

Lettre des Balkans _____ occidentaux

**Les scénarios « climat »
et la trajectoire carbone
des pays des Balkans
Occidentaux**

Edito

Dans les Balkans occidentaux, la transition énergétique est une priorité stratégique notablement soutenue par l'Union européenne. A la croisée des enjeux entre les engagements climatiques, les besoins économiques et le processus d'adhésion à l'Union européenne, les six pays de la région, encore largement dépendants du charbon et du gaz importé (à l'exception de l'Albanie), sont aujourd'hui confrontés à une triple exigence : réduire drastiquement leurs émissions de gaz à effet de serre, décarboner leur économie et moderniser en profondeur leurs systèmes énergétiques. À travers leurs Plans Nationaux Énergie Climat (PNEC) soumis à l'Union européenne dans le cadre des démarches de pré-adhésion mais aussi pour répondre aux engagements vis à vis de l'Organisation des Nations Unies, les pays des Balkans occidentaux doivent se projeter vers des trajectoires plus sobres et mieux intégrées au marché européen de l'énergie. Cette mutation ne va pas de soi. Elle suppose des investissements massifs ainsi qu'une adaptation institutionnelle et organisationnelle complexe à mettre en œuvre. Il faut aussi compter sur les difficultés sociales liées à la reconversion des bassins miniers. Les infrastructures sont anciennes, les moyens budgétaires contraints, et les capacités techniques encore inégales. La France a une carte à jouer en tant que partenaire technique, financier et politique pour accompagner ces pays vers la décarbonation de leur économie.

Déjà depuis plusieurs années, les opérateurs français publics et privés (AFD, RTE, EDF, Enedis, Akuo Energy, Voltalia, Qair, Schneider Electric entre autres) se mobilisent pour accompagner cette transition : modernisation des réseaux, soutien à la planification énergétique, appui aux projets solaires, hydrauliques ou de stockage, développement de marchés régionaux. Ainsi, la France s'inscrit dans une approche de coopération à long terme avec les Balkans occidentaux, une coopération à la fois technique, administrative et financière (avec l'appui des outils du Trésor et de l'Agence Française de Développement installée depuis 5 ans dans la région, du Ministère de la transition écologique qui met à disposition du SER un ETP dans cette zone et des experts d'expertise France placés auprès des ministères de l'énergie en Serbie et au Kosovo). L'émergence de systèmes énergétiques plus verts et résilients permettra également un meilleur ancrage européen pour les Balkans occidentaux.

Pierre Grandjouan,
Chef du Service économique régional

LES SCENARIOS CLIMAT-ENERGIES DANS LES BALKANS OCCIDENTAUX.....	4
MIX ENERGETIQUE GLOBAL :	5
DES INFRASTRUCTURES PRINCIPALES VETUSTES QUI INCITENT LES POUVOIRS PUBLICS A MODERNISER	
L'APPAREIL DE PRODUCTION	6
ALIGNEMENT LEGISLATIF AVEC L'ACQUIS EUROPEEN	7
ROLE ET COOPERATION POTENTIELLE DES ENTREPRISES FRANÇAISES.....	8
LA SERBIE	8
MIX ENERGETIQUE	9
OBJECTIF CLIMATIQUE 2030/2050	9
SCENARIOS DE TRANSITIONS ENERGETIQUE.....	10
PROJETS ET POLITIQUES FUTURES.....	10
CONTRAINTES STRUCTURELLES.....	10
MONTENEGRO.....	11
MIX ENERGETIQUE	11
OBJECTIFS CLIMATIQUES 2030 / 2050	11
SCENARIOS DE TRANSITION ENERGETIQUE.....	12
PROJETS ET POLITIQUES FUTURES.....	12
CONTRAINTES STRUCTURELLES.....	12
LE KOSOVO	13
MIX ENERGETIQUE	13
OBJECTIFS CLIMATIQUES 2030 / 2050	13
SCENARIOS DE TRANSITION ENERGETIQUE.....	14
PROJETS ET POLITIQUES FUTURES.....	14
CONTRAINTES STRUCTURELLES.....	14
LA BOSNIE-HERZEGOVINE	15
MIX ENERGETIQUE	15
OBJECTIFS CLIMATIQUES 2030 / 2050	15
SCENARIOS DE TRANSITION ENERGETIQUE.....	16
PROJETS ET POLITIQUES FUTURES.....	16
CONTRAINTES STRUCTURELLES ET POINTS CRITIQUES	16
L'ALBANIE	17
MIX ENERGETIQUE	17
OBJECTIFS CLIMATIQUES 2030 / 2050	17
SCENARIOS DE TRANSITION ENERGETIQUE.....	18
PROJETS ET POLITIQUES FUTURES.....	18
CONTRAINTES STRUCTURELLES.....	18
LA MACEDOINE DU NORD.....	19
MIX ENERGETIQUE	19
OBJECTIFS CLIMATIQUES 2030 / 2050	19
SCENARIOS DE TRANSITION ENERGETIQUE.....	20
PROJETS ET POLITIQUES FUTURES.....	20
CONTRAINTES STRUCTURELLES ET POINTS CRITIQUES	20
CONCLUSION	21

Les scénarios climat-énergies dans les Balkans Occidentaux

Depuis la Déclaration de Sofia de novembre 2020, les six partenaires des Balkans occidentaux (WB6) se sont engagés à « suivre le chemin de décarbonation de l'UE jusqu'à la neutralité carbone en 2050 » et à fixer dans leurs Plans Nationaux Climat et Energie (documents stratégiques définissant pour 2030 une trajectoire de réduction des gaz à effet de serre), une augmentation progressive de la part des renouvelables dans leur mix énergétique et des gains mesurables en efficacité énergétique. Ces documents stratégiques clarifient également les besoins d'investissement, identifient les obstacles réglementaires, et inscrivent ces trajectoires dans une logique de convergence avec les objectifs climatiques européens à horizon 2030 et 2050.

L'Albanie, le pays le plus avancé, le Monténégro et la Macédoine du Nord, et la Serbie dans une moindre mesure, se signalent positivement avec leurs plans climat et énergie qui s'alignent déjà sur la gouvernance énergétique européenne (règlement 2018/1999) et s'appuient sur une transposition quasi intégrale de « l'acquis énergie-climat ». La Serbie, poids lourd énergétique de la région, vient de mentionner pour la première fois un prix implicite du carbone dans l'un de ses scénarios « décarbonation » et le Monténégro est le seul pays de la zone à s'être doté d'un système d'échange de quotas carbone, même si le prix de 24 € la tonne de CO₂ est encore loin du tarif de l'UE de 77€.

Malgré cette récente dynamique de changement des corpus réglementaires, quatre des WB6 demeurent structurellement dépendants de leurs centrales à charbon (Serbie, BiH, Kosovo, Macédoine du Nord), de surplus souvent vétustes et consommant du lignite local peu performant. Cette fragilité structurelle est due à la fois au manque d'alternatives, aux faibles capacités locales de raffinage – à l'exception de la Serbie qui dispose d'un potentiel de raffinage à Pancevo situé à 25 km de Belgrade opéré par l'entreprise russe NIS – et à un secteur électrique faiblement interconnecté malgré des avancées récentes.

Le gaz naturel, essentiel pour la transition, n'est pas beaucoup exploité dans la région en dehors de la Serbie, encore tributaire du gaz russe – une situation qui est appelée à évoluer dans le contexte des sanctions américaines contre NIS, qui complique la relation avec Moscou, et à la suite des nouvelles règles européennes destinées à acter la fin de la dépendance au gaz russe – grâce à l'interconnexion avec la Hongrie et la Bulgarie, ainsi que d'une alimentation depuis 2023 par le gaz d'Azerbaïdjan. L'électricité est aussi sujette à d'importantes importations saisonnières, en particulier pour le Kosovo pendant l'hiver, et pour l'Albanie et le Monténégro pendant l'été, en raison notamment de l'afflux touristique. Ces deux derniers pays ont une dépendance forte vis-à-vis de la production hydroélectrique, particulièrement sensible aux aléas climatiques.

