable pour la charge des véhicules électriques d'un point de vue environnemental (émission de CO₂) et technico-économique. <p>Les éco-gestes permettant de réduire sa consommation d'électricité de manière responsable sont également présentés.</p> <p>eCorsicaWatt est également disponible via l'application mobile éponyme.</p>
--	--

Tableau 1 : données disponibles sur le portail Open Data d'EDF, gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

1.1 La demande annuelle et la pointe d'été évoluent à la hausse

1.1.1 Les pointes été et hiver ont été élevées en 2023

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie livrée au réseau et de la puissance de pointe moyenne horaire sur un historique de dix ans. L'énergie nette livrée au réseau s'est élevée à 2 264 GWh en 2023, soit une variation de -3.8 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse est essentiellement due aux conditions climatiques rencontrées en 2023 par rapport à celles de 2022. La tendance de fond est à l'augmentation : le taux de croissance annuel moyen sur la période 2014-2023 est de 0.6%/an. Sur la même période, la pointe d'été a augmenté de presque 2%/an pour atteindre 416 MW en 2023. La tendance haussière se poursuit, puisqu'un nouveau maximum historique estival a été enregistré le 12 août 2024 avec une pointe à 441 MW.

Energie livrée au réseau	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energie nette annuelle (GWh)	2 127	2226	2196	2279	2283	2321	2211	2372	2353	2264
Croissance (par rapport à l'année précédente)	-4,8%	4,7%	-1,3%	3,8%	0,1%	1,7%	-4,7%	7,3%	-0,8%	-3,8%

Puissance de pointe en hiver	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance (MW)	484	457	461	498	511	473	438	478	448	477
Croissance (par rapport à l'année précédente)	-2,2%	-5,6%	0,9%	8,0%	2,6%	-7,4%	-7,4%	9,0%	-6,3%	6,5%

Puissance de pointe en été	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance (MW)	350	371	342	379	378	371	376	394	407	416
Croissance (par rapport à l'année précédente)	-12,5%	5,9%	-7,7%	11,0%	-0,5%	-1,7%	1,5%	4,6%	3,3%	2,2%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

En Corse, la consommation présente une forte thermo-sensibilité en lien avec l'utilisation du chauffage électrique et de la climatisation, ce qui induit une saisonnalité importante. La consommation reste plus forte en hiver du fait de l'utilisation du chauffage. La consommation en été est quant à elle tirée par le tourisme et par l'usage de la climatisation.

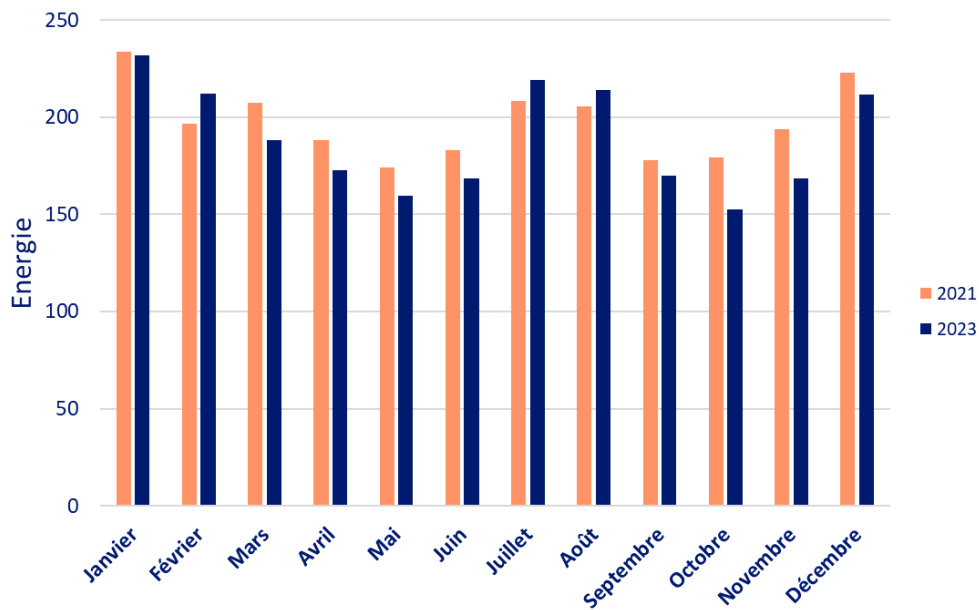


Figure 1 : Structure annuelle de la demande en 2021 et 2023 (en GWh)

Les pertes totales du réseau, c'est à dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie livrée aux clients raccordés, se sont élevées à 301 GWh en 2023 (soit 13 % de l'énergie livrée au réseau).

1.1.2 Des pointes journalières saisonnalisées

La figure 2 présente le profil de la consommation corse sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par deux pointes thermosensibles liées à la climatisation en été (en journée) et au chauffage en hiver (le soir).

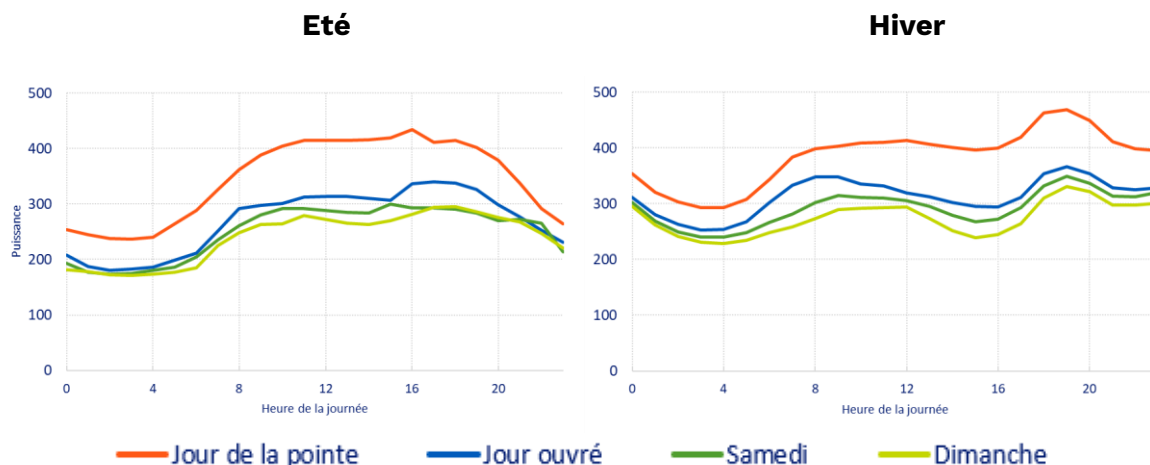


Figure 2 : exemple de structure journalière de la demande en 2023 (en MW)

Quant à la figure 3, elle représente le profil de la demande résiduelle*, c'est-à-dire la demande qui doit être satisfaite par le parc de production pilotable. La production photovoltaïque en milieu de journée vient renforcer, voire créer, un creux de demande résiduelle en milieu de journée. Ce creusement de la demande résiduelle en journée par rapport à la pointe du soir nécessite une très bonne réactivité des moyens de production pilotables qui permettent actuellement de répondre à cette pointe.

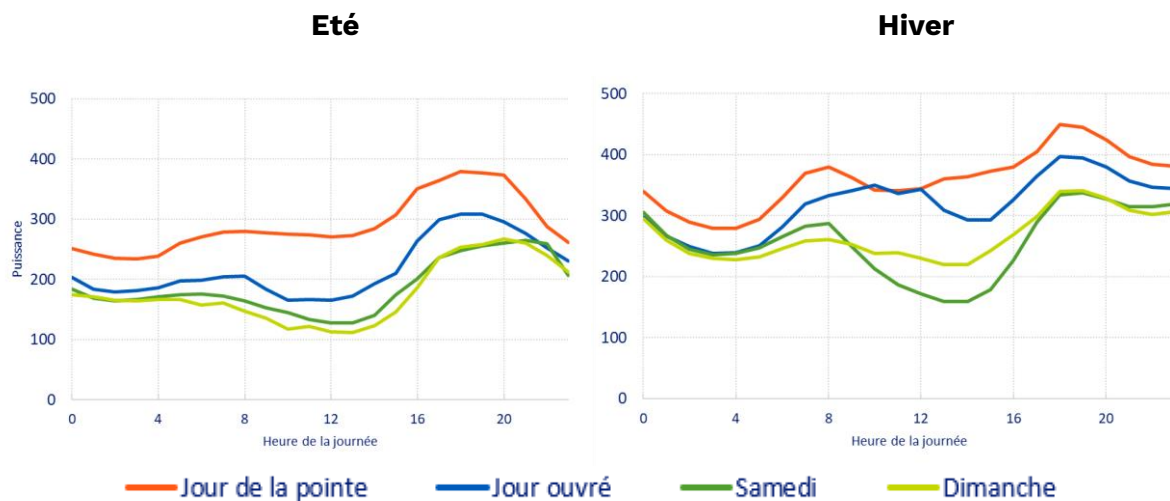


Figure 3 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2023 (en MW)

1.1.3 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité

Le graphique ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2023.

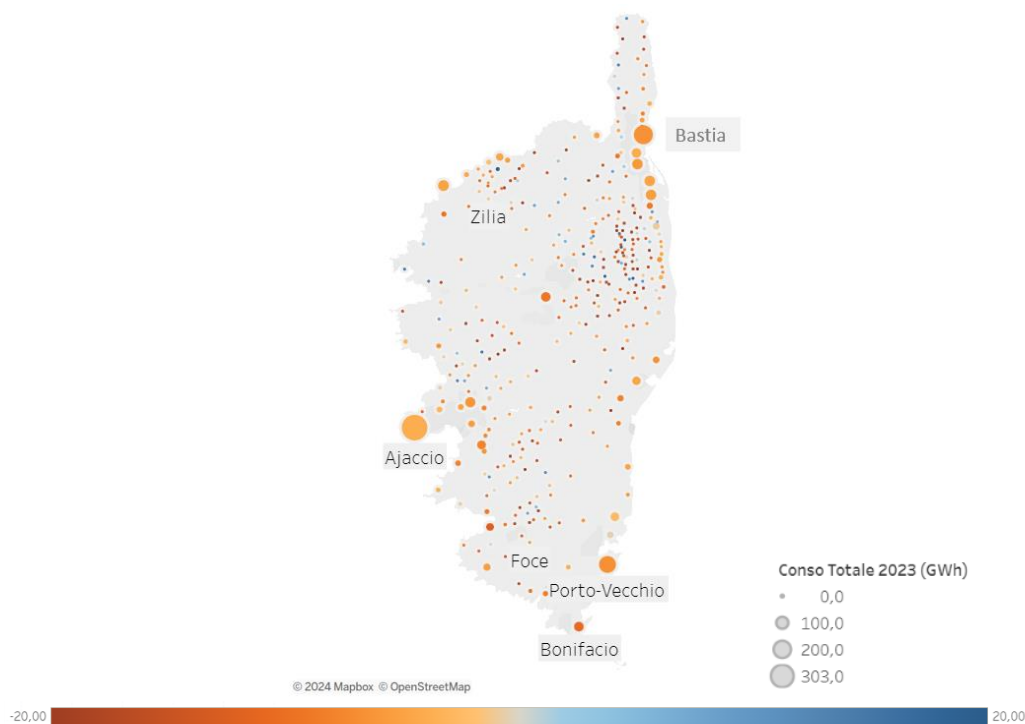


Figure 4 : répartition de la consommation par commune en 2023 (GWh)

Une part importante de la consommation du territoire est située à Ajaccio et Bastia. La Corse connaît également une fluctuation saisonnière significative de la répartition de la demande, avec une augmentation sensible de la consommation en été en Balagne et dans l'extrême Sud.

1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie progressent mais restent en deçà des cibles

La dynamique des actions de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) se poursuit en Corse. Ainsi, sous l'impulsion d'un comité MDE constitué de la Collectivité Territoriale de Corse de l'ADEME*, la DREAL* et EDF, le territoire a vu son cadre territorial de compensation pour la période 2019-2023 validé par la délibération n°2019-006 de la Commission de Régulation de l'Energie* (CRE) du 17 janvier 2019. Ce document précise la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation (au titre des charges de service public de l'énergie) des petites actions de MDE mises en œuvre en Corse.

