



Juillet 2023

L'énergie dans les Balkans occidentaux.

Sommaire

Un défi régional	1
Le secteur énergétique des Balkans occidentaux sera difficile à réformer	1
Des facteurs poussent à une accélération de la transition	4
Le potentiel de développement des ENR reste difficile à mobiliser.	5
Albanie	10
Bosnie-Herzégovine	11
Kosovo	12
Macédoine du Nord	13
Monténégro	14
Serbie	15

La transformation du mix énergétique des Balkans occidentaux est un enjeu essentiel pour la région, qui doit à la fois prendre sa part dans les efforts collectifs contre le réchauffement climatique et assurer la sécurité et la qualité de la ressource sans faire peser une charge excessive sur les budgets ou les ménages. Le défi n'est pas nouveau, mais l'augmentation des prix de l'énergie de la période récente et la guerre déclenchée par la Russie en Ukraine a compliqué l'équation. Paradoxalement, ces nouvelles tensions ont probablement également donné les impulsions nécessaires pour avancer plus vite.

La région et l'UE ne sont pas restées inactives au cours des dernières années. La Communauté de l'énergie a réalisé un travail de fond utile pour inciter tous les pays membres à clarifier leurs objectifs et organiser les investissements nécessaires, notamment ceux qui permettront une plus grande intégration régionale des réseaux en renforçant les infrastructures de transport et en facilitant les mécanismes d'échange.

Mais beaucoup reste à faire. La part du solaire et de l'éolien reste encore faible. Comme ailleurs, l'intégration d'une production irrégulière est une difficulté, probablement accentuée dans les Balkans par l'existence des compagnies d'électricité des 6 pays. Elles ont chacune leurs modes de fonctionnement et des projets de transformation qui répondent à des priorités politiques différentes d'un pays à l'autre. La mobilisation des investissements dépend également des méthodes et des priorités variables selon les gouvernements. Les pays qui ont encore des centrales thermiques – et des ressources en charbon – importantes, auront plus de difficultés à organiser ces évolutions. L'Albanie, dont l'électricité est aujourd'hui essentiellement hydraulique, et qui semble en mesure de valider plus rapidement de nouveaux projets de centrales solaires (y compris plusieurs projets d'entreprises françaises) pourrait prendre un temps d'avance, avec peut-être le Monténégro.

Raison de plus pour adopter une approche ambitieuse à l'échelle de la région : la Commission Européenne a réorienté une partie des budgets disponibles vers la transition énergétique. Le secteur privé est mobilisé – ou en tout cas attentif aux opportunités. Le processus de Berlin a joué un rôle constructif, on peut espérer qu'il saura donner de nouvelles impulsions dans les mois qui viennent.

Un défi régional

Les pays des Balkans occidentaux ont des capacités de production électrique significatives mais le mix est aujourd'hui très carboné dans une partie de la région et la capacité d'intégration des renouvelables est contrastée. La guerre en Ukraine et l'augmentation des prix de l'énergie constituent une incitation aux réformes, qui s'ajoute au dialogue avec l'UE et les bailleurs, et aux travaux réalisés dans le cadre de la Communauté de l'énergie. Pour autant de nombreuses réformes et engagements restent à prendre afin de s'aligner sur l'acquis de l'UE et d'accélérer les projets ENR.

Le secteur énergétique des Balkans occidentaux sera difficile à réformer.

Les ressources en énergie des pays des BO sont relativement importantes. Pour une partie de la région le mix est très carboné et les réformes prennent du temps à se mettre en place.

1.1. Les pays de la région ont des **capacités installées significatives.**

Le taux de dépendance énergétique est moins élevé que celui de l'UE dans son ensemble (32,6 % et 57,5 % respectivement, tableau 1).