À ces défis internes s'ajoutent des influences extérieures marquées : alors que l'adhésion à l'UE demeure le fil conducteur stratégique pour les WB6, la Russie garde jusqu'ici un levier d'influence notable via l'approvisionnement en gaz à bon marché et les partenariats pétro-énergétiques hérités de longue date. La Chine, quant à elle,

finance de nouvelles capacités thermiques au charbon et des infrastructures de transport d'électricité, souvent via son Initiative « 14+1 regroupant les pays de l'Europe centrale et de l'est ». La Turquie consolide sa présence au travers d'investissements hydroélectriques et d'accords de distribution. L'ensemble redessine peu à peu l'équilibre régional des alliances énergétiques.

Cependant, les pays des Balkans occidentaux ont tous engagé une dynamique de rapprochement avec l'Union européenne. Le sommet de Sofia de novembre 2020 a marqué une étape majeure avec l'adoption du « Green Agenda for the Western Balkans », inspiré du Pacte vert européen, engageant les six pays à avancer vers une décarbonation progressive, à organiser une réforme du marché de l'énergie et à converger vers les politiques climat de l'UE.

La mise en place d'une taxe carbone, le mécanisme d'ajustement du carbone à ces frontières (MACF), applicable au 1^{er} janvier 2026, est considérée comme un accélérateur de la transition énergétique par l'Union Européenne : cet instrument vise à préserver l'intégrité du marché carbone européen (SEQE-UE) en imposant un prix du carbone aux importations à forte intensité carbone (électricité, ciment, fer et acier, aluminium, engrais, hydrogène) afin de lutter contre les fuites hors UE des entreprises cherchant à échapper à la taxation carbone européenne. Ce mécanisme, entré progressivement en vigueur depuis octobre 2023, sera pleinement opérationnel en janvier 2026. Le marché carbone européen repose sur un système de plafonnement et d'échange de quotas d'émission (ETS), dont le prix du carbone tourne autour de 77€/tonne de CO₂ depuis 2025. Cet ajustement aura pour conséquence pour les producteurs des pays des BO une augmentation du prix de leurs produits exportés vers le marché de l'UE, tout en devant faire face en même temps sur leur marché intérieur à une concurrence de la part de pays tiers qui n'ont pas introduit de système national de taxation du CO₂. La communauté de l'énergie vient de prendre acte des nombreux retards, ainsi en novembre son directeur Arthur Lorkowski indiquait « qu'aucun pays de la zone des BO ne sera exempté au 1^{er} janvier 2026 » tout en les invitant à continuer le travail pour obtenir une exemption à un stade ultérieur.

Un mix énergétique global qui progresse néanmoins lentement vers les énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables progresse dans la région, mais de manière inégale selon les pays, et reste toutefois freinée par des limites structurelles persistantes.

Les pays des Balkans occidentaux affichent des trajectoires différenciées en matière d'intégration des énergies renouvelables (EnR) dans leur mix électrique. Globalement, la part des EnR dans la production d'électricité a augmenté régulièrement (+10 points dans la région), portée par le développement de l'hydroélectricité, de l'éolien et du solaire (cf fiches pays p 9 et suivantes). **L'Albanie** se distingue par une production électrique majoritairement issue de l'hydroélectricité et un récent développement de projets solaires dans le cadre d'enchères (Voltaia). Le **Kosovo** a récemment développé des capacités éoliennes, représentant désormais 9% de sa production. La **Serbie**, bien qu'encore majoritairement dépendante du charbon, a vu une augmentation de sa production hydroélectrique et une légère progression de l'éolien et du solaire.

Malgré ces avancées, la croissance des EnR reste limitée par des facteurs tels que le retard dans les investissements, des infrastructures vieillissantes et une intégration régionale insuffisante. Des efforts supplémentaires sont nécessaires pour aligner la région sur les objectifs du Green Deal européen. Ils se traduisent récemment par le lancement d'enchères pour les énergies renouvelables en Serbie, au Kosovo, en Macédoine du Nord et en Albanie. En Bosnie-Herzégovine, des discussions sont en cours, notamment dans l'entité de la Fédération, pour introduire des mécanismes similaires. Le Monténégro, de son côté, a également annoncé le lancement d'enchères pour des projets solaires à grande échelle sur des terrains publics dans la région de Nikšić.

Des infrastructures de production vétustes et peu efficaces qui nécessitent d'être modernisées par les pouvoirs publics

Le système énergétique hérité de l'ex-Yougoslavie nécessite une modernisation urgente, tant au niveau des centrales thermiques que des réseaux. On constate une montée en puissance progressive des projets de modernisation et d'extension de capacité, par de l'ENR et des projets de stockage, soutenus par des bailleurs et des subventions de l'Union Européenne (CIBO).

Le système énergétique des Balkans occidentaux est majoritairement hérité de la période yougoslave et fait face aujourd'hui à de lourds besoins d'adaptation du réseau. Près de 50% de la production électrique de la région est encore assurée par des centrales thermiques au lignite de faible qualité calorifique et dont l'âge moyen est supérieur à 35 ans. Le vieillissement des centrales entraîne des pannes régulières et de nombreux problèmes de disponibilité et, en l'absence de réelle alternative, accroît la dépendance aux importations de la région. Le remplacement de ce parc reste lent et majoritairement dépendant des soutiens internationaux forcément extérieurs à l'UE – la taxonomie UE n'autorisant pas le financement des énergies fossiles –, comme en témoigne le projet de centrale au charbon de Tuzla 7 en Bosnie-Herzégovine, en partie financé par Exim Bank China. Les stratégies de transition sont à conforter, avec l'appui soutenu de l'UE, pour développer des alternatives moins émissives et renouvelables (solaire et éolien), le gaz naturel dans certains cas, ou quelques projets de cogénération à biomasse, bien que ces transitions restent encore marginales et contraintes par des limites financières et techniques.

La vétusté des réseaux électriques est également un sujet d'attention. **Les pertes techniques** atteignent des niveaux critiques pouvant dépasser 20% en Albanie ou au Kosovo, 13% en Serbie et en Macédoine du Nord, 12% en Bosnie-Herzégovine et 11% au Monténégro. La perte économique subséquente impacte les populations qui subissent de plein fouet la précarité énergétique et font face à des difficultés d'accès à l'électricité, notamment dans les régions les plus reculées.

Un mouvement de modernisation est toutefois en cours dans la région dans le domaine des infrastructures de productions et de transports d'énergies. **Au niveau du stockage d'énergie**, la région demeure actuellement très mal équipée mais de

nombreux projets sont en cours ou à l'étude, plus particulièrement pour le stockage électrique afin de palier à l'intermittence des ENR.

Plusieurs projets de conversion ou de nouvelles centrales sont également en cours, notamment en **Macédoine du Nord**, avec l'annonce en janvier 2024 d'un plan de reconversion des centrales de Bitola (charbon) et Negotino (pétrole) en centrales à gaz/hydrogène et solaires, pour une capacité combinée de 1050 MW.

Enfin, les initiatives de modernisation s'intensifient grâce au soutien financier européen notamment via la BERD ou le CIBO (WBIF). Le **Western Balkans Investment Framework (WBIF)** a mobilisé plus de **1,3 Md€ entre 2015 et 2023**, principalement dans les interconnexions électriques, les infrastructures gazières et les projets de décarbonation. Néanmoins, selon la Communauté de l'Energie, **les besoins cumulés à horizon 2030 dépasseraient 15 Mds€, soulignant l'ampleur de l'effort à venir**. À ce titre, l'Agence française de développement (AFD) joue un rôle croissant dans la région, en partenariat notamment avec RTE, dans le cadre de projets de renforcement et de numérisation des réseaux électriques au Monténégro et en Serbie. À Belgrade, l'AFD finance un appui à l'opérateur d'électricité publique EMS pour la mise à niveau de son système de supervision et d'analyse (SCADA), tandis qu'au Monténégro, un projet similaire est en cours avec l'opérateur national. Par ailleurs, des discussions sont engagées avec EDF pour soutenir la planification énergétique et la modernisation du réseau en Macédoine du Nord.