Le cadre comporte des actions standards relativement génériques (comme l'installation de pompes à chaleur ou l'isolation des bâtiments) ainsi que des actions non-standards caractérisées par des spécificités dépendant du site d'implantation (comme l'installation d'équipements performants chez un industriel). Le tableau suivant présente l'effet cumulé de ces actions de MDE dont la mise en œuvre est liée au cadre de compensation sur la période de 2019 à 2023.

Effet des actions liées au cadre de compensation	2019	2020	2021	2022	2023
Energie effacée (GWh)	22	35	58	83	107 ¹

Tableau 3 : bilan de l'énergie effacée sur la période 2019-2023 en lien avec le cadre de compensation (en GWh cumulés depuis 2019)

Sur les quatre années de la période 2019-2022, l'effacement de consommation cumulé réalisé par la Corse ne correspond néanmoins qu'à 39% de l'objectif quinquennal 2019-2023. L'enjeu de l'intensification de la MDE est important, puisque ces actions constituent un levier majeur de contrôle de la demande et de la pointe, sujet particulièrement important en été en Corse. Les délibérations de CRE dont les références sont indiquées ci-après fournissent des informations complémentaires sur les bilans annuels des cadres de compensation sur la période 2019-2022.

Bilan 2019	Bilan 2020	Bilan 2021	Bilan 2022
DELIBERATION N°2022-114 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 avril 2022 portant décision relative au bilan des années 2019 et 2020 et à la mise à jour du cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE en Corse	DELIBERATION N°2023-59 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2021 et à la mise à jour des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion	DELIBERATION N°2023-347 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024	DELIBERATION N°2022-114 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 avril 2022 portant décision relative au bilan des années 2019 et 2020 et à la mise à jour du cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE en Corse

Tableau 4 : délibérations de la CRE sur les bilans des cadres de compensation de 2019 à 2022

¹ Valeur pour l'année 2023 en cours de validation par la CRE. De ce fait, les hypothèses de projections présentées en seconde partie du document ne tiennent pas compte de cette valeur, mais se basent sur les valeurs validées par la CRE (c'est-à-dire jusque 2022).

1.2 En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix corse a profité d'une hydraulité favorable

En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 38 % ; un chiffre en augmentation de onze points par rapport à 2022. Cette hausse est portée essentiellement par la production hydraulique, qui a atteint un niveau supérieur à la moyenne décennale, après une année 2022 marquée par un minimum historique. La part de production photovoltaïque reste quant à elle stable. La figure ci-dessous présente la répartition des productions issues des différentes filières.

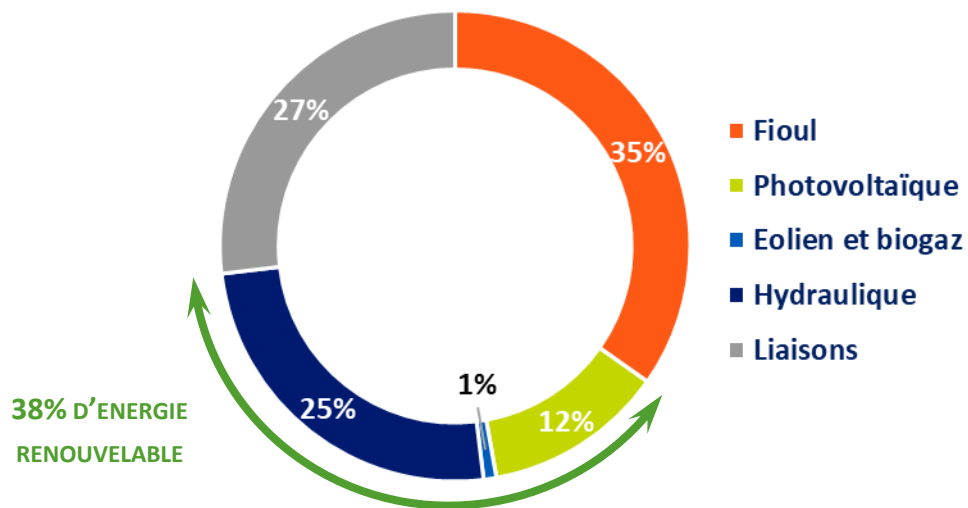


Figure 5 : mix électrique de l'année 2023

1.3 Les moyens de production sont répartis de manière homogène avec une concentration des moyens thermiques autour des deux principales agglomérations de l'île

La figure suivante présente la répartition géographique des moyens de production.

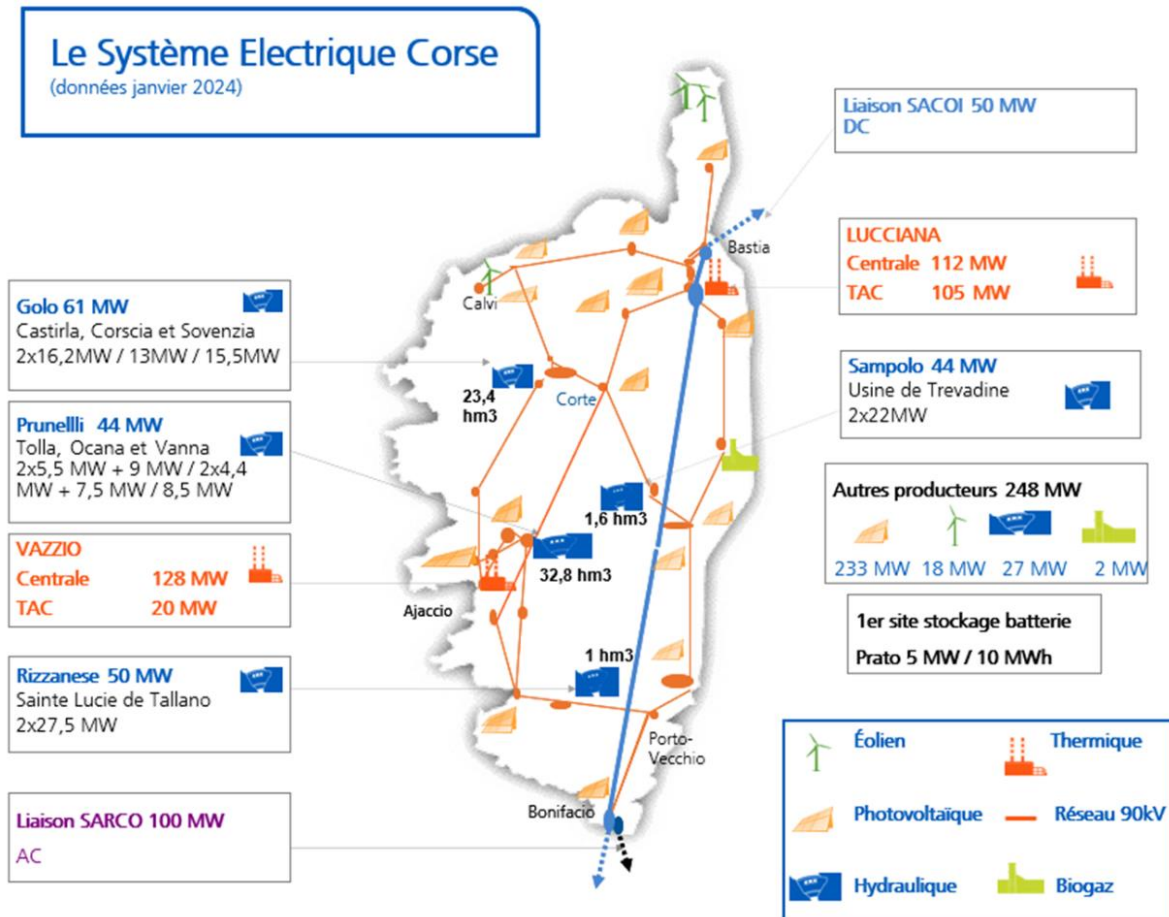


Figure 6 : carte du système électrique de la Corse au 01/01/2024

1.3.1 Energies renouvelables non synchrones (300 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (282 GWh)

Avec une production de 282 GWh (dont 57 GWh avec stockage) en 2023, la filière solaire représente la deuxième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique. La filière photovoltaïque en Corse totalise 233 MW installés et est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordée au réseau de distribution sur des départs comprenant également de la consommation.

Eolien (environ 18 GWh)

Avec une production d'environ 18 GWh en 2023, la filière éolienne représente la troisième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique et le photovoltaïque. A fin 2023, les deux sites du Cap ont vu leur *repowering** finalisé et la capacité installée s'élève à 18 MW. Un unique site de production reste en exploitation au sud de Calvi.

1.3.2 Energies renouvelables synchrones (569 GWh)

Hydraulique (497 GWh) et Micro-hydraulique (70 GWh)

Les installations hydrauliques pilotables exploitées par EDF représentent une puissance totale de 199 MW répartie sur quatre vallées (huit aménagements). Les installations de micro-hydraulique sont réparties sur dix-huit sites et représentent une puissance installée de 27 MW.

Sur les dix dernières années, la production totale hydraulique est en moyenne de 469 GWh. Avec 567 GWh de production, l'année 2023 se situe parmi les années de production les plus importantes, sans toutefois atteindre le maximum de 2018.

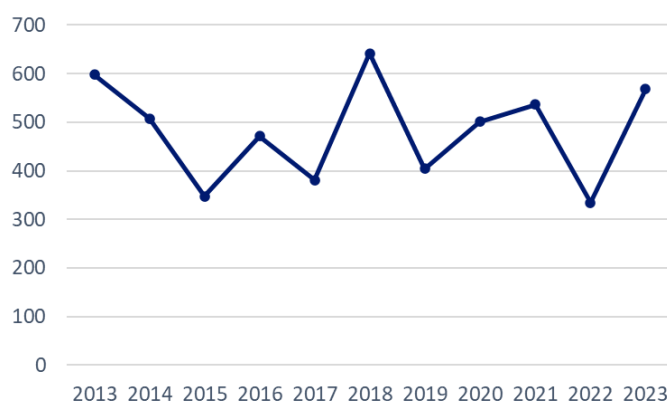


Figure 7 : production hydraulique annuelle sur la période 2013-2023 (en GWh)

Biogaz (2 GWh)

La filière biogaz compte deux installations pour une puissance installée de 2,3 MW.

1.3.3 Liaisons SACOI et SARCO (609 GWh)

SACOI (213 GWh)

La liaison SACOI, en courant continu, relie l'Italie et la Sardaigne, en passant par la Corse. EDF SEI dispose d'un droit de soutirage de 50 MW. La phase de réalisation du renforcement de cette liaison et de remplacement de la station de conversion de courant continu en courant alternatif (1986), portant le droit de soutirage à 100 MW, a démarré.

SARCO (396 GWh)

La liaison SARCO, en courant alternatif, reliant le réseau électrique sarde au réseau corse, a été mise en service en 2006. EDF SEI dispose d'un droit de soutirage maximum de 125 MW évolutif en fonction des saisons (la puissance disponible est notamment limitée à 25 MW pendant l'été).

1.3.4 Moyens thermiques fossiles (786 GWh)

Turbine à combustion (TAC) du Vazzio (1,3 GWh)

La TAC du Vazzio d'une puissance de 20 MW est exploitée par EDF SEI.

Les TAC de Lucciana (13 GWh)

Les TAC 1, 2, 3 et 4 sont situées à Lucciana et totalisent une puissance de 105 MW. Elles sont exploitées par EDF SEI.

Centrale diesel du Vazzio (290 GWh)

La centrale du Vazzio comprend sept groupes de 18,9 MW soit un total de 132 MW installés pour une puissance disponible limitée à 128MW. Elle est exploitée par EDF SEI.

Centrale diesel de Lucciana (479 GWh)

Cette centrale comprend sept groupes de 16 MW soit un total de 112 MW. Elle est exploitée par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %).