Taux de dépendance énergétique*	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Macédoine du Nord	52,4 %	58,8 %	56,2 %	58,4 %	58,1 %	63,3 %	68,0 %
Albanie	12,6 %	20,1 %	38,1 %	21,0 %	31,5 %	35,9 %	23,8 %
Serbie	27,7 %	29,7 %	33,8 %	34,6 %	35,6 %	29,8 %	34,8 %
Kosovo	27,6 %	23,6 %	30,0 %	29,3 %	30,5 %	29,5 %	32,6 %
Monténégro	30,1 %	34,6 %	40,5 %	31,1 %	32,9 %	27,4 %	31,1 %
Bosnie-Herzégovine	33,7 %	31,5 %	34,0 %	24,3 %	27,4 %	25,4 %	27,2 %

*Le taux moyen de dépendance énergétique de l'ensemble de la région des Balkans occidentaux était de 32,6 % en 2020 (contre 57,5% dans l'UE la même année).

Source : Eurostat

La part du gaz est limitée (9,3% dans le mix énergétique des BO en 2021), même si la dépendance à la Russie et Gazprom est plus marquée pour la Serbie et la Macédoine du Nord (MdN).

Part du gaz dans le mix énergétique**	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Serbie	11,9 %	12,4 %	13,6 %	13,9 %	13 %	12,5 %	14,8 %
Bosnie-Herzégovine	2,9 %	2,7 %	2,9 %	2,7 %	2,6 %	2,4 %	2,8 %
Macédoine du Nord	4,2 %	6,5 %	8,3 %	8,1 %	8,6 %	10,8 %	13,3 %
Albanie	1,2 %	1,5 %	1,6 %	1,4 %	2,5 %	1,9 %	1,9 %
Kosovo	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Monténégro	0,0 %	0,00%	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Balkans occidentaux	7,1 %	7,5 %	8,3 %	8,2 %	7,9 %	7,9 %	9,3 %

**Une tendance à la baisse de la part du gaz dans le mix énergétique en Albanie et Bosnie-Herzégovine et à la hausse en Macédoine du Nord peuvent être observées. Le Kosovo et le Monténégro ne consomment pas de gaz.

Source : Eurostat

1.2. Le mix est très carboné.

En 2021, 55 % de l'électricité produite provenait du charbon, contre 14,4 % en moyenne UE.

Part du charbon dans le mix électrique***	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kosovo	97,5%	95,6%	96,7%	94,7%	94,8%	94,3%	93,6%
Bosnie-Herzégovine	65,7%	67,7%	75,1%	64,9%	62,7%	70,6%	60,9%
Serbie	71,3%	69,6%	71,9%	67,4%	68,4%	69,7%	62,2%
Macédoine du Nord	58,4%	51,4%	60,5%	50,8%	59,8%	49,3%	39,7%
Monténégro	50,3%	41,3%	54,9%	40,8%	43,8%	47,8%	38,2%
Albanie	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Balkans occidentaux	64,8%	61,9%	68,7%	59,2%	62,8%	64,9%	54,9%

***L'Albanie n'a pas recours au charbon dans sa production d'énergie électrique (essentiellement hydraulique).

Source : Eurostat

En 2021, l'éolien et le solaire ne représentaient pour l'ensemble de la région que moins d'1GW de capacité installée. Les facteurs de fragilités sont nombreux : les **pertes sur les réseaux de distribution** (12,7 % en moyenne dans la région, contre 7 % dans l'UE 27) sont importantes et **l'intensité énergétique** bien plus élevée que la moyenne de l'UE (0,28 contre 0,10 toe/milliers d'Euro de PIB). Les systèmes de production sont vétustes et peu efficaces, la plupart des centrales thermiques ayant atteint leur durée d'amortissement. La **gestion** des systèmes de production, distribution et transmission électrique est majoritairement **publique**¹, et **couteuse pour les Etats**.