L'alignement législatif avec l'acquis européen reste contrasté selon les pays

En matière de stratégie bas carbone, l'alignement des pays des Balkans occidentaux avec l'acquis européen en matière de climat et d'énergie reste contrasté. Si tous les États ont formalisé des objectifs de transition énergétique dans leurs PNEC, **peu disposent à ce jour d'une stratégie bas carbone formellement adoptée par voie législative**. Seuls la Macédoine du Nord et le Monténégro ont élaboré une vision cohérente de décarbonation à long terme intégrée dans un cadre stratégique, avec des trajectoires sectorielles et des scénarios compatibles avec une transition climatique. La Serbie, la Bosnie-Herzégovine, l'Albanie et le Kosovo présentent des scénarios prospectifs, sans disposer pour autant d'une stratégie nationale bas carbone consolidée juridiquement.

Sur l'objectif de la neutralité carbone à horizon 2050 portée par l'UE, l'engagement est davantage politique que juridique. La Macédoine du Nord, le Monténégro et le Kosovo ont bien inscrit cet objectif dans leurs PNEC, en cohérence avec l'Agenda Vert pour les Balkans. L'Albanie et la Serbie en acceptent le principe mais ne l'ont pas encore traduit dans un texte législatif ou une feuille de route détaillée. En Bosnie-Herzégovine, en raison du morcellement institutionnel entre la Fédération, la Republika Srpska et le niveau étatique, l'objectif de neutralité est évoqué mais sans portage opérationnel commun.

En matière d'énergies renouvelables, tous les pays de la région ont adopté une législation spécifique, avec des avancées notables en Macédoine du Nord, Serbie, Monténégro et Albanie. Ces cadres comprennent désormais des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable tels que les appels d'offres ou les

contrats de type « feed-in premium » * plus flexibles, remplaçant progressivement les anciens systèmes de tarifs d'achat garantis. Le Kosovo a également initié des procédures similaires, notamment pour des projets solaires, mais avec des retards d'exécution. En Bosnie-Herzégovine, les lois sur les EnR relèvent encore largement des entités, ce qui freine l'élaboration d'un cadre harmonisé à l'échelle nationale.

Concernant l'efficacité énergétique, la majorité des WB6 s'est dotée de lois dédiées, couvrant notamment la rénovation des bâtiments, l'efficacité dans les transports ou les services publics. La Serbie, la Macédoine du Nord, le Monténégro et l'Albanie disposent de cadres juridiques en vigueur, parfois appuyés par des plans d'action détaillés. Toutefois, leur application est encore entravée par un manque de moyens et des capacités administratives limitées. Le Kosovo a engagé des réformes, notamment via des projets appuyés par des bailleurs, sans cadre législatif unifié, mais y travaille. En Bosnie-Herzégovine, les initiatives sont portées séparément par les deux entités, sans coordination nationale effective à ce stade.

Une coopération potentielle avec les entreprises françaises dont certaines sont déjà actives

La transition énergétique importante en cours dans les Balkans occidentaux peut certainement offrir des débouchés pour des entreprises françaises. Le développement des EnR fait partie des priorités affichées dans les plans nationaux. Certaines entreprises françaises sont déjà positionnées, comme Akuo Energy en Macédoine du Nord, au Kosovo ou en Serbie ou Voltalia en Albanie. D'autres, tels que Photosol, Solvéo ou EDF Renouvelables, pourraient se saisir des opportunités en Serbie, Albanie ou au Kosovo, où des appels d'offres sont en préparation. En parallèle, de nombreuses municipalités cherchent à moderniser leurs services énergétiques, notamment pour faire face à la gestion des déchets et dans certains cas les valoriser pour assurer du meilleur chauffage urbain. Des groupes comme Veolia ou Suez, déjà présents, pourraient jouer un rôle dans l'accompagnement de ces projets.

Les **pertes sur les réseaux** évoquées plus haut conduisent par ailleurs à poser la question de la digitalisation des infrastructures, avec des besoins en comptage intelligent, supervision ou gestion des flux. Des entreprises françaises comme Schneider Electric, Enedis ou Atos sont bien placées pour proposer des solutions dans ce domaine. Certains projets sont d'ailleurs déjà soutenus par l'AFD, la BEI et la BERD.

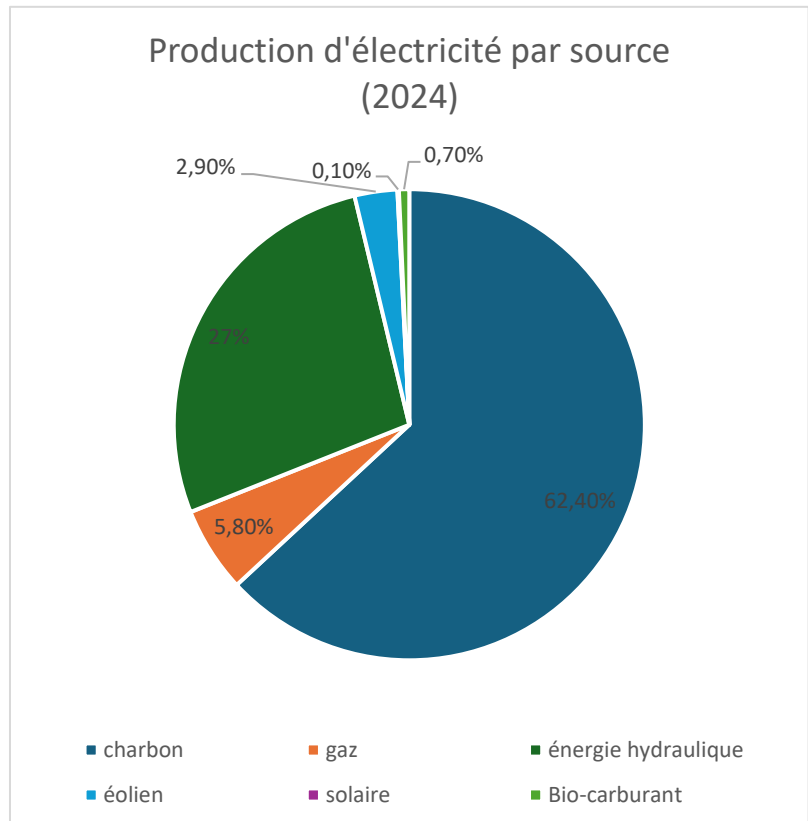
Enfin, un constat unanimement partagé dans toute la région est le **manque de personnel formé pour faire fonctionner et entretenir les équipements**.

*Le "feed-in premium" (FIP) est un mécanisme de soutien financier destiné aux producteurs d'énergie renouvelable. Contrairement à un tarif d'achat fixe (feed-in tariff ou FIT), le FIP permet aux producteurs de vendre leur électricité directement sur le marché de gros, tout en recevant une **prime additionnelle** (le premium) qui peut être fixe ou variable de la part d'une entité désignée (souvent l'État ou un fournisseur d'énergie). Cette prime a pour but de garantir un niveau de revenu total suffisant pour couvrir les coûts de production et assurer la rentabilité de l'investissement dans les énergies renouvelables. L'objectif principal du FIP est de mieux intégrer les producteurs d'énergies renouvelables dans le marché concurrentiel de l'électricité, en les exposant aux signaux du marché, contrairement au FIT qui garantit un prix fixe, indépendant des fluctuations du marché.

La Serbie

Prédominance du lignite dans le mix énergétique

Le mix énergétique serbe demeure principalement dominé par le lignite, qui représente encore plus de 60 % de la production électrique nationale. Les principales centrales (Kolubara, Kostolac, Nikola Tesla) sont extrêmement polluantes et de moins en moins efficaces. L'hydroélectricité assure environ 27 % du mix, tandis que les énergies renouvelables non hydroélectriques (solaire, éolien, biomasse) atteignent à peine 5 %. Le pays est autosuffisant en lignite, mais dépendant du gaz et du pétrole importés, notamment via la Bulgarie (gazoduc Balkan Stream) et la raffinerie de Pančevo opérée par le russe Gazprom. Malgré la présence du seul site de stockage gazier de la région à Banatski Dvor, les marges de sécurité énergétique restent limitées.