Batterie Stockage Prato (3,5GWh)

Cette batterie, dont le pilotage est centralisé, a une puissance installée de 5MW et une capacité de stockage de 10MWh. Elle peut réaliser 365 cycles de charge - décharge par an.

2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles

2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans

Le système électrique vit une période charnière durant laquelle il va connaître des modifications profondes. Ces évolutions, ainsi que d'éventuelles ruptures, ne peuvent pas être anticipées avec certitude. Ainsi, les analyses du Bilan Prévisionnel, qui n'ont pas vocation à prévoir le futur mais plutôt à explorer des futurs possibles, se basent sur deux scénarios Azur et Emeraude. Ceux-ci reposent sur des corps d'hypothèses contrastés, crédibles et cohérents, dont les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	Poursuite ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut/central	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	Poursuite très ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE bas	Scénario PIB/habitant bas

Tableau 5 : principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Le scénario Azur repose sur l'hypothèse d'une transition énergétique mise en œuvre à un rythme soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario haut/central de l'INSEE couplée à un scénario haut d'évolution du PIB/habitant. Dans cette trajectoire, le développement des énergies renouvelables est important, les efforts de MDE sont significatifs dans la durée et l'électrification de l'usage transport est en hausse par rapport à aujourd'hui avec un degré médian de pilotage de la recharge.

Le scénario Emeraude envisage quant à lui une transition énergétique à un rythme encore plus soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario bas de l'INSEE couplée à un scénario bas d'évolution du PIB/habitant. Cette transition est caractérisée par un développement très important des énergies renouvelables, des efforts de MDE très significatifs dans la durée (pleine réalisation du cadre de compensation en 2024 puis poursuite des efforts à un rythme ambitieux) et enfin une forte électrification de l'usage transport avec un bon degré de pilotage de la charge de ces véhicules.

2.2 Les objectifs de MDE limitent la hausse de la demande alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030

La construction des trajectoires de consommation¹, qui tient compte des dernières données historiques et des projections de l'INSEE les plus récentes, repose sur les hypothèses suivantes :

- la démographie,
- l'activité économique du territoire,
- des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) et
- le transfert d'usage entre l'électricité et d'autres sources d'énergie (ex. : développement de la mobilité électrique et report vers l'électricité de certains usages historiquement assurés par du gaz).

2.2.1 La population et le PIB par habitant sont en croissance

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population 2023 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE (mis à jour fin 2022 dans le modèle Omphale) : scénarios haut / médian pour Azur et scénario bas pour Emeraude. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, la population est en hausse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2023	2029	2033	2040
Azur	353	365	373	384
Emeraude	353	363	367	373

Tableau 6 : hypothèses de population

Les trajectoires d'évolution du PIB sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles sont la résultante des hypothèses de population et de PIB/habitant. La répartition de la valeur ajoutée entre les différents secteurs d'activité, qui varie peu sur l'historique, a été considérée inchangée sur l'horizon de l'étude.

PIB (Md€ ₂₀₁₀)	2023	2029	2033	2040
Azur	9,7	10,5	11,1	12,2
Emeraude	9,7	10,1	10,4	10,9

Tableau 7 : hypothèses d'évolution du PIB

2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour contrôler le niveau de consommation

Dans la délibération n°2023-347 du 30 novembre 2023 « portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024 », la CRE confirme la poursuite du cadre de compensation sur 2024. Ainsi, « La CRE prolonge les sept cadres territoriaux de compensation d'une année supplémentaire, jusqu'au 31 décembre 2024. Les niveaux de primes et les objectifs de placement retenus pour l'année 2024 pour l'ensemble des actions sont identiques à ceux de l'année 2023. »

Au-delà de 2028, il n'existe à ce jour pas de décision concernant un nouveau cadre de compensation. Quant aux cibles du cadre de compensation de la période 2025-2028, elles ne sont pas encore fixées. En effet, les Comités MDE doivent saisir la CRE pour leur cadre de compensation 2025-2028 pour une délibération de la CRE attendue avant le 31/12/24. Ainsi, les économies à partir de 2025 sont extrapolées à 2040 en considérant une durée de vie pour chaque action et une érosion du gisement d'actions disponibles, avec des volumes de MDE plus importants dans Emeraude que dans Azur. Les hypothèses retenues en termes de volumes d'économies d'énergie (sur lesquelles sont basées les conclusions présentées en partie 3) sont présentées dans la figure suivante.

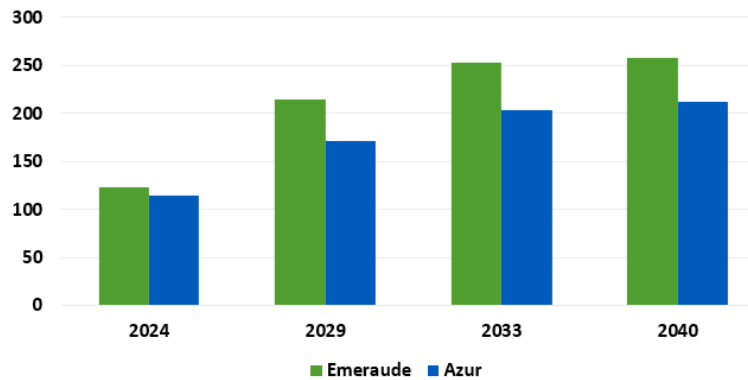


Figure 8 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées depuis 2019 issues des actions liées aux cadres de compensation en Corse (GWh)

Au vu du retard sur les cibles pris par le réalisé des dernières années, la matérialisation des hypothèses ci-dessus, structurantes pour contrôler le niveau de consommation (en énergie et en pointe), suppose une intensification sensible des efforts de MDE.

2.2.3 Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe

La dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme

Le parc de véhicules électriques poursuit sa croissance en Corse avec plus de 13 600 véhicules légers¹ 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2023 (soit une électrification du parc d'environ 5%).

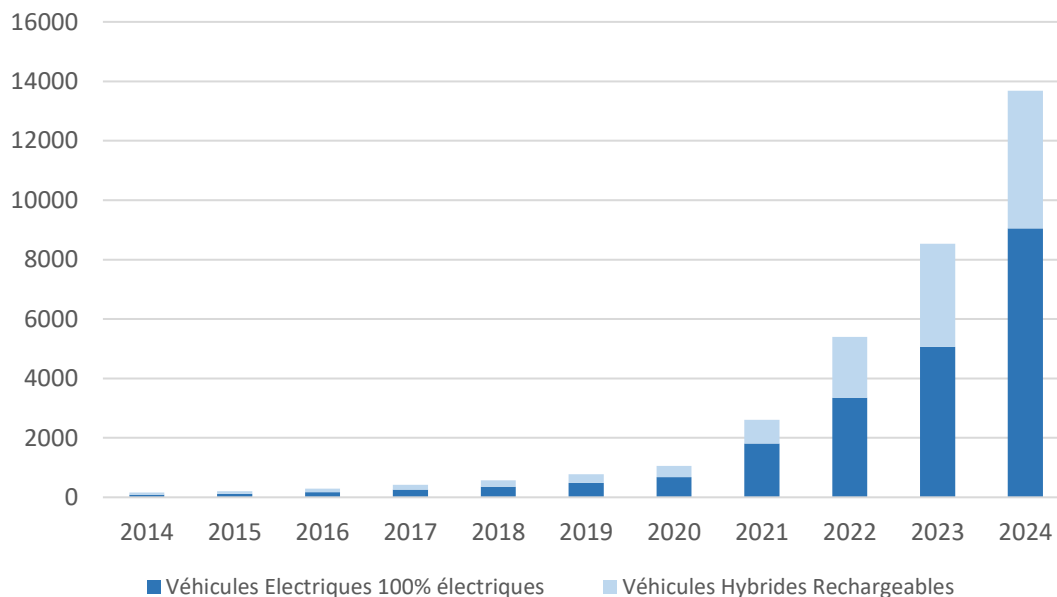


Figure 9 : évolution du parc de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables (au 1^{er} janvier) en Corse

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, dès aujourd'hui², des gains en termes d'émissions de CO₂ par rapport à un véhicule thermique équivalent. Ces gains seront renforcés avec la décarbonation croissante du mix électrique dans les années à venir.

¹ La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

² En analyse de cycle de vie complète (comportant notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

Un pilotage indispensable pour maîtriser l'impact de la mobilité sur le système électrique

Certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à l'intégration de la mobilité électrique. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif du véhicule électrique dont la recharge ne serait pas maîtrisée pourrait ainsi représenter un coût élevé pour la collectivité, tout en faisant peser des contraintes techniques importantes sur le système électrique. Le pilotage de la recharge est donc un levier essentiel pour limiter l'impact du développement de cette mobilité sur le système électrique. Pour cela, il est indispensable de privilégier les heures où la production d'origine solaire est importante et de limiter les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes plus contraintes (comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes et la production davantage carbonée)¹.

Un fort développement des véhicules électriques légers dans Azur et Emeraude

Dans les scénarios Azur et Emeraude, deux hypothèses de développement du véhicule électrique léger sont explorées. Le scénario Emeraude intègre la fin de vente des véhicules thermiques en 2035 (conformément au texte adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne en octobre 2022²). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 63% en 2040. Le scénario Azur intègre quant à lui la fin de vente des véhicules thermiques en 2040, soit un retard de 5 ans par rapport à l'objectif européen. Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 52% en 2040.

Les trajectoires de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles prennent en compte l'hypothèse selon laquelle les véhicules électriques légers parcourront en 2040 la même distance que les véhicules thermiques aujourd'hui (environ 12 000 km en moyenne ces dernières années³). La consommation annuelle des véhicules électriques légers représente environ 8% de la consommation totale dans le scénario Azur et 12% dans le scénario Emeraude en 2040. Du fait de la fréquentation touristique importante, l'appel de puissance maximal lié aux véhicules électriques légers augmente significativement en été. Cet effet est pris en compte : la pointe de demande pour cet usage est ainsi plus élevée de 25 à 40 % pendant les mois de juillet et août dans Emeraude et Azur, respectivement, par rapport au reste de l'année.

		2023	2029	2033	2040
Azur	Parc VE et VHR (en milliers) ⁴	9	29	54	126
	% parc total	3%	13%	23%	52%
	% ventes annuelles	20%	34%	54%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	20	54	105	256
Emeraude	Parc VE et VHR (en milliers)	9	44	84	160
	% parc total	3%	16%	31%	63%
	% ventes annuelles	20%	58%	86%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	20	85	171	359

Tableau 8 : hypothèses de développement du véhicule électrique léger en Corse

Dans les scénarios étudiés, la notion de pilotage recouvre la mise en place de dispositifs sur les moyens de recharge pour en optimiser le profil en fonction du signal réseau fourni par EDF ou de plages tarifaires heures pleines / heures creuses (avec des plages d'heures creuses placées pendant le creux de nuit mais aussi en journée pour coïncider avec la production PV). Les hypothèses de taux de pilotage retenues dans les scénarios Azur et Emeraude sont respectivement de 40 % et de 80 % et aboutissent aux courbes de charges ci-dessous pour un jour ouvré à horizon 2033.

¹ Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude.

² Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

³ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-sur-le-parc-automobile-francais-au-1er-janvier-2023>

⁴ Véhicule Hybride Rechargeable.

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques plus importante, l'appel de puissance à la pointe du soir est du même ordre de grandeur que dans le scénario Azur. Ce profil Emeraude fait apparaître deux pointes de charge : lors des heures méridiennes (où la production photovoltaïque est importante) et au milieu de la nuit (où la consommation liée aux autres usages est moindre).