Intensité énergétique l'économie (toe/1000 euros de PIB)	2020
Kosovo	0,35
Bosnie-Herzégovine	0,35
Serbie	0,37
Macédoine du Nord	0,25
Monténégro	0,21
Albanie	0,17
Balkans occidentaux	0,28
UE (27)	0,10

Source : Eurostat

Taux de pertes sur les réseaux	2020
Kosovo	12,5 %
Bosnie-Herzégovine	12,0 %
Serbie	13,0 %
Macédoine du Nord	13,4 %
Monténégro	12,4 %
Albanie	12,8 %
Moyenne Balkans occidentaux	12,7 %
Moyenne UE (27)	7,0 %

Source : Eurostat

1.3. Les besoins et contraintes de transition énergétique ne sont pas les mêmes pour tous les pays de la région.

L'Albanie, et le Monténégro, grâce à la production hydroélectrique existante, peuvent concentrer leurs efforts sur le développement de nouvelles capacités solaires et éoliennes et présentent un potentiel d'exportation d'énergie décarbonée vers la région. En revanche, **la Serbie, le Kosovo, la Bosnie-Herzégovine (B-H) et la MdN** dépendent de systèmes de production thermiques vétustes, exposés à la baisse des ressources en lignite. La fermeture de ces unités, si elle ne se conjugue pas avec une forte accélération des projets ENR, risquerait d'entraîner une hausse importante des importations d'énergie. La sortie du charbon requiert en outre d'importants efforts de reconversion des sites et emplois miniers².

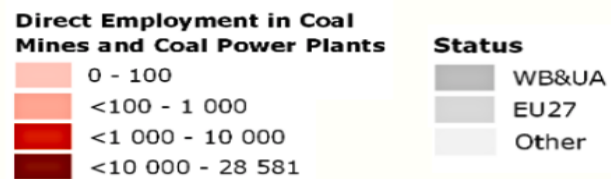
¹ Quelques exceptions : la Macédoine du Nord a privatisé l'entreprise de distribution d'électricité.

² L'emploi minier représente en effet une part non négligeable de l'emploi total : 1,4% au Kosovo et 1,3% en B-H notamment ; contre 0,7% en Pologne, pays de l'UE où ce secteur est le plus important.

Réserves en charbon (Mds de tonnes)	
Kosovo	12,5
Bosnie-Herzégovine	5,6
Serbie	4
Macédoine du Nord	0,365
Monténégro	0,156
Albanie	-
Balkans occidentaux	22,6



Direct Employment in Coal Mines and Coal Power Plants in Western Balkans in 2018



Source : Commission européenne, Joint Research Center (2021)

Des facteurs poussent à une accélération de la transition.

La nature du mix énergétique est restée stable sur les dernières années (part du charbon quasi-stable, part des renouvelables faibles) mais la hausse des prix de l'énergie a conduit à une accélération des réformes et des projets. De manière plus structurelle, les travaux de la Communauté de l'énergie et la reprise de l'acquis faciliteront les évolutions.

2.1. Les effets de la crise ont conduit les pays et les bailleurs à faire des efforts supplémentaires.

En Serbie, les coûts d'importation de l'énergie (4,3 Mds€ en septembre 2022, deux fois le montant de septembre 2021) conjugués aux problèmes structurels de l'entreprise publique de production d'électricité (EPS) ont forcé **l'impulsion politique pour de nouvelles réformes** (augmentation des prix de l'électricité, transformation d'EPS en société par actions³, dans le cadre du programme SBA de 2,4Mds€ signé avec le FMI en décembre 2022). Les **financements ont été augmentés**. Les montants du PEI 2021-2027⁴ ont été réorientés pour dégager des moyens supplémentaires pour le secteur énergétique : 500M€ sous formes d'aides budgétaires (redirection de fonds IPA) et 500M€ de subventions d'investissement CIBO. Ces financements ne sont disponibles que pour le renouvelable et l'efficacité énergétique. Dès lors les besoins de financements nécessaires pour remettre à niveau les mines et les centrales thermiques sont considérables, mais difficiles à mobiliser, accentuant la pression vers la transition. **Le gaz**, énergie de transition, garde une place significative qui reste majoritairement dépendante des importations russes. Pour autant, **les interconnexions gazières sont remontées dans l'ordre des priorités** (cf. Annexe, carte 2).

La Macédoine du Nord a entamé une transition vers le gaz, dont l'horizon est à plusieurs années. La préparation du dégroupage des secteurs gaziers nationaux permettrait à la région de s'aligner sur les règles européennes tout en renforçant les incitations à la diversification.

³ Un conseil de supervision sera en charge des décisions stratégiques, en particulier de la nomination du PDG. Trois personnalités norvégiennes pourraient le rejoindre.