Objectifs climatiques 2030/2050

La Serbie a formalisé en 2022 dans son PNEC l'objectif de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 33 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990, puis de 40% en 2035. En parallèle, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité devrait atteindre 40 %, via une montée en puissance de l'éolien et du photovoltaïque. L'amélioration de l'efficacité énergétique repose sur une réduction de 11 % de la consommation primaire par rapport à 2008, notamment dans les secteurs résidentiel et tertiaire. La Serbie n'a pas encore fixé de cap législatif vers la neutralité climatique en 2050.

La Serbie a renforcé son arsenal législatif en matière d'énergie et de climat ces dernières années, notamment avec l'adoption d'une loi sur le changement climatique et la réforme de son cadre énergétique. Elle a adhéré à plusieurs instruments communautaires, mais ne dispose pas encore d'un marché carbone pleinement opérationnel ni d'un système MRV (surveillance, notification et vérification) robuste conforme aux standards européens. En l'état, la Serbie ne pourra pas obtenir d'exemption MACF (mécanisme d'ajustement carbone aux frontières) pour l'électricité exportée vers l'UE.

Scénarios de transition énergétique

Le PNEC serbe propose deux scénarios contrastés. Le scénario tendanciel prolonge les politiques actuelles sans changement majeur et prévoit **un maintien du charbon au-dessus de 50 % du mix électrique à l'horizon 2030**. À l'inverse, le scénario décarbonation introduit un signal carbone implicite et prévoit une baisse de la part du lignite à 39 % (contre 60%), au profit d'un essor plus marqué des ENR et du gaz. Ce scénario permettrait une réduction de 33 % des émissions de GES, **mais reste insuffisamment aligné avec le paquet européen « Fit for 55 » qui vise -55 % à l'échelle de l'UE**. Les hypothèses retenues supposent une croissance modérée de la demande, une hausse maîtrisée des prix et des investissements soutenus.

Pour le nucléaire et sur le long terme, la Serbie a également amorcé une évolution stratégique avec la levée de son moratoire sur le nucléaire civil et la signature, en août 2024, d'un mémorandum d'entente avec EDF portant sur l'élaboration d'une feuille de route pour un éventuel développement de capacités nucléaires à l'horizon 2040. Le développement du nucléaire en Serbie pourrait être une alternative bas carbone offrant des opportunités de partenariat avec la France, même si le gouvernement serbe multiplie les discussions avec les Coréens, les Chinois, les Hongrois ou les Russes.

Projets et les politiques futures

Plusieurs projets majeurs visent à mettre en œuvre la transition prévue dans le scénario « décarbonation ». Des parcs éoliens sont en développement dans le nord (Vojvodine), dont celui de Kostolac (66 MW), tandis que des appels d'offres solaires sont en préparation dans le sud du pays. Sur le volet gazier, la Serbie a inauguré en 2023 l'interconnexion Bulgarie-Serbie, permettant une diversification partielle des sources via la Grèce. La rénovation énergétique des bâtiments publics est soutenue par des fonds européens, la BERD et l'AFD. En matière de soutien aux EnR, la Serbie a entamé la transition vers un système d'enchères compétitives : une première enchère a été organisée en 2023 (400 MW pour l'éolien, 11,6 MW pour le solaire), suivie d'une seconde en 2024 portant sur près de 425 MW supplémentaires (300 MW pour l'éolien et 124,8 MW pour le solaire). Toutefois, il convient de noter que l'absence d'un mécanisme de tarification explicite du carbone freine l'alignement complet avec l'UE.

Des contraintes structurelles : absence de plan de sortie du charbon, et vétusté du réseau

La Serbie reste confrontée à des blocages structurels, notamment celui du poids socio-économique du secteur du charbon, politiquement sensible. La question de la « transition juste » et de l'accompagnement dans la reconversion professionnelle de dizaines de milliers de salariés (plus de 15 000 employés rien que dans les mines de charbon et de lignite) reste une question en suspens qui inquiète les autorités locales. La précarité énergétique demeure élevée avec près de 10 % des ménages qui ne peuvent assurer un chauffage adéquat en hiver. Enfin, **les retards dans la transposition de l'acquis communautaire (chapitre 27) et l'absence de la mise en œuvre du plan de sortie du charbon rendent incertaine l'atteinte des objectifs climatiques européens à moyen terme**.

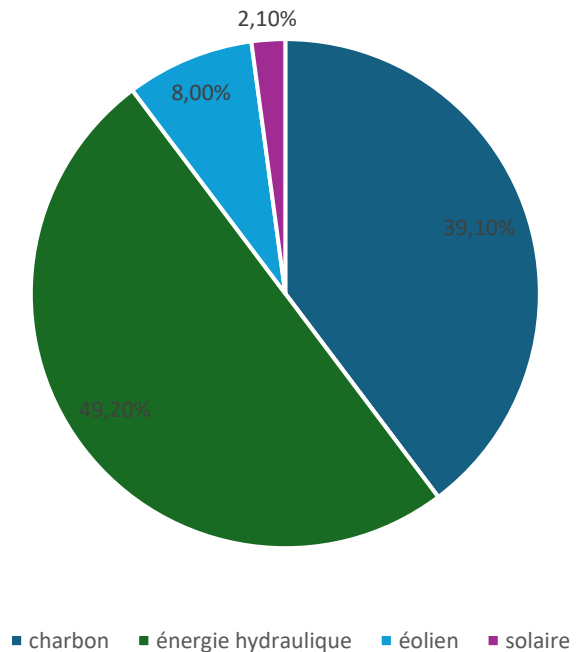
Le Monténégro

Un mix énergétique relativement équilibré

Le Monténégro, premier pays à inscrire dans sa Constitution la protection de l'environnement, dispose d'un mix électrique relativement équilibré, dominé par l'hydroélectricité (environ 50 %) et complété par une centrale thermique au lignite de Pljevlja, qui fournit entre 30 et 40 % de la production nationale. Le pays alterne entre position d'exportateur net (en été, grâce à l'hydroélectricité excédentaire) et importateur (en hiver, lors des faibles débits hydrauliques).

L'unique centrale de Pljevlja, en service depuis plus de 40 ans, dépasse régulièrement les limites d'émissions de gaz fixées par la directive européenne sur les grandes installations de combustion. Le Monténégro ne dispose d'aucune infrastructure gazière, ni de stockage énergétique structuré. En revanche, il bénéficie d'une interconnexion stratégique avec l'Italie via un câble sous-marin à haute tension à courant continu de 600 MW mis en service en 2019, qui renforce la flexibilité de son système et son intégration au marché européen.

Production d'électricité par source (2024)



Objectifs climatiques 2030 / 2050

Le Monténégro a des objectifs ambitieux en accords avec les objectifs européens. Son PNEC prévoit une réduction de 35 % des émissions de GES d'ici 2030 par rapport à 1990 et une part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité de 45 %. À l'horizon 2050, le pays s'est fixé pour objectif la neutralité carbone, en misant sur l'électrification des usages, la montée en puissance des EnR (solaire, hydro, éolien) et une meilleure efficacité énergétique. La part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie est appelée à dépasser 60 % d'ici 2050. Ces ambitions s'inscrivent dans le Green Agenda pour les Balkans, **et font du Monténégro un candidat avancé en matière d'alignement avec l'acquis communautaire climat-énergie.**

Le Monténégro est le pays le plus avancé de la région en matière de tarification carbone. Il a mis en place dès 2020 un système national d'échange de quotas d'émission (ETS), avec un prix plancher de 24€/tCO₂, couvrant les secteurs de l'électricité et de l'industrie. Il dispose également d'un cadre MRV fonctionnel. Toutefois, le prix du carbone appliqué reste inférieur aux standards de l'EU ETS, ce qui empêche à ce stade toute exemption MACF pour les exportations d'électricité.