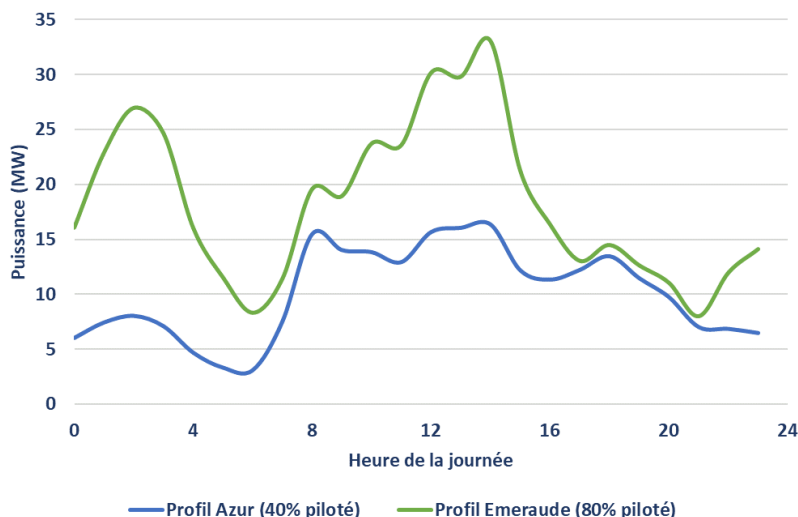


Figure 10 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Corse

Une électrification de la mobilité lourde et des navires à quai

La loi Climat et Résilience de 2021 vise la fin de la commercialisation en 2040 des bus et poids lourds neufs utilisant majoritairement des énergies fossiles¹ et le Parlement européen a adopté en avril 2024 un nouveau règlement visant à réduire les émissions de CO₂ des nouveaux poids lourds et bus de 65% pour la période 2035-2038 et de 90% à partir de 2040, comparé aux niveaux de 2019. Quant aux navires à quai pour plus de deux heures consécutives, le code de l'environnement impose un seuil maximal d'émissions de soufre, ce qui favorise le développement des navires qui utilisent un branchement électrique à quai afin de stopper leurs machines.

Dans les deux scénarios, il est donc considéré une électrification progressive des bus, des poids lourds et des navires à quai pour atteindre les niveaux indiqués dans le tableau ci-dessous.

	Bus et autocars	Poids lourds	Navires à quai
Azur	10%	3%	50%
Emeraude	24%	15%	80%

Tableau 9 : taux d'électrification considérés en 2035 pour la mobilité lourde

¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

La figure suivante présente les trajectoires de consommations liées à la mobilité électrique en fonction du scénario considéré.

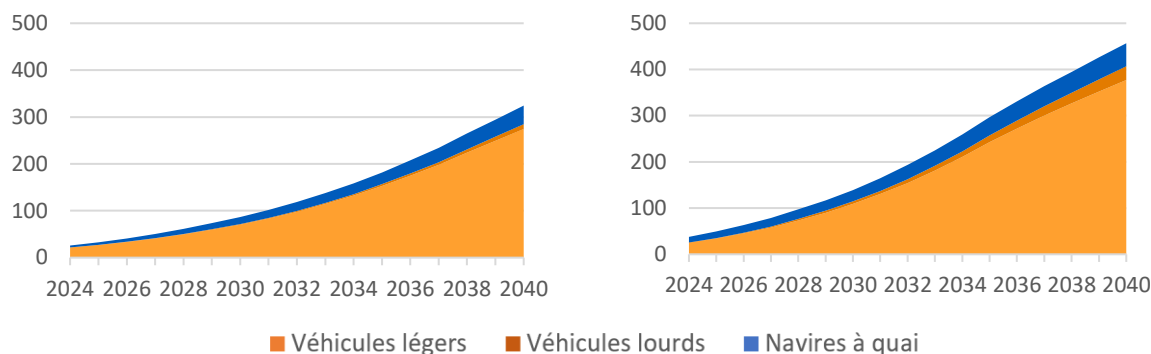


Figure 11 : trajectoire de consommation (GWh) liée à la mobilité électrique dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

2.2.4 Report des usages gaz vers l'électricité

En cohérence avec la PPE¹, les deux scénarios font l'hypothèse de la fin de l'utilisation du gaz sur le territoire à l'horizon 2038. Les reports d'utilisation vers l'électricité concernent essentiellement le chauffage du secteur résidentiel dans les agglomérations d'Ajaccio et Bastia. De 70% aujourd'hui, la part de l'électricité dans le chauffage résidentiel atteint ainsi 95% en 2038 dans les deux scénarios.

Année	2024	2029	2033	2040
Part d'électricité	71%	80%	86%	95%

Figure 12 : évolution de la part de l'électricité dans le chauffage résidentiel dans les agglomérations d'Ajaccio et Bastia

2.2.5 La consommation d'énergie et la puissance à la pointe sont à la hausse dans les deux scénarios

Les courbes de charge des années 2022 et 2023 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année. La consommation corse comporte une dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, au-delà d'une certaine température en été, la consommation est d'environ 18 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de plus, notamment du fait de la consommation supplémentaire des climatisations et, en dessous d'une certaine température en hiver, environ 15 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de moins, notamment du fait de la consommation supplémentaire du chauffage. Cet effet climatique est modélisé en prenant en compte l'historique des températures et de la consommation sur la période 2021-2023.

Le tableau ci-dessous synthétise les valeurs moyennes de l'énergie et des pointes de ces profils sur l'horizon d'étude.

¹ Le décret n°2023-554 du 30 juin 2023 portant modification du décret n° 2015-1697 du 18 déc. 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse précise les échéances de l'amendement à la loi de finance n°11-3541 publié le 10 nov. 2021, qui traite de la conversion des usages des réseaux gaz vers d'autres énergies (électricité ou énergies renouvelables). L'article 7bis fixe la date de fin d'exploitation des réseaux de GPL au 31 décembre 2038.

Azur	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	2334	2560	2763	3335
Pointe hiver (moy. sur 1h) (MW)	500	538	571	664
Pointe été (moy. sur 1h) (MW)	365	407	444	543

Emeraude	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	2324	2471	2629	3078
Pointe hiver (moy. sur 1h) (MW)	499	517	534	591
Pointe été (moy. sur 1h) (MW)	365	389	416	500

Tableau 10 : trajectoires de consommation¹

2.3 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables

2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte à la fois du déclassement d'actifs anciens et de l'arrivée de nouveaux actifs

Partant du parc actuel tel que défini dans la partie 1, des trajectoires d'évolution de la puissance installée ont été déterminées. Dans les deux scénarios, l'hypothèse de décroissance du parc pilotable actuel repose sur des données contractuelles : une centrale est considérée déclassée lorsque le contrat d'achat entre le porteur de projet et l'acheteur obligé (EDF SEI) arrive à échéance. Dans le cas particulier des installations historiques d'EDF SEI, la date de déclassement correspond à la fin de vie estimée des matériels. L'objectif de cette démarche est de faire apparaître les besoins de puissance qui pourraient émerger sur l'horizon de l'étude, sans influencer a priori les moyens à mettre en œuvre pour couvrir ces besoins.

Des hypothèses différenciées de développement des énergies renouvelables ont été établies pour les scénarios Azur et Emeraude, en s'appuyant sur les projets en cours de développement pour l'horizon court terme et en extrapolant les dynamiques cohérentes avec les objectifs de la PPE pour l'horizon plus long terme. Cette dynamique est plus forte dans le scénario Emeraude. Ainsi, la centrale de Lucciana est convertie au bioliquide à l'horizon 2026 uniquement dans ce scénario. In fine, les parcs de production résultant sont contrastés en termes de capacités installées et donc de parts de chacune des filières.

Le tableau suivant donne une vision synthétique des trajectoires de parc considérées en hypothèses. Il est complété par des éléments plus détaillés sur chaque filière dans la suite du paragraphe.

¹ Les volumes indiqués correspondent à une consommation (pertes incluses) sur 365 jours. Ainsi, pour les années bissextiles il convient de rajouter la consommation du 29 février.

Puissance (MW)		2024	2029	2033	2040
Azur	Thermique	369	346	281	126
	Liaisons	150	150	200	200
	Grande Hydraulique, dont STEP	199	199	199	199
	Hydraulique	29	30	30	30
	Energies renouvelables non synchrones	250	377	424	484
	Autres	2	2	2	2
	Stockage ¹	5	25	25	25
Emeraude	Thermique	369	346	281	126
	Liaisons	150	150	200	200
	Grande Hydraulique, dont STEP	199	199	199	199
	Hydraulique	29	52	57	57
	Energies renouvelables non synchrones	250	505	530	597
	Autres	2	10	10	10
	Stockage ²	5	35	35	35

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Emeraude³

Thermique

La centrale EDF PEI de Lucciana est déclassée à la fin du contrat actuel courant 2038 dans les deux scénarios ; elle est convertie à l'horizon 2026 dans le scénario Emeraude. La centrale du Vazzio est considérée arrêtée à fin 2027, date à laquelle les nouveaux moyens thermiques entrent en service sur le site du Ricanto.

Les TAC 1, 2 et 3 sont considérées déclassées à la mise en service de la nouvelle liaison SACOI, comme indiqué dans la PPE. La TAC 4 est arrêtée en 2038, à la fin de sa durée de vie technique actuelle.

Liaisons

Les liaisons SACOI et SARCO totalisent 150 MW jusqu'en 2028. Le renforcement de la liaison SACOI et le remplacement de la station de conversion sont supposés achevés fin 2029, portant sa puissance de 50 MW à 100 MW après une mise en service graduelle dans le courant de cette même année.

Grande Hydraulique, dont STEP

Les principaux ouvrages du parc hydraulique sont répartis sur quatre vallées dont les barrages de Tolla, de Sampolo, du Rizzanese et de Calacuccia.

En 2028, il est considéré la mise en service d'une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP) sur le site de Sampolo par suréquipement de la centrale existante. La capacité de pompage permettra d'optimiser la gestion de l'eau, notamment pour gérer les contraintes rencontrées à la pointe estivale, et de disposer ainsi de 44 MW disponibles toute l'année.

Hydraulique

En dehors des grands ouvrages, un développement important de la filière hydraulique est considéré dans le scénario Emeraude pour atteindre un total de 57 MW en 2040. Ce développement est plus limité dans le scénario Azur avec 30 MW au total en 2040.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement important du photovoltaïque et dans une moindre mesure de l'éolien.

Ces trajectoires incluent le développement des installations de type PV et « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre. En 2040, les capacités solaires (avec ou sans stockage) atteignent 517 MW dans le scénario Emeraude et 447 MW dans le scénario Azur.

1 Il s'agit de capacité en injection.

2 Idem.

3 Il peut exister de légers écarts entre les puissances installées présentées en partie 1 et les puissances considérées dans ce tableau, pour des raisons de convention.

A cet horizon, les capacités éoliennes atteignent quant à elles 80 MW dans le scénario Emeraude et 37 MW dans le scénario Azur.

Autres

Il est considéré que la filière biogaz se développe à hauteur de 10 MW au total dans le scénario Emeraude d'ici à 2028.

Stockage

Le projet d'arbitrage Prato a été mis en service en 2021. En 2028, on considère un total (incluant Prato) de 30 MW de stockage dans le scénario Emeraude et 25 MW dans le scénario Azur.

2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies

Le fonctionnement et le mode de gestion des installations de production diffèrent selon qu'elles sont pilotables ou non pilotables. Par ailleurs, la disponibilité de ces installations est prise en compte afin d'estimer la puissance disponible à chaque heure de l'année.

En complément de leur puissance maximale, les installations pilotables sont ainsi caractérisées par leurs coefficients d'indisponibilité programmée et fortuite*. Le coefficient de disponibilité* considéré reflète la disponibilité contractuelle. Les indisponibilités fortuites sont tirées aléatoirement et peuvent survenir à n'importe quelle période de l'année. A l'inverse, les indisponibilités programmées sont positionnées dans l'année de manière à minimiser les risques de défaillance.

Afin de rendre compte de la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaire. Pour chaque filière, les profils de production utilisés s'appuient sur plusieurs chroniques et présentent les facteurs de charge moyens suivants :

Installation	Facteur de charge moyen
PV	14.9%
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	12.7%
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	14,2%
Eolien	21,9% - 37,4% selon le site et la technologie
Micro-hydraulique	22,4%
Biogaz	53,7%

Tableau 12 : caractéristiques des productions non pilotables utilisées dans la modélisation

3 Ce Bilan Prévisionnel confirme un besoin en puissance pilotable à l’horizon 10 ans, essentiellement en été

Sur la base des hypothèses explicitées précédemment, un besoin de puissance pilotable apparaît à partir de 2033. Par ailleurs, le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté*. Des flexibilités devront en outre être apportées par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables.