Scénarios de transition énergétique

Le PNEC monténégrin présente deux scénarios principaux : un scénario basé sur les politiques actuelles et le maintien de la centrale charbon de Pljevlja, et un scénario plus ambitieux, dans lequel cette centrale serait progressivement remplacée par des capacités renouvelables et du stockage. Un tel scénario prévoit une sortie de lignite autour de 2035, couplée à une augmentation importante de la production solaire (jusqu'à 500 MW) et éolienne (300 MW). À horizon 2050, le mix envisagé comprend plus de 80 % d'EnR, avec une forte part du solaire grâce à l'ensoleillement élevé du pays. Le raccordement au réseau italien permettrait d'exporter les excédents et de sécuriser les approvisionnements en période de déficit hydraulique. Les deux scénarios anticipent une croissance modérée de la demande, liée à l'électrification progressive des transports et du chauffage.

Projets et politiques futures

Plusieurs projets stratégiques soutiennent cette transition. La modernisation de la centrale thermique de Pljevlja visant une amélioration environnementale d'ici fin 2025. Des appels d'offres ont été lancés pour des centrales solaires à Velje Brdo et Gvozd, ainsi que pour des projets hydroélectriques de petites tailles dans les zones montagneuses. Le câble HVDC avec l'Italie, mis en service en 2019, est exploité à pleine capacité et offre une fenêtre unique pour valoriser les excédents EnR à venir. Le pays bénéficie également d'une assistance technique via le CIBO pour renforcer la résilience de son réseau, et met en œuvre des programmes de rénovation thermique des bâtiments publics avec le soutien de la KFW.

Des contraintes structurelles : dépendance à l'hydraulique et faible stockage

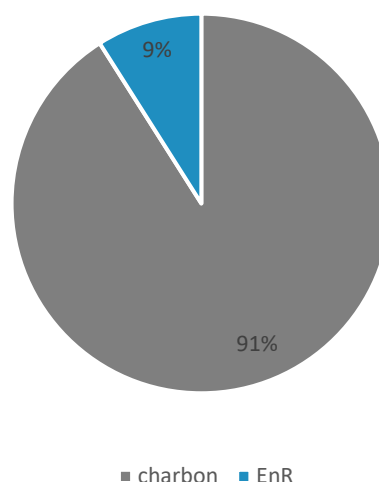
La principale contrainte structurelle réside dans la dépendance hydraulique, qui expose le pays aux aléas climatiques. En hiver sec, les importations d'électricité peuvent représenter jusqu'à 50 % de la consommation. **La centrale de Pljevlja, malgré sa modernisation, reste très émettrice de GES et difficilement compatible avec les objectifs de long terme.** Le manque d'infrastructures de stockage et la lenteur de développement de nouveaux projets EnR sont d'autres obstacles majeurs. Le cadre réglementaire, bien qu'avancé, reste parfois instable, notamment en matière de procédures d'autorisation et d'accès au réseau pour les producteurs indépendants. Enfin, **le coût de la transition demeure très élevé au regard des capacités budgétaires limitées d'un pays de 600 000 habitants.**

Le Kosovo

Un mix énergétique extrêmement carboné

Le Kosovo dispose d'un système électrique extrêmement dépendant du lignite qui représente encore plus de 90 % de la production nationale. Les deux principales centrales thermiques, Kosovo A (1950s) et Kosovo B (1980s), sont anciennes, inefficaces et très polluantes, mais constituent l'épine dorsale du système électrique. En 2022, l'éolien assurait environ 9 % de la production, tandis que le solaire restait marginal. L'ensemble des produits pétroliers est importé, et le pays ne dispose d'aucune infrastructure gazière. Il n'existe pas non plus de capacité de stockage énergétique ni d'interconnexion directe fonctionnelle avec les pays de l'UE. Le réseau est vétuste et inefficace avec des pertes élevées (jusqu'à 20 %) et un accès très inégal dans les zones rurales. Le Kosovo est connecté électriquement à l'Albanie via ALPEX*, et, après des années d'exclusion, a amorcé en 2024 son intégration au système ENTSO-E*, grâce à un nouvel accord d'exploitation synchronisée conclu sous l'égide de la Communauté de l'énergie. Cette avancée, soutenue par la pression de partenaires européens, marque une étape importante vers l'intégration du Kosovo dans le marché régional de l'électricité.

Production d'électricité par source (2024)



Objectifs climatiques 2030 / 2050

Le PNEC du Kosovo fixe des objectifs ambitieux compte tenu de la structure très carbonée de son mix actuel. À l'horizon 2031, le pays vise 35 % d'énergies renouvelables dans la production d'électricité, et la mise en service de 170 MW de capacité de stockage électrochimique. À plus long terme, la stratégie est alignée sur la neutralité climatique à 2050 dans le cadre du Green Agenda. Cela suppose une sortie ambitieuse quasi totale du lignite, compensée par un développement massif du solaire, de l'éolien et des batteries et une augmentation des importations en provenance de l'Albanie. Le pays prévoit également une réduction importante des pertes réseau et une amélioration de l'efficacité énergétique, en particulier dans les bâtiments et l'industrie.

Le Kosovo reste en phase préliminaire sur la question du MACF. Le PNEC reconnaît la nécessité d'introduire un système de tarification du carbone, **mais aucun cadre réglementaire n'est actuellement en place pour s'aligner sur le SEQE ou pour assurer la transparence MRV/MRVA** (accréditation et vérification). L'ampleur de la dépendance au charbon combinée à une capacité institutionnelle limitée compromet fortement les chances du Kosovo d'assurer une mise en œuvre crédible du MACF à

court terme. Sans avancées majeures, le pays s'exposera à une taxation de ses exportations vers l'UE dès l'entrée en vigueur du mécanisme au 1^{er} janvier 2026.

Scénarios de transition énergétique

Le PNEC développe deux scénarios principaux. Un scénario prolonge l'utilisation du charbon sans investissement majeur dans les renouvelables, maintenant une forte dépendance au lignite au-delà de 2035. L'autre scénario prévoit une diminution progressive de la part du charbon à 37 % en 2031 et à moins de 20 % en 2050, grâce à l'essor du solaire (500 MW), de l'éolien (300 MW), et du stockage. Ce dernier scénario suppose une interconnexion effective avec l'ENTSO-E, un renforcement massif du réseau, et un soutien continu des partenaires internationaux. La décarbonation complète du mix électrique à 2050 reste conditionnée à l'abandon des centrales thermiques actuelles, à la mise en œuvre d'une planification stratégique rigoureuse et à un accès stable au marché régional.

Projets et politiques futures

Plusieurs projets structurants sont en cours, souvent en coopération avec des bailleurs internationaux. Le Kosovo développe des parcs solaires et éoliens avec l'appui de la KfW, de l'USAID et de la BERD. Un projet pilote de batteries (jusqu'à 170 MW) est prévu pour 2031, dans le cadre d'un programme soutenu par la Banque mondiale. Le pays a rejoint la bourse régionale ALPEX en partenariat avec l'Albanie, ce qui facilite l'intégration des EnR. Des efforts sont aussi en cours pour améliorer la gouvernance du réseau (KOSTT) et introduire des appels d'offres compétitifs pour les EnR. La mise en place d'un nouveau plan d'action national pour l'énergie durable est également prévue d'ici fin 2025.

Il est à noter que depuis le 1^{er} juin 2025, le Kosovo a fait un grand pas en avant sur la libéralisation du marché électrique : plus de 1 200 entreprises sont désormais tenues de choisir leur fournisseur sur le marché libre, tandis qu'un service universel à tarif réglementé reste accessible aux petits consommateurs. À noter enfin que le Kosovo disposerait **de gisements d'hydrogène naturel**, une ressource encore largement inexploitée mais qui suscite un intérêt croissant dans le cadre de la transition énergétique. L'entreprise française **45-8 ENERGY**, spécialisée dans l'exploration de gaz dits stratégiques, a déposé une demande de **permis exclusif de recherche** auprès des autorités kosovares en 2024, dans la région de **Banja Vuca**.