3.1 L’augmentation de la consommation confirme un besoin de puissance pilotable complémentaire à partir de 2033, après une période à risque

Les besoins du systèmeⁱⁱ en puissance pilotable complémentaire¹ sont présentés dans le Tableau 13 et la Figure 13ⁱⁱⁱ.

Avant 2033, le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté compte tenu des hypothèses de parc présentées précédemment.

Cette absence de besoin reste toutefois conditionnée au respect des échéances de mise en service des nouveaux moyens de production ou de stockage considérées dans les simulations et à l’absence de fortuit majeur sur le parc existant et obsoléscent, notamment sur la centrale du Vazzio et sur la station de conversion SACOI2. Pour assurer des marges face à ces risques, le recours à des moyens transitoires est fréquemment nécessaire. Durant la période estivale, les marges peuvent en effet se réduire significativement lors d’épisodes de très fortes chaleurs qui peuvent entraîner une hausse importante de la consommation, une réduction de la ressource hydraulique mise à disposition pour la production d’électricité, une réduction de la capacité d’import depuis la Sardaigne ou encore des risques d’avarie accrus sur les installations disponibles. Par ailleurs, les programmes de modernisation et de rénovation des actifs de production et du réseau, indispensables au vu de leurs âges, vont conduire dans les prochaines années à des indisponibilités longues, avec impossibilité de retour en exploitation avant la fin des travaux. L’avarie d’un moyen de production structurant pendant les périodes d’indisponibilités planifiées ne peut être exclue².

	Hepp ³	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
Azur	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	280
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	20	0
Emeraude	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	20
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	160

Tableau 13 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

¹ Pour caractériser le besoin de puissance permettant de respecter le critère de sécurité d’alimentation, le choix a été fait de considérer des groupes pilotables de 20 MW, pouvant être appelés à P_{max} tout au long de l’année, sauf 10% du temps. Cette disponibilité et cette taille unitaire ont été fixées au regard de la taille du système et des caractéristiques des centrales déjà présentes.

² Avec la probabilité qu’une telle avarie soit durable. En effet, les pannes sur les moyens « âgés » peuvent s’avérer complexes à traiter et les pièces de rechange rares (voire parfois inexistantes). Par ailleurs, les délais d’approvisionnement se sont allongés du fait du contexte international actuel.

³ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

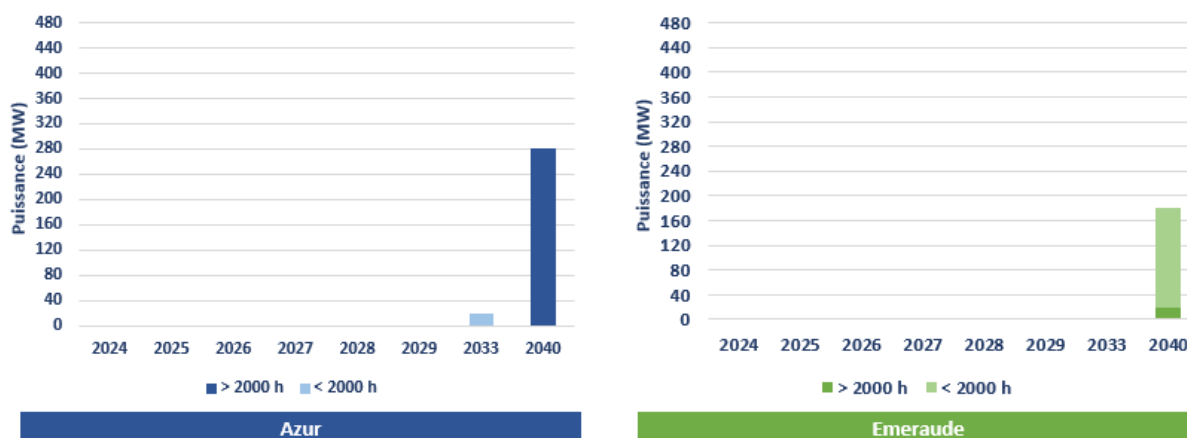


Figure 13 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

Dans le scénario Azur, un besoin de puissance pilotable de 20 MW se confirme en 2033 - comme mis en évidence dans le Bilan Prévisionnel 2022 - essentiellement en raison de la croissance de la consommation (en énergie et en puissance à la pointe). En 2040, le besoin atteint 280 MW dans Azur et 180 MW dans Emeraude. A cet horizon, parallèlement à la croissance de la consommation et de la pointe, la fin de durée de vie nominale de la TAC4 et la fin de contrat de la centrale PEI expliquent la forte augmentation du besoin en puissance pilotable. La prolongation de la durée de la vie de la TAC4 (43 MW) et celle du contrat de la centrale de PEI (112 MW) constituent des options envisageables pour couvrir une partie de ces besoins. Pour couvrir la totalité des besoins, d'autres leviers devront être activés, comme une intensification des efforts de MDE afin de limiter la demande à la pointe, le développement de moyens de stockage centralisés et pilotés par le gestionnaire du système électrique pour accompagner la montée en puissance des moyens de production EnR intermittente ou des investissements dans les actifs thermiques (prolongation des TAC 1, 2, 3, Vazzio ou mise en service de nouveaux moyens).

3.2 Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté

3.2.1 L'essor des énergies non synchrones doit s'accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion

Afin de garantir la sûreté du système, il est nécessaire de disposer de niveaux suffisants d'inertie* et de réserve¹, ce qui conduit parfois à limiter la production des énergies non synchrones pour laisser place aux moyens apportant ces services.

La figure suivante présente les parts des énergies synchrones et non synchrones dans les scénarios Azur et Emeraude en 2033. A cet horizon, les énergies non synchrones, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettent de satisfaire de 20 à 27%² de la consommation annuelle dans les scénarios Azur et Emeraude, respectivement (cf. figure ci-dessous).

¹ Cf. approfondissements ci-après.

² Contre 14% en 2023.

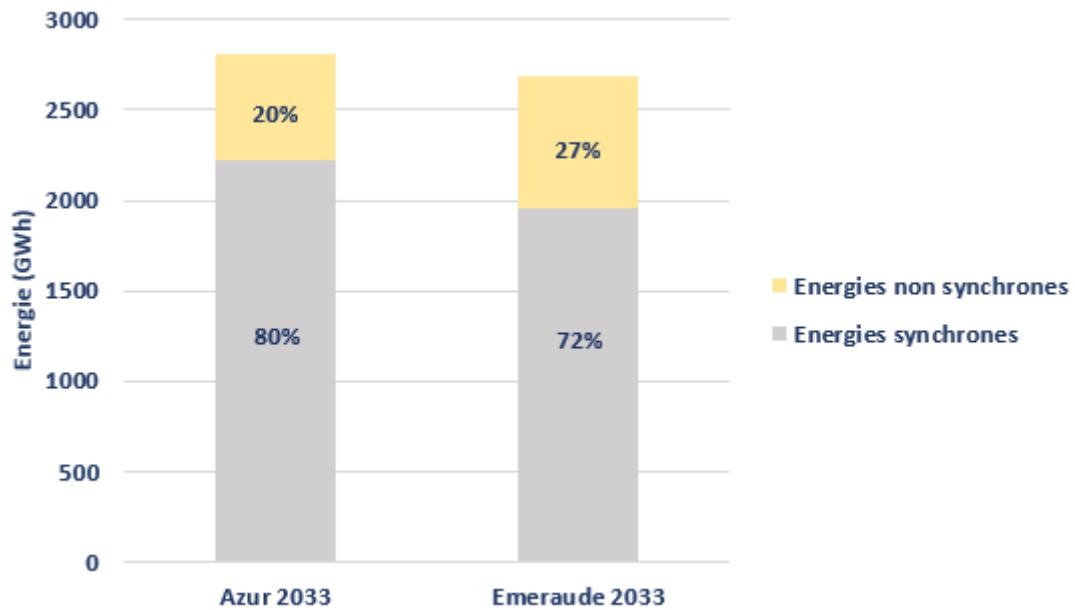


Figure 14 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033

Le profil de production des énergies non synchrones étant très variable selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés très significatifs (cf. figure ci-dessous). Ainsi, alors qu'en 2023, la part de la production non synchrone ne dépassait pas 60% de la production, dans Emeraude en 2033, cette part dépasse 60% plus de 1300 heures dans l'année. Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de tels taux instantanés.

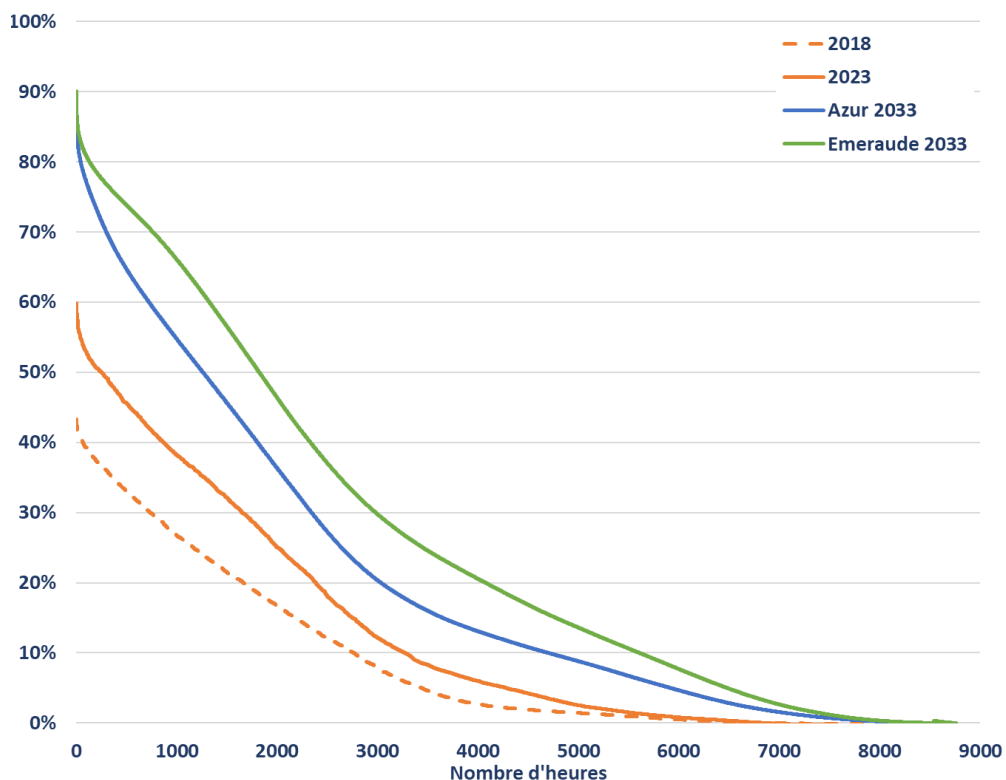


Figure 15 : monotones* des taux horaires d'énergies non synchrones, exprimés en pourcentage de la consommation

Sur la base des hypothèses de développement de moyens EnR non synchrones incluses dans la PPE, la mise en place de certaines solutions est indispensable pour utiliser pleinement

ces capacités tout en garantissant un bon niveau de sûreté du système. Ces installations non synchrones devront absolument respecter les performances contractualisées et attendues s'agissant de tenue aux creux de tension¹. Par ailleurs, le respect des besoins, en inertie et en réserve, nécessitera la mise en place de leviers qui permettent de faire face aux incidents dimensionnants ainsi qu'à la variabilité infra-horaire des EnR non synchrones comme le développement de moyens de stockage pour fournir de la réserve et l'installation de compensateurs synchrones² pour apporter de l'inertie.