Contraintes structurelles

Les contraintes structurelles sont particulièrement marquées. Le parc thermique est vétuste et très émetteur, mais reste essentiel à la stabilité du système. Le réseau reste fragile et les pertes dépassent 20 % dans certaines régions. L'absence de gaz, de stockage et d'interconnexion européenne limitent en fortement la flexibilité. Le cadre réglementaire, est réformé mais avec des retards dans la mise en œuvre de certaines dispositions législatives. La dépendance aux financements internationaux est importante et rend les trajectoires de transition sensibles à l'évolution géopolitique. Enfin, **l'acceptabilité sociale de la fermeture des centrales thermiques est loin d'être acquise**, dans un contexte de précarité énergétique et de l'emploi persistante.

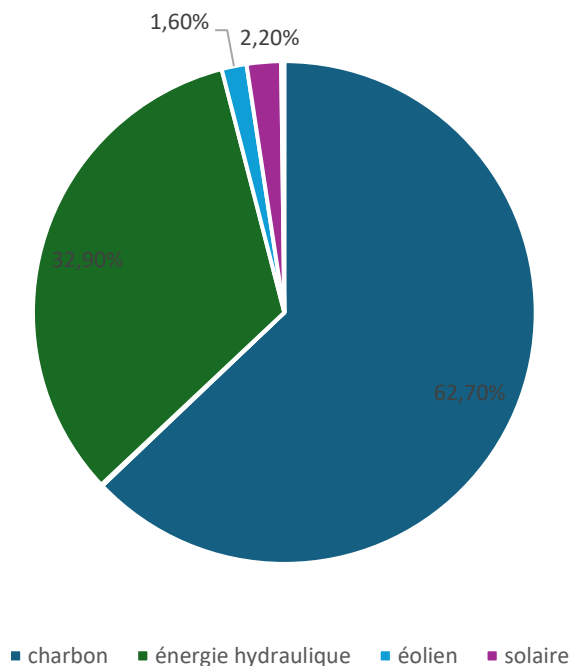
La Bosnie-Herzégovine

Mix énergétique fortement carboné

L'approvisionnement énergétique en Bosnie-Herzégovine se base sur une combinaison fortement carbonée. Près de 60 % de l'électricité nationale est générée par des centrales au charbon (lignite), qui sont distribuées entre les entités de la Fédération de Bosnie-Herzégovine (FBiH) et la République serbe de Bosnie (RS). Les principales centrales, telles que Tuzla, Gacko et Ugljevik, sont anciennes, peu efficaces et très émettrices de CO₂. Le reste du mix repose sur l'hydroélectricité (environ 35 %), principalement le long du fleuve Drina. La Bosnie-Herzégovine est l'un des rares pays des

Balkans à être exportateur net d'électricité, notamment grâce à ses centrales à charbon. Le pays ne dispose pas de réseau gazier intégré à l'échelle nationale, ni de capacités de stockage stratégique. Les interconnexions sont suffisantes mais anciennes, et les pertes réseau varient fortement selon les entités. L'intensité énergétique reste élevée, reflétant l'importance du charbon dans l'industrie lourde et le secteur du chauffage urbain. Pour les produits pétroliers, la Bosnie-Herzégovine est entièrement dépendante des importations. L'oléoduc JANAf en provenance de Croatie alimentait la raffinerie de Brod (RS), unique installation de raffinage du pays, mais celle-ci est à l'arrêt depuis 2018 suite à une explosion d'origine inconnue. Depuis, la quasi-totalité des produits pétroliers raffinés doit être importée.

Production d'électricité par source (2024)



Objectifs climatiques 2030 / 2050

La Bosnie-Herzégovine s'est engagée à aligner sa politique énergétique sur l'objectif européen de neutralité carbone à 2050, bien que cette trajectoire ne soit pas encore formellement inscrite dans une loi nationale. Le PNEC vise une augmentation progressive de la part des énergies renouvelables pour atteindre 43 % de la consommation finale brute d'énergie d'ici 2030, et environ 60 % à horizon 2050. Une réduction des émissions de gaz à effet de serre est attendue via une modernisation du secteur thermique et l'introduction de technologies plus sobres. Toutefois, les objectifs restent exprimés de manière agrégée, avec des déclinaisons variables entre la FBiH et la RS, ce qui complique leur pilotage.

La Bosnie-Herzégovine accuse un retard notable dans l'adoption des outils nécessaires à la mise en œuvre du MACF. Malgré l'intégration progressive des objectifs climatiques dans ses politiques énergétiques et l'adoption d'une législation MRV, le pays ne dispose pas encore d'un ETS fonctionnel ni d'une stratégie de tarification cohérente. La gouvernance énergétique fragmentée entre entités ralentit également les efforts. Dans ces conditions, **la Bosnie-Herzégovine ne pourra pas bénéficier d'une exemption MACF pour ses exportations d'électricité** ni éviter l'inflation du coût d'exportation de son énergie à base de charbon dans l'UE (Croatie notamment).

Scénarios de transition énergétique

Le PNEC présente trois scénarios d'évolution. Le scénario de référence maintient une dépendance forte au charbon jusqu'en 2040, avec peu de renouvellement de capacités. Un scénario intermédiaire prévoit la fermeture progressive des unités les plus anciennes (notamment Tuzla 3 et Kakanj) et le développement de nouveaux projets EnR. Le scénario le plus ambitieux, dit de décarbonation, **visé un mix à 60 % EnR en 2050**, avec la réduction progressive de la production thermique, l'introduction du gaz comme vecteur de transition, et le déploiement de projets solaires et hydroélectriques supplémentaires. Néanmoins, **aucune date de sortie officielle du charbon n'est fixée à ce jour.**

Projets et politiques futures

La Bosnie-Herzégovine a lancé plusieurs projets d'infrastructure, bien que leur gouvernance reste éclatée. Des investissements sont prévus dans la réhabilitation des réseaux de transport d'électricité, avec le soutien du WBIF et de la BERD. Deux interconnexions transfrontalières stratégiques sont en projet : Banja Luka – Lika (avec la Croatie) et Višegrad – Bajina Bašta (avec la Serbie), toutes deux en phase de pré-construction. Sur le plan des renouvelables, plusieurs projets hydroélectriques et solaires sont à l'étude dans la vallée de la Drina, mais peinent à obtenir les autorisations en raison de conflits d'usage et du manque de coordination institutionnelle.

Contraintes structurelles et points critiques

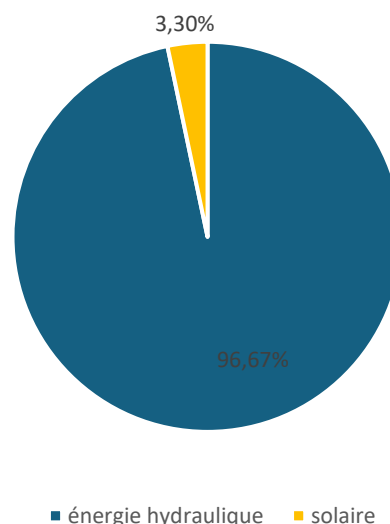
L'obstacle majeur à la transition énergétique est l'éparpillement institutionnel du pays. Chaque entité (FBiH, RS) possède ses propres compétences en termes d'énergie, ce qui complique la formulation d'une politique unifiée. Il convient également de noter les retards répétés dans la transposition de l'acquis européen, particulièrement en ce qui concerne les secteurs du marché de l'électricité, de l'appui aux énergies renouvelables et de la planification climatique. La dépendance au charbon reste forte, avec un grand nombre d'emplois et de revenus fiscaux liés aux exploitations minières et aux centrales. Le contexte d'investissement reste peu séduisant du fait d'une instabilité réglementaire et de retards administratifs. Finalement, la précarité énergétique affecte une vaste portion de la population, surtout dans les régions rurales ou post-industrielles.