Au-delà des besoins en réserves primaire* et secondaire* ainsi qu'en inertie, il est également nécessaire de disposer de moyens de réglage de tension pour assurer la stabilité du réseau et le maintien des grandeurs caractéristiques du système (fréquence, tension et intensité) dans des plages de fonctionnement normatives. Une puissance de court-circuit minimale est également nécessaire en tous points du réseau pour le bon fonctionnement des plans de protection assurant la sécurité des personnes et des biens. Bien positionnés sur le réseau, des moyens de stockage (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP³) pourraient participer à la fourniture de ces services en complément des autres services évoqués dans la section suivante. Ces moyens de stockage seraient donc envisagés comme des actifs multi-services.

Le gestionnaire de réseau de distribution devra ainsi :

- contrôler les performances contractualisées des installations d'énergies non synchrones,
- investir dans des capacités de compensateurs synchrones,
- participer aux spécifications attendues lors des guichets relatifs aux moyens de stockage mis en place par la CRE, en effectuant notamment des préconisations relatives à leur dimensionnement et à leur positionnement, et assurer leur bonne intégration dans le système électrique.

3.2.2 Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système

Afin d'éviter de devoir recourir à du délestage lors de la perte d'un groupe de production, une première marge de puissance dédiée, permettant un réglage rapide de la fréquence, est provisionnée : c'est la réserve primaire. Cette réserve est activable, lors d'un incident, avec une dynamique de l'ordre de la seconde.

Par ailleurs, la variabilité intrinsèque des productions éolienne et photovoltaïque complexifie l'équilibrage offre-demande, même sur de courtes échelles de temps. Ainsi, perdre 20 à 30% de la capacité installée de PV ou d'éolien en 30 minutes peut arriver régulièrement (en l'occurrence une fois par mois, voire une fois par semaine). L'insertion croissante de ces moyens de production augmente ainsi la variabilité infra-horaire et fragilise naturellement le système. Il est donc nécessaire de provisionner une seconde marge de puissance dédiée, permettant un réglage de la fréquence dans un horizon de temps un peu plus long : c'est la réserve secondaire. Cette réserve est activable avec une dynamique de l'ordre de quelques minutes. Au fur et à mesure de l'essor du PV et de l'éolien, il sera nécessaire de provisionner cette réserve secondaire pour éviter l'écrêtement massif de la production fatale PV et éolienne, alors que les moyens conventionnels, même prolongés ou remplacés, n'y suffiront pas.

Ainsi, le développement de moyens de stockage (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP⁴) permettra de porter pour partie ces services de réserve. Ce type de stockage pourrait être envisagé comme un actif multi-services (réserves primaire et secondaire ainsi que capacité de report de charge).

¹ La transition énergétique ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que les installations non synchrones ne fragilisent pas le système (si elles ne respectaient pas les prescriptions techniques).

² Soit de batteries munies de modes de contrôle dits en grid forming*, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

³ Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

⁴ Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

A l'horizon 2033, pour accompagner le développement des EnR non synchrones, le besoin en réserve secondaire pour la Corse atteindrait environ 90 MW aux heures où les productions éolienne et photovoltaïque sont les plus élevées. Le besoin en réserve primaire, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe en évitant de recourir à du délestage de la consommation, continuera d'être intégralement fournie par la liaison SARCO ainsi que par la station de conversion à courant-continu, compte-tenu de leurs caractéristiques techniques.

3.2.3 Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l'inertie

Pour éviter une variation de la fréquence trop rapide lors d'un brusque déséquilibre entre la consommation et la production (induite par exemple par une perte de groupe ou une perte combinée de plusieurs groupes, voire une déconnexion partielle de la production EnR non synchrone liée à un mode commun comme une non tenue aux creux de tension), il est indispensable de disposer de suffisamment d'inertie dans le système électrique. Celle-ci est aujourd'hui fournie par les arbres des turboalternateurs des groupes de production¹ et se libère instantanément en cas de déficit soudain de production.

Or les filières photovoltaïque et éolienne², qui vont se substituer aux machines synchrones tournantes, ne fournissent pas d'inertie et vont ainsi faire peu à peu baisser l'inertie globale du système et donc progressivement sa stabilité. La satisfaction du besoin en inertie pour assurer la sûreté système avec les seuls moyens conventionnels, démarrés à minima à leur puissance minimale de fonctionnement, pourrait conduire à écrêter massivement ces énergies renouvelables.

Ainsi, répondre à la contrainte d'inertie via des moyens dédiés, tels que des compensateurs synchrones, constituerait une solution permettant d'optimiser le taux d'insertion des EnR tout en réduisant l'appel aux moyens conventionnels à coût marginal élevé. Le volume de tels moyens dédiés pourrait atteindre plusieurs centaines de MWs. Des études de dimensionnement sont en cours de réalisation.

On notera que les compensateurs synchrones peuvent également fournir des services de tenue de tension et d'apport de courant de court-circuit de manière similaire aux moyens de production synchrone. S'ils sont bien localisés dans le réseau électrique, ils permettent ainsi de compenser les manques induits par la substitution des EnR non-synchrones aux moyens de production synchrone.

¹ Masses tournantes stockant de l'énergie sous forme d'énergie cinétique.

² Le rotor d'une éolienne ne tourne pas à la même fréquence que le réseau.

3.3 Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables

Dans les deux scénarios, les filières photovoltaïque et éolienne jouent un rôle clef dans le système électrique et leurs puissances installées augmentent sur l'horizon étudié¹. Cette augmentation modifiera la demande résiduelle* par rapport à aujourd'hui, avec des variations beaucoup plus amples au sein des journées conduisant à solliciter différemment le parc pilotable.

Comme l'illustre la figure suivante, l'insertion importante du photovoltaïque modifie ainsi la structure journalière de la demande résiduelle, avec un creux important en milieu de journée tout en conservant une pointe du soir élevée. Ainsi, la montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité* du système. Les moyens de production, les moyens de stockage et la demande devront contribuer à y répondre.

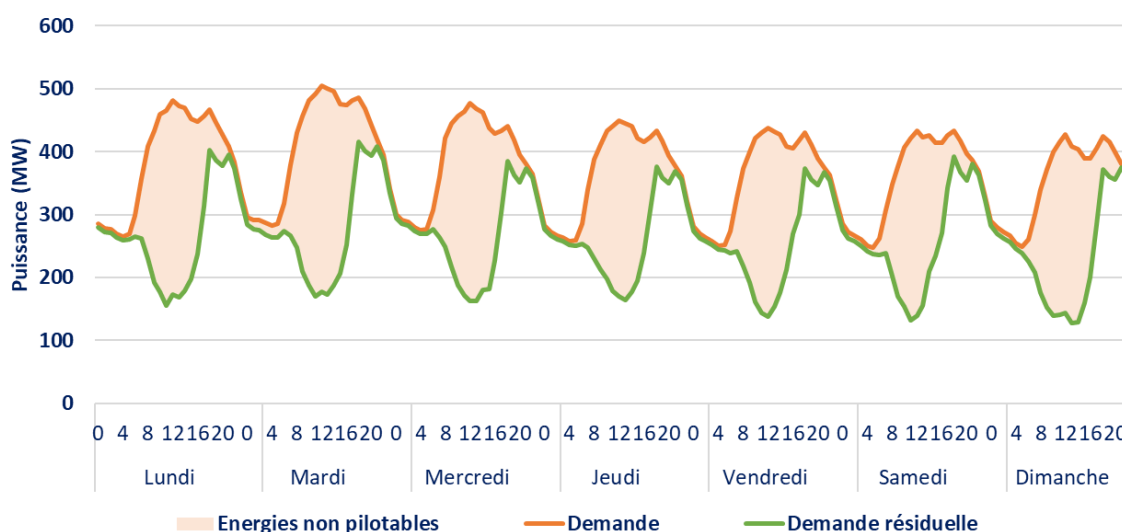


Figure 16 : illustration du besoin de flexibilité en Corse sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

3.3.1 Les actifs pilotables apportent de la flexibilité

Le parc de production pilotable devra être en mesure d'assurer des variations de plusieurs dizaines de mégawatts en quelques minutes, en s'adaptant rapidement à la charge et en réalisant de nombreux arrêts/démarrages. Pour maximiser la flexibilité apportée par ces moyens et limiter le risque d'écrêtement des énergies renouvelables lorsqu'ils sont démarrés pour garantir la tenue de l'inertie, il est souhaitable que la puissance minimale d'un actif soit la plus basse possible.

3.3.2 Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique

Les moyens de stockage constituent une solution pertinente pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique, en permettant le report de charge d'un moment à l'autre de la journée (voire sur un plus grand intervalle). Comme explicité dans les chapitres précédents, ces moyens constituant également une réponse pertinente d'un point de vue technico-économique aux besoins de réserves primaire et secondaire (selon leur dynamique de réponse), il devient dès lors intéressant de les envisager en tant qu'actifs multiservices, capables de répondre aux besoins de réserves tout en réalisant du report de charge.

¹ Avec une multiplication par plus de 1.5 de la puissance installée dans Azur et plus d'un doublement dans Emeraude d'ici à 2033.

Ces moyens de stockage pourraient également permettre de répondre aux besoins en puissance pilotable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. Cela s'explique par les marges des autres filières qui permettent d'apporter suffisamment d'énergie pour recharger le stockage. Cette énergie est ensuite utilisée pour répondre à la demande, en complément des autres moyens de production pilotables. On notera que les premiers volumes de stockage installés couvrent efficacement les besoins en puissance pilotable complémentaires. Cette efficacité se réduit notablement au fur et à mesure de l'extension de ces volumes. Des études technico-économiques spécifiques pourront permettre de déterminer les valeurs optimales des puissances et capacités de stockage de tels moyens.

		2040		
Hepp ¹		Sans stockage complémentaire	Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire	Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire
Azur	>2000 h	280	40	40
	<2000 h	0	140	100

Tableau 14 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire dans le scénario Azur en 2040, selon les volumes de stockage complémentaires considérés (en MW)

3.3.3 Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge

Les scénarios du Bilan Prévisionnel considèrent un développement important de la mobilité électrique avec un taux de pilotage des véhicules légers de 40% dans Azur et de 80% dans Émeraude. Ce taux de pilotage constitue un enjeu majeur pour le système électrique. Le graphique ci-dessous illustre le profil de demande liée à la mobilité électrique dans le scénario Émeraude en 2033 si la recharge n'était pas du tout pilotée. La demande à la pointe du soir serait accrue de plus d'une quinzaine de MW.

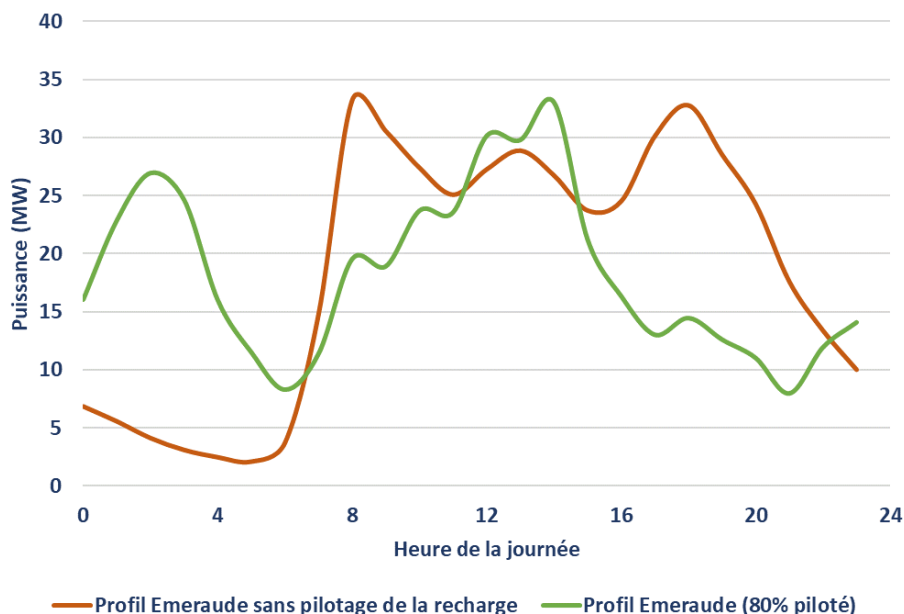


Figure 17 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Émeraude en 2033

On observe que la recharge s'est déplacée de la nuit et des heures méridiennes vers le début de matinée et la fin de journée, ce qui accentue la pointe du soir de la demande résiduelle, comme le montre la figure suivante.

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

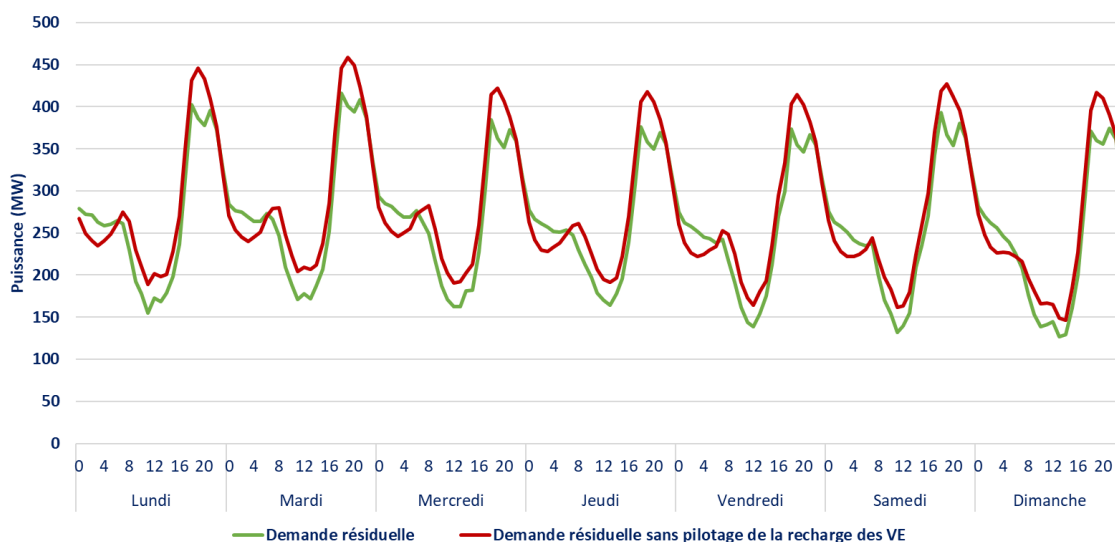


Figure 18 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033

En l'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics de demande résiduelle sont donc davantage contrastés, conduisant à des appels de puissance importants sur quelques heures. Les besoins de pointe et en flexibilité s'en trouvent renforcés (la demande résiduelle peut être accrue de plusieurs dizaines de MW), ce qui accentue les contraintes sur le parc pilotable et augmente les coûts de production, qui sont les plus élevés à la pointe.

Le pilotage de la recharge constitue donc un enjeu majeur pour le système électrique et il est impératif qu'il soit concomitant du développement de la mobilité électrique. Pour cela, une réflexion sur le caractère très incitatif de ce pilotage devrait être mise en place.

En tant que gestionnaire de réseau en Corse, EDF émet un certain nombre de préconisations allant dans le sens d'une recharge « vertueuse » qui privilégie les heures où la production d'origine renouvelable est importante et limite les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes plus contraintes (comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes et la production davantage carbonée). Les préconisations sont adaptées selon le secteur et l'usage, comme l'illustre le tableau suivant.

Secteur ou usage	Solution préconisée
Domicile	Appel réseau limité à 3,7 kW pour les usages classiques et à 7,4 kW AC pour les usages intensifs Pilotage heures pleines / heures creuses
Parking d'entreprise	Appel réseau limité à 7,4 kW pour les usages classiques et à 22 kW AC pour les usages intensifs Pilotage selon le signal eCorsicaWatt fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en cas de signal gris, orange ou rouge)
Borne ouverte au public	Appel réseau limité à 22 kW Pilotage selon le signal eCorsicaWatt fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en cas de signal gris, orange ou rouge)

Tableau 15 : recommandations du gestionnaire de réseau pour la recharge des véhicules électriques

Le signal réseau eCorsicaWatt est mis à disposition en *Open Data* et via une application mobile par le gestionnaire de réseau. Il permet d'indiquer aux consommateurs les périodes de tension sur le système électrique. Le passage du signal à orange et à rouge est exceptionnel et correspond à des situations de très fortes contraintes pendant lesquelles réduire la consommation d'électricité est nécessaire pour éviter les coupures. Le passage du signal au gris indique les périodes défavorables pour la charge des véhicules en prenant en compte les contraintes technico-économiques (coût) et l'aspect environnemental (CO₂).

3.4 L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau

Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies renouvelables (S3REnR*) actuel ne prévoit pas de travaux particuliers sur le réseau 90 kV et dans les postes sources pour permettre l'accueil des EnR prévues dans la PPE. La totalité des capacités réservées dans le cadre du schéma actuel a été attribuée aux porteurs de projets ENR, et à ce jour, plusieurs postes sources de Corse ne disposent plus ou quasiment plus de capacité d'accueil pour satisfaire les demandes de raccordement pour de nouveaux projets EnR.

Les travaux à réaliser dans le cadre du prochain schéma dépendront du volume et de la spatialisation des projets.

Les études de révision du S3REnR sont lancées. Elles permettront d'affiner la vision des marges encore disponibles sur le réseau. D'une façon générale, des renforcements du réseau 90 kV seront nécessaires pour accueillir de nouveaux moyens de production. Or les délais de réalisation des lignes 90 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des installations de production décentralisées (en raison notamment de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés). Des adaptations dans les postes sources seront également nécessaires pour accueillir de nouveaux moyens de production. Il est donc nécessaire de prendre en compte les besoins de renforcement du réseau 90 kV et des adaptations des postes sources dès le début des réflexions sur les projets de production en lien avec leur spatialisation sur le territoire corse et d'inscrire les renforcements identifiés dans un futur schéma directeur HTB pour répondre à l'ensemble des besoins.

L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation, ou dans des zones bénéficiant déjà d'un lien électrique suffisamment fort avec les poches de consommation, permet d'optimiser la structure du réseau en limitant les besoins de renforcements. Le fait de limiter les distances entre zones de production et de consommation permet également de réduire les pertes sur les réseaux.



Glossaire

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) : établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) français créé en 1991. L'ADEME suscite, anime, coordonne, facilite ou réalise des opérations de protection de l'environnement et la maîtrise de l'énergie.

Alternateur synchrone : machine électromécanique convertissant une énergie mécanique (rotation de l'arbre d'un moteur diesel, d'une turbine hydraulique ou vapeur) en énergie électrique injectée sur le réseau. L'alternateur génère à ses bornes des tensions alternatives de fréquence proportionnelle à sa vitesse de rotation. Les masses en rotation des lignes d'arbre des groupes turbo-alternateur synchrones s'opposent sans délai, du fait de leur inertie, aux variations de leur vitesse de rotation et contribuent ainsi à l'atténuation de la vitesse de variation de la fréquence. Par conception, l'alternateur synchrone peut également délivrer transitoirement en cas de court-circuit dans le réseau une intensité du courant très importante de l'ordre de 6 à 10 fois l'intensité maximale en régime continu. L'efficacité des plans de protection des personnes et des biens contre le risque électrique repose sur cette capacité.

Arbitrage : l'arbitrage est le fait de stocker de l'électricité lorsque celle-ci est peu chère à produire, voire lorsqu'on est en situation d'excédent, pour la restituer à la pointe de consommation lorsque l'équilibre offre-demande est tendu et que les coûts de production sont élevés.

Cadre de compensation : cadre pluriannuel définissant pour un territoire la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des petites actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) au titre des charges de Service Public d'Electricité (SPE).

Coefficient de disponibilité ($K_d = 1 - (K_{if*} + K_{ip*})$) : le coefficient de disponibilité, exprimé en pourcentage, est le quotient de l'énergie maximale qui peut être produite par une installation pendant une période de temps (compte-tenu de la disponibilité des équipements) et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'indisponibilité fortuite (K_{if}) : le coefficient d'indisponibilité fortuite, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie qu'il est impossible de produire avec une installation du fait d'un événement non programmé, comme une avarie matérielle, et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'indisponibilité programmée (K_{ip}) : le coefficient d'indisponibilité programmé, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie qu'il est impossible de produire par une installation du fait d'un arrêt ou d'une limitation programmée à l'avance, comme un entretien récurrent, et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient de production (K_p) : le coefficient de production, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'utilisation (K_u) : le coefficient d'utilisation, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de de l'énergie maximale qui aurait pu être produite pendant cette période (compte-tenu de la disponibilité des équipements). Les cas où de l'énergie disponible n'est pas utilisée sont fréquents, par exemple quand il faut adapter la production à la consommation, ou que les règles d'exploitation du système l'imposent. Aujourd'hui, pour les énergies éoliennes et photovoltaïques le coefficient d'utilisation est généralement proche de 100%, ce qui est illustré à la figure ci-dessous par le très faible volume d'énergie inutilisée (en orange). Ainsi, coefficient de production = coefficient de disponibilité x coefficient d'utilisation.

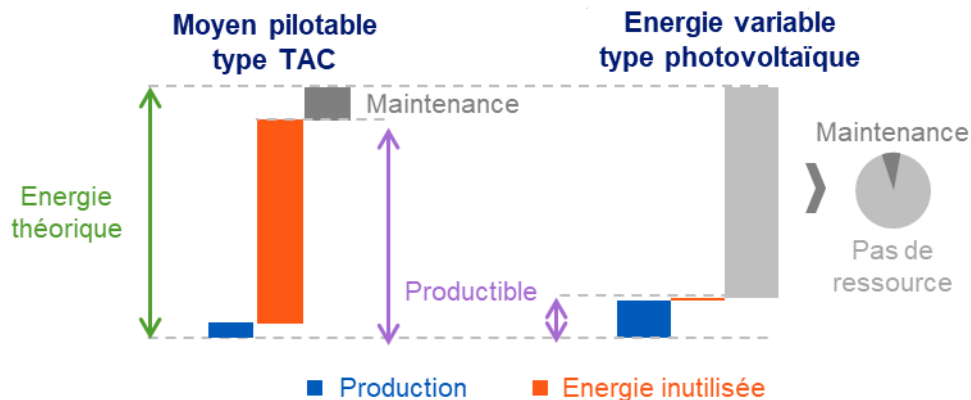


Figure 19 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

Commission de régulation de l'énergie (CRE) : autorité administrative indépendante, créée le 24 mars 2000 - www.cre.fr

Creux de tension : diminution temporaire de la tension touchant une ou plusieurs phases, causée généralement par une perturbation sur le réseau comme un court-circuit ou le défaut d'un équipement. Le creux est caractérisé par sa profondeur et sa durée. Le référentiel technique d'EDF SEI complète les arrêtés raccordement* pour expliciter le fonctionnement attendu des installations lors d'apparition de creux de tension au point de livraison.

Critère de sécurité d'alimentation ou critère de défaillance [extrait du site du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire¹] : le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité. Il est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Ce critère signifie que chaque année, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. [...] Le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

Délestage : le délestage est une interruption volontaire et momentanée de la fourniture d'électricité sur une partie du réseau électrique. Cette mesure peut d'une part être activée automatiquement en ultime recours (en moins de 300 ms par le biais d'un automate) afin de rétablir l'équilibre entre l'électricité injectée et celle soutirée du réseau lorsque les réserves constituées par le gestionnaire du réseau sont épuisées (voir plan de délestage*) et d'autre part être activée manuellement par le gestionnaire du réseau, par exemple lorsque les capacités maximales de transit dans une portion du réseau électriques sont en passe d'être atteintes.

¹ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite

Demande résiduelle : consommation qui reste à fournir, après prise en compte de la production issue des énergies renouvelables non pilotables (photovoltaïque, éolien et hydraulique au fil de l'eau principalement).

Départ d'un poste électrique : lien physique (ligne aérienne et/ou câble souterrain) électrique issu d'un poste de transformation généralement avec un niveau de tension de 15 ou 20 kV, domaine de la tension niveau A (HTA). Un départ « délestable » contribue au plan de défense et son alimentation peut être suspendue automatiquement selon les fluctuations de la fréquence (voir aussi délestage*). Un départ « mixte » est un départ sur lequel sont raccordés à la fois des installations de production et de consommation. Un départ « dédié » est un départ sur lequel une seule installation est raccordée (production ou consommation).

Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL) : intervient sur l'ensemble des champs de l'aménagement du territoire et est chargée de mettre en œuvre les politiques du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer ainsi que celles du ministère du logement et de l'habitat durable.

Direction générale de l'énergie et du climat (DGECC) : cette administration a été mise en place en juillet 2008, sa mission est d'élaborer et de mettre en œuvre la politique relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques, ainsi qu'à la lutte contre le réchauffement climatique et la pollution atmosphérique. www.ecologique-solidaire.gouv.fr/direction-generale-lenergie-et-du-climat-dgecc

Energies non synchrones : certaines installations, comme les parcs photovoltaïques et éoliens ou les batteries, ne sont pas connectés au réseau par des alternateurs synchrones* mais par une interface basée sur de l'électronique de puissance (onduleur). Ils constituent une production dite non synchrone et ne contribuent pas à l'inertie du système et très faiblement à l'apport de courant de court-circuit. En effet, les panneaux photovoltaïques ou les batteries ne comportent pas d'éléments mécaniques en rotation. Dans le cas de l'éolien, afin de maximiser leur production, la vitesse de rotation des turbines est optimisée en temps réel en fonction des conditions de vent, indépendamment de la fréquence du réseau. L'énergie mécanique disponible au niveau du rotor de l'éolienne ne peut donc être directement transformée en énergie électrique à 50 Hz par un alternateur synchrone. La transformation nécessite le recours à l'électronique de puissance. Des recherches et expérimentations sont en cours pour qu'à l'avenir les installations interfacées par électronique de puissance puissent, comme les alternateurs synchrones, s'opposer naturellement et sans aucun délai aux variations de la fréquence du réseau.

Energies synchrones : unités de production raccordées au réseau via des alternateurs synchrones comme les groupes hydrauliques, les centrales thermiques, les centrales biomasse ou bagasse. Les énergies synchrones contribuent à la sûreté et à la stabilité du système grâce à l'apport de courant de court-circuit et d'inertie de leur turbo-alternateur.

Facteur de charge : pour les installations s'appuyant sur une énergie primaire dont la ressource est variable dans le temps (ex : photovoltaïque, hydraulique fil de l'eau), il s'agit du quotient de l'énergie produite pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite si l'installation avait produit en permanence à sa puissance nominale* pendant la même période.

Flexibilité : une flexibilité est une aptitude à adapter son injection et/ou son soutirage pendant une période donnée, sur une période donnée (extrait du site RTE).

Grid forming (GMF) : ce terme regroupe une famille de contrôles innovants susceptibles d'être implémentés au niveau des convertisseurs raccordant le stockage électrochimique (batteries), voire le solaire et l'éolien. A l'inverse des contrôles actuels (couramment désignés sous les termes *Grid Feeding* ou *Grid Following*), ce type de contrôle leur confère un comportement se rapprochant de celui des machines synchrones classiques, en particulier lors de transitoires réseau, ce qui est bénéfique à la stabilité du système. Mise à part le contexte des micro-réseaux, il existe encore peu de cas dans le monde de développement

à grande échelle de batteries GFM et encore moins de l'application de ce mode contrôle à des convertisseurs raccordant du solaire ou de l'éolien.

Incident généralisé ou *black-out* : panne de courant à grande échelle. Dans les zones non interconnectées, on parle d'incident généralisé lorsque l'approvisionnement électrique de toute l'île (ou de tout le réseau du littoral pour la Guyane) n'est plus assuré.

Inertie : les masses tournantes stockent de l'énergie sous forme d'énergie cinétique. Cette énergie est instantanément libérée pour s'opposer à une chute de la fréquence lors d'un manque soudain de production par rapport à la consommation. De même, les masses tournantes peuvent emmagasiner de l'énergie en cas d'excédent soudain de production par rapport à la consommation, s'opposant ainsi à une hausse de la fréquence.

Technologie	Constante d'inertie (MWs/MVA)
Chaudière vapeur	3
Moteur diesel	1,2 – 4,4
TAC <i>heavy duty</i>	7
TAC aérodérivative	1
Energies non synchrones*	0

Tableau 16 : ordres de grandeur des constantes d'inertie des différentes machines présentes dans le parc des ZNI

Monotone : on obtient une courbe appelée « monotone » en triant sur les 8760 heures de l'année les valeurs horaires d'un paramètre donné (ex. : demande résiduelle, production d'un actif), de la valeur la plus importante à la valeur la plus faible.

Pilotable : caractéristique d'un moyen de production. Un moyen est pilotable si la puissance qu'il produit peut être fixée à tout moment à une valeur comprise entre une puissance minimale et une puissance maximale, définies par les caractéristiques techniques du moyen de production. La production pilotable fait référence aux sources d'énergie électrique qui peuvent, sur demande, être mises en marche et arrêtées, ou dont la puissance peut être ajustée. Elle est à distinguer des sources d'énergie intermittentes, dont la production ne peut pas être maîtrisée sans technologie de stockage d'électricité.

Plan de délestage : constitue l'ultime défense du système électrique en cas de déséquilibre production consommation supérieur aux réserves disponibles dans le système afin de limiter le risque d'incident généralisé*. Le plan de délestage, révisé régulièrement par le gestionnaire du système, regroupe en divers « paquets » (dits stades de délestage) l'ensemble des départs HTA. Afin d'enrayer la chute de fréquence, les départs HTA affectés à un paquet seront automatiquement découplés du réseau lorsque la fréquence chutera sous une valeur prédéterminée. La durée typique entre le franchissement du seuil de fréquence et l'ouverture effective des disjoncteurs HTA assurant le découplage est de l'ordre de 200 ms. Malgré cette durée qui pourrait apparaître comme négligeable, le gestionnaire du système doit assurer un niveau d'inertie suffisant dans le système pour laisser le temps à chaque stade de délestage d'être efficace avant que le suivant ne s'active. Pour réduire cette contrainte en inertie, une activation complémentaire des stades de délestage basée sur la vitesse de chute (dérivée) de la fréquence peut être déployée : il est alors possible d'anticiper dès le début de la chute de fréquence le recours au délestage et ainsi de le rendre pleinement efficace. Une fois la fréquence stabilisée et les capacités de production reconstituées, les départs délestés seront manuellement recouplés au réseau par le conducteur du système en veillant à adapter les volumes de charge repris aux capacités des groupes de production démarrés (voir aussi délestage*).

Poste électrique : local assurant la liaison entre deux réseaux dont les niveaux de tension sont différents. Il comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande, des équipements de comptage d'énergie, voire des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté du système électrique. Les postes source relient le réseau haute tension niveau B (HTB, tension supérieure à 50 kV) et le réseau haute tension niveau A (HTA, tension inférieure à 50 kV), tandis que les postes de

distribution publique relie le réseau HTA et le réseau basse tension (BT, tension inférieure à 1 kV).

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) : fixée par décret, elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie.

Puissance crête : notion utilisée dans le cas des installations photovoltaïques pour désigner la puissance électrique que la centrale peut délivrer en courant continu (avant onduleur) dans les conditions standards (ou *STC*) définies par la norme NF EN 60904-3, c'est-à-dire notamment une température de cellule de 25°C et un niveau d'éclairement de 1000 W/m².

Puissance de raccordement : puissance maximale en injection prise en compte pour dimensionner les ouvrages de raccordement.

Puissance maximale (P_{max}) : puissance électrique nette maximale, réalisable pendant un temps de fonctionnement minimal, compte-tenu de l'état technique des installations et des conditions réelles de fonctionnement. La puissance maximale d'un groupe hydraulique peut par exemple varier en fonction de la hauteur de chute.

Puissance nominale : puissance donnée par le constructeur pour un moyen de production. Pour le photovoltaïque, la puissance nominale est identique à la puissance crête*.

Raccordement : travaux de création et de modification du réseau existant permettant l'évacuation de l'énergie injectée, via notamment l'établissement d'un câble de raccordement, d'un poste de livraison.

Repowering : remplacement partiel ou total d'une installation de production électrique pour augmenter son rendement, augmenter sa puissance ou modifier sa configuration, et réduire les coûts d'exploitation. Cette opération a souvent pour conséquence d'allonger la durée de vie de l'installation.

S2REnR/S3REnR : le S2REnR/S3REnR (article D321-15 code de l'énergie) précise les ouvrages à créer ou à renforcer et définit un périmètre de mutualisation entre producteurs d'énergies des coûts de construction des nouveaux ouvrages électriques nécessaires à l'évacuation de l'électricité produite à partir de sources d'EnR.

Service de réserve primaire : capacité à pouvoir injecter très rapidement de la puissance en cas de déficit de production, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production. Les moyens de stockage qui assurent ce service n'ont pas besoin de disposer d'une durée de stock élevée (une heure de stock est suffisante).

Service de réserve secondaire : capacité à pouvoir injecter rapidement de la puissance pour compenser les fluctuations des variations des EnR et de la consommation, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production. Les moyens de stockage qui assurent ce service n'ont pas besoin de disposer d'une durée de stock élevée (une heure de stock est suffisante).

Sûreté système : capacité à assurer le bon fonctionnement du système électrique en maîtrisant les conséquences des incidents sur la continuité d'alimentation des clients et la qualité de fourniture.

Zone non interconnectée (ZNI) : les zones insulaires non interconnectées au réseau électrique métropolitain français, parfois appelées « systèmes énergétiques insulaires » (SEI) ou « petits systèmes isolés », désignent les îles et territoires français dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental.

ⁱ Dans cet exercice, pour chaque scénario et chaque année, trente profils de 8760 valeurs (représentant les heures de l'année) ont été élaborés.

ⁱⁱ Pour modéliser l'équilibre offre-demande à moyen et long terme dans les ZNI, EDF SEI utilise un outil développé et maintenu par EDF R&D. L'outil a été conçu pour être utilisable sur des territoires dont les mix énergétiques sont variés. Le cœur de calcul est donc développé sur la base de fonctions génériques et c'est le paramétrage qui permet d'intégrer les spécificités de chaque parc de production.

L'outil a connu une mise à jour majeure en 2020 avec un travail important de paramétrage en 2021. Il est maintenant possible de tenir compte de contraintes complexes telles que les contraintes liées à l'exploitation du réseau (provision de réserve primaire*, suivi du niveau d'inertie*) ou aux caractéristiques physiques des actifs de production (démarrage, durées minimales de marche ou d'arrêt). Ces évolutions conduisent à une amélioration des plans de production horaires tout en conservant la qualité des résultats en termes de sécurité d'approvisionnement. La maximisation de l'utilisation des EnR intermittentes dans le mix est recherchée, dans le respect des contraintes liées à la sûreté du système. Ainsi, comme le prévoit la réglementation, d'éventuels écrêtements des EnR intermittentes sont appliqués lorsque la sûreté du système est en risque.

Pour ce faire, le cœur de calcul employé opère la résolution de l'équilibre offre-demande par une programmation linéaire en nombres entiers (dite « PLNE ») et fait appel à un solveur d'optimisation qui garantit l'optimalité de la solution trouvée. Ces résolutions sont réalisées sur des fenêtres de simulation de plusieurs heures ou de plusieurs jours qui permettent de tenir compte des contraintes telles que les démarrages et les durées minimales de marche ou d'arrêt, améliorant significativement le réalisme des plans de production et la gestion des stocks.

L'outil conserve une approche stochastique en simulant un nombre important de scénarios, ce qui est indispensable pour capter les événements rares que sont les périodes de défaillance du système.

ⁱⁱⁱ A noter que dans le cadre des études répondant aux objectifs du Bilan Prévisionnel, le modèle fonctionne sur la base d'un réseau « parfait » ou « plaque de cuivre », qui ne prend pas en compte les contraintes locales : cette étude n'aborde donc pas la question de la spatialisation des moyens à mettre en œuvre.



EDF SA
22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
Capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com