L'Albanie

Mix énergétique durable

L'Albanie représente un cas unique dans la région avec une production électrique qui repose presque à 97 % sur l'hydro-électrique. Cette structure rend le système particulièrement sensible aux variations hydrologiques. En période de sécheresse, l'Albanie devient fortement importatrice d'électricité, avec des pointes atteignant 40 à 50 % de la consommation. Le pays ne dispose actuellement d'aucune centrale thermique fonctionnelle : la centrale de Vlora, conçue pour fonctionner au fioul, est à l'arrêt depuis sa construction. Il n'existe pas non plus de réseau gazier opérationnel. En conséquence, l'ensemble du pétrole est importé, alors que le pays possède l'un des plus grands gisements pétroliers terrestre d'Europe continentale : Patos-Marinja (650 000 tonnes de brut/an majoritairement exportées). Les pertes sur le réseau électrique restent élevées dans certaines régions rurales. La demande en électricité est en hausse constante, sous l'effet de l'électrification des usages, de l'urbanisation et du tourisme croissant.

Production d'électricité par source (2023)



Objectifs climatiques 2030 / 2050

L'Albanie a inscrit dans son PNEC l'objectif de maintenir un mix électrique 100 % renouvelable à horizon 2030, en diversifiant les sources pour réduire la dépendance à l'hydroélectricité. Elle prévoit le déploiement de 500 MW de solaire photovoltaïque et 300 MW d'éolien d'ici la fin de la décennie. Une politique nationale en matière d'efficacité énergétique a pour objectif de diminuer la consommation primaire de 15 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2008. L'Agenda Vert pour les Balkans affiche un objectif de neutralité climatique d'ici 2050, **bien qui n'est cependant pas encore inclus dans une législation nationale globale**. Le Plan National actualisé pour l'Energie et le Climat 2021-2030 reste en suspens. Aucun registre des émissions de CO₂ n'est en place. L'Albanie devait mettre pleinement en œuvre le paquet MRVA d'ici décembre 2025, ce qui ne sera pas fait, afin d'introduire la tarification du carbone et de s'aligner sur le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (ETS). Elle n'a pas encore adopté une stratégie bas carbone à long terme en matière de faibles émissions et n'est pas alignée sur l'acquis de l'UE en matière de gaz à effet de serre fluorés. Elle ne sera pas exemptée de la mise en œuvre du MACF en janvier 2026, mais cela n'aura pas de grand impact compte tenu de la faible intensité carbone de son économie.

Scénarios de transition énergétique

Le PNEC albanais modélise deux scénarios de transition. Le scénario de référence suppose une continuité des politiques actuelles avec une dépendance persistante à l'hydroélectricité, et des importations croissantes en cas de déficit de production. Le scénario avec mesures additionnelles introduit une diversification rapide grâce à l'installation de centrales solaires (notamment Karavasta – 140 MW) et d'éoliennes offshore ou en crête. À horizon 2050, l'Albanie envisage une quasi-autonomie grâce à l'installation de batteries, de pompes-turbinages et à une participation accrue au marché régional couplé. L'électrification des transports et du chauffage est également anticipée, avec une hausse projetée dans les scénari de 40 % de la consommation finale d'électricité à cet horizon.

Projets et politiques futures

Plusieurs projets structurants soutiennent la transition énergétique albanaise. Le parc solaire de Karavasta, premier projet attribué par enchère compétitive, marque un tournant vers un modèle plus transparent. Des appels d'offres sont en cours pour d'autres sites solaires et éoliens. L'interconnexion renforcée avec le Kosovo via la bourse régionale ALPEX permet d'exporter l'excédent hydroélectrique lors des périodes favorables. Le gouvernement prévoit également **la réactivation de la centrale** de Vlora (qui n'a jamais fonctionné) en cogénération gaz, en coopération avec la BERD. Un programme de rénovation énergétique est lancé dans le bâtiment public, avec le soutien de KfW et de l'Union européenne. Le 17 juin 2025, le Parlement albanais **a adopté la loi sur l'efficacité énergétique des bâtiments**, alignant ainsi le pays sur les dernières directives de l'UE en matière de climat et d'énergie. La loi établit une feuille de route pour réduire la consommation d'énergie des bâtiments publics et privés, avec pour objectif d'atteindre une consommation énergétique quasi nulle pour l'ensemble du parc immobilier d'ici 2050.

Contraintes structurelles

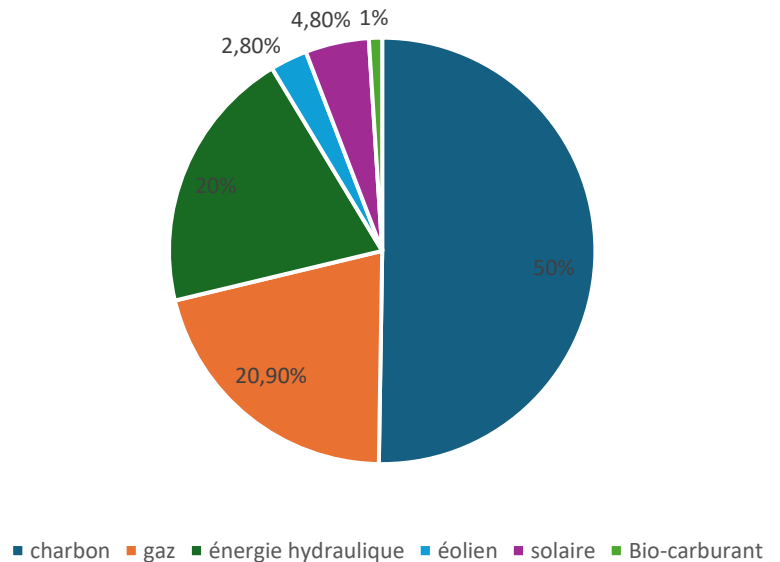
La dépendance à l'hydraulique est à la fois une force (faible empreinte carbone) et une faiblesse du fait de la sensibilité aux aléas climatiques avec des épisodes de sécheresses de plus en plus fréquents, obligeant le pays à avoir recours aux importations. La capacité de réserve étant quasiment inexistante, les risques de pénurie demeurent et l'absence de réseau gazier limite également la flexibilité du système. Sur le plan institutionnel, les procédures d'autorisation pour les projets EnR restent longues et complexes. Le cadre législatif est en cours d'alignement avec l'acquis, mais le processus est lent. Enfin, la précarité énergétique persiste particulièrement dans les zones rurales.

La Macédoine du Nord

Mix énergétique

La Macédoine du Nord est historiquement marquée par une forte dépendance au charbon. Le lignite, extrait localement dans les mines de Suvodol et Oslomej, a longtemps représenté la principale source de production électrique, assurée par les centrales de Bitola et Oslomej. Toutefois, l'importance relative du charbon diminue rapidement : en 2021, il représentait encore près de 50% de la production électrique, contre 70% dix ans plus tôt. Le reste du mix est constitué d'hydroélectricité (25–30%), d'un parc gazier marginal (Negotino, aujourd'hui hors service), et d'un socle croissant d'énergies renouvelables non hydroélectriques (éolien, solaire), qui représentait environ 10% du mix en 2022 selon MEMO (opérateur du marché). Le pays dépend à 100% des importations de pétrole et de gaz. Le gaz est acheminé via une seule interconnexion avec la Bulgarie, sans stockage souterrain. La vulnérabilité énergétique est accentuée par le vieillissement du parc thermique et une forte dépendance climatique de l'hydroélectricité. La consommation énergétique par habitant reste inférieure à la moyenne de l'UE, mais l'intensité énergétique demeure élevée, en raison d'un bâti ancien, de pertes réseau élevées ($\approx 15\%$) et d'une industrie encore peu décarbonée.

Production d'électricité par source (2024)



Objectifs climatiques 2030 / 2050

Sur le papier, la Macédoine du Nord faisait partie des pays les plus engagés de la région en matière de transition climatique avec la **présentation de son plan de sortie de charbon lors de la COP-25** mais il ne se concrétise pas réellement depuis. Dans son Plan National Énergie-Climat (PNEC), elle s'est fixée un objectif ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 82% d'ici 2030 par rapport à 1990, dans un scénario aligné sur le Green Deal. En matière de production électrique, le pays vise une part de 66% d'énergies renouvelables en 2030, dont 44% issues de sources non hydrauliques (solaire et éolien principalement).

À l'horizon 2050, l'objectif affiché est celui de la **neutralité carbone complète**, avec une électrification massive des usages (mobilité, chauffage), la fin de la production thermique fossile, et le recours renforcé au stockage et aux réseaux intelligents. Cette ambition repose sur une double trajectoire : d'une part, une croissance forte des capacités renouvelables (+1000 MW de solaire prévus), d'autre part, l'arrêt définitif des centrales à charbon d'ici 2027–2030.

La Macédoine du Nord a reconnu dans son PNEC l'importance d'un alignement sur le SEQUE-UE, mais les instruments concrets (système MRV, registre des quotas, tarification carbone) ne sont pas encore pleinement opérationnels. Le pays a toutefois entamé un processus de planification technique avec l'appui de partenaires internationaux. Malgré cette dynamique, la mise en place complète du cadre nécessaire au MACF ne sera pas achevée dans les délais requis, ce qui compromet une exemption pour les exportations d'électricité.

Scénarios de transition énergétique

Le PNEC présente trois possibilités : un scénario de référence qui prolonge les politiques actuelles sans rupture technologique majeure en maintenant la production à base de charbon au-delà de 2035 et en reportant les grands investissements EnR, un scénario qui suppose des investissements significatifs dans les EnR et les réseaux, avec arrêt du charbon en 2030, tout en renforçant l'efficacité énergétique et la flexibilité via des capacités de stockage, et enfin un scénario dit « de transition profonde », présenté comme aligné sur les engagements de neutralité à 2050. Ce dernier scénario inclut la fermeture dès 2027, ce qui est irréaliste, des centrales de Bitola et Oslomej, remplacées par des centrales au gaz ou à l'hydrogène vert (projet GAMA qui n'avancent pas concrètement), un déploiement de 1,5 GW de solaire et 600 MW d'éolien, et l'intégration complète au marché régional d'ici 2030. Ces trajectoires prennent également en compte la croissance de la demande liée à l'électrification des usages, notamment dans les transports, et supposent un doublement des capacités de production d'ici 2050.

Projets et politiques futures

La stratégie de transition repose sur plusieurs projets phares, soutenus par des partenaires internationaux. En tête, figure la conversion des centrales de Bitola et Negotino en unités à gaz ou à hydrogène, portée par l'opérateur public ESM, avec un financement prévisionnel de 676 M\$ mobilisé via la BERD, la BEI et l'ACT Investment Platform. Le développement du solaire constitue également un pilier central de cette stratégie, avec plus de 400 MW attribués dans le cadre d'appels d'offres récents, notamment à Štip (projet porté par Akuo Energy) et à Sveti Nikole, en partenariat avec des investisseurs autrichiens et suisses. L'interconnexion Bitola – Elbasan (400 kV), financée par la BERD et le WBIF, constitue un maillon stratégique de l'intégration au marché régional. La Macédoine du Nord est d'ailleurs le premier pays de la région à avoir lancé un marché spot de l'électricité (via MEMO le Macedonian Electricity Market Operator) et à avoir entamé le couplage avec la bourse bulgare. Des projets pilotes de stockage par batteries et de réseaux intelligents sont également en cours avec le soutien de la GIZ et de l'Union européenne. Un projet d'assistance technique mené par l'AFD en partenariat avec EDF Hydro est en cours de préparation pour appuyer l'optimisation du parc hydroélectrique d'ESM. **Ce projet devrait ouvrir des perspectives d'investissement avec une forte valorisation de l'expertise française.**

Contraintes structurelles et points critiques

Malgré cette dynamique, de nombreuses contraintes freinent la transition. D'une part, le réseau de distribution souffre de pertes techniques importantes (près de 15 %), liées à la vétusté du réseau et aux manques d'investissements historiques. D'autre part, la

dépendance à l'hydraulique expose le pays aux aléas climatiques : les sécheresses de 2022 ont conduit à un recours massif aux importations, et à des prix élevés. La faible disponibilité foncière pour les projets solaires, la lenteur des procédures administratives, et la difficulté à mobiliser les financements privés restent des obstacles majeurs. Par ailleurs, le marché de l'électricité, bien que techniquement avancé, demeure étroit et vulnérable aux fluctuations régionales.

Conclusions

La transition énergétique dans les Balkans occidentaux s'impose aujourd'hui comme un chantier complexe mais potentiellement structurant, à la fois pour la stabilité régionale, la sécurité énergétique et l'ancrage des pays concernés dans les acquis européens. Elle nécessite des moyens considérables, bien au-delà des seules capacités budgétaires nationales. Dans ce contexte, la Communauté de l'énergie a pris acte qu'aucun pays des BO ne respectera les conditions d'une exemption du MACF au 1er janvier 2026. Il convient de poursuivre les efforts pour qu'une exemption ultérieure soit rendue possible. Au 1er janvier 2026, les pays des BO commenceront à payer une taxe carbone à hauteur de 2,5% du montant de la taxe carbone UE (actuellement de 77 €/tonne de CO₂) soit 1,92 €/T en 2026, puis 5% en 2027, soit 3,85 €, et ainsi de suite avec une progression annuelle atteignant 10% en 2028, 22% en 2029, 48,5% en 2030 jusqu'à 100% du montant en 2034, année de fin de l'exemption. La mise en place d'une taxe carbone dans chacun des pays représente est une opportunité de recettes supplémentaires à allouer à la décarbonation de l'industrie lourde, dans la mesure où l'Union européenne rappelle que le produit des taxes carbones demeurera dans les pays s'ils sont réalloués à la décarbonisation.

En matière de financements, le Plan de croissance pour les Balkans occidentaux, présenté par la Commission européenne en 2024, devrait constituer une opportunité pour ces pays. Il mobilise, à travers les fonds IPA III et le Plan de croissance pour les Balkans occidentaux doté de 6 Mds d'euros, des enveloppes ciblées pour les projets verts, la connectivité régionale et l'alignement sur l'acquis communautaire. S'y ajoutent les outils financiers de l'Union européenne via le CIBO, l'appui de la BERD, de la BEI ou encore les dispositifs bilatéraux comme l'AFD, qui interviennent déjà sur plusieurs projets stratégiques, y compris dans les infrastructures électriques avec l'appui de RTE.

Pour la France, ces financements offrent un cadre opérationnel dans lequel les entreprises peuvent s'insérer, à condition de bien articuler leur offre avec les priorités locales. Le rôle du CIBO est ici essentiel pour mettre en cohérence l'action des services de l'État, des agences de développement et des opérateurs économiques. Des entreprises françaises sont déjà positionnées sur certains marchés (énergies renouvelables, réseaux, valorisation des déchets) mais le potentiel est nettement plus large. Il importe de structurer une approche fondée sur des partenariats locaux solides sur les volets administratif et réglementaire, une bonne maîtrise des mécanismes des financement européens, et une offre technique crédible tout en identifiant les projets d'envergure où l'expertise française pourrait particulièrement se démarquer et jouer un rôle moteur dans le développement de la région.

Copyright

Tous droits de reproduction réservés, sauf autorisation expresse du
Chef du Service Economique Régional.

Clause de non-responsabilité

Le Service Économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication.

La direction générale du Trésor est présente dans plus de 100 pays à travers ses Services économiques.
Pour en savoir plus sur ses missions et ses implantations :
www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-international

Responsable de la publication : Pierre GRANDJOUAN, Chef du SER des Balkans occidentaux
Rédacteurs : Fabrice PAYA, Benjamin Hemerick

Abonnez-vous : [Cliquez ici](#)