⁴ Plan Economique et d'Investissement pour les Balkans occidentaux.

2.2. La Communauté de l'énergie et les négociations d'adhésion renforcent le cadre régional.

Lors des sommets de Vienne et de Paris en 2015 et 2016, les six pays des Balkans occidentaux s'étaient engagés à entreprendre les réformes internes nécessaires et à coopérer en vue d'un **marché régional de l'électricité intégré**. La Communauté de l'énergie a permis la mise en place de marchés et d'interconnexions qui faciliteront la réalisation des nouveaux projets portés par le secteur privé pour la production d'ENR, qui peuvent plus facilement trouver des débouchés de marché régionaux. Les bourses de l'énergie se développent et la déréglementation des prix d'équilibrage pour les échanges transfrontaliers progresse. Les investissements dans les **réseaux de transport régionaux** (corridor électrique Trans-balkanique – Annexe, carte 3) progressent également.

Avec un objectif affiché d'intégration du marché de l'énergie des BO avec celui de l'UE, dans une perspective de sécurité et stabilité du réseau européen, la Communauté de l'énergie est également une incitation à la reprise en droit interne des **engagements européens et internationaux** (Agenda vert pour les Balkans occidentaux, Accords de Paris, Paquets énergie de l'UE).

Même si son impact reste difficile à mesurer la **mise en place du MACF⁵** à horizon 2030, est également une contrainte que les pays de la région doivent intégrer dans leurs stratégies à moyen terme⁶. Au-delà de l'impact économique direct de la mesure, elle pose un problème d'attractivité dans une région où les faibles coûts de l'énergie sont un des arguments pour les implantations industrielles d'entreprises étrangères.

Le potentiel de développement des ENR reste difficile à mobiliser.

Malgré un **fort potentiel identifié** dans les ENR (solaire et éolien, essentiellement, mais aussi géothermie), leur part reste très limitée. En 2021, 344MW de capacités supplémentaires dans les ENR ont été mises en fonction (dont 9MW pour la Serbie). L'UE (CIBO) vise à financer des capacités installées supplémentaires de 2,33 GW d'ici 2031 dans la région (via des projets portés par les entreprises publiques), qui pourraient augmenter compte tenu des nouvelles enveloppes, mais ne répondraient quoi qu'il en soit qu'à une petite partie des besoins.

La rentabilité des projets devrait faciliter les investissements privés et les projets se multiplient dans chacun des pays. Mais leur mise en œuvre reste laborieuse pour deux raisons principales: **L'intégration d'énergies intermittentes dans des réseaux électriques rigides, en flux tendus** et disposant de très faibles capacités de stockage est une difficulté que les entreprises publiques de transport d'électricité peinent à intégrer, faute d'avoir les capacités techniques et financières. En Serbie, la loi est en voie d'être amendée, pour transférer la responsabilité de l'équilibrage aux producteurs qui devront prévoir une capacité de stockage en proportion des capacités installées. Les critères d'attribution des droits de raccordement au réseau doivent également être affinés. **En outre, les conditions de réalisation des projets dans le renouvelable ne sont pas bien établies**: les stratégies nationales alternent entre partenariats stratégiques avec octroi de terrains et enchères publiques.

⁵ Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières de l'UE.

⁶ La Banque mondiale estime que l'impact macroéconomique du MACF d'ici 2035 sur les Balkans occidentaux devrait rester faible (de -0,2 % pour la Serbie à -3,7 % pour la Bosnie-Herzégovine), grâce à une adaptation rapide des pays en réaffectant leurs capacités de production à d'autres produits, moins intensifs en carbone.

	Capacités renouvelables installées (MW), 2021	Capacités installées totales (MW), 2021	Part du renouvelable dans la capacité installée nationale (hors hydro), 2021	Part du renouvelable dans la capacité installée nationale (avec hydro), 2021	Production électrique totale (GWh), 2021	Part du renouvelable dans la production électrique totale (avec hydro) (%), 2021
Serbie	Hydro ^[1] : 3078	7752,46	5,7 %	45 %	38235,5	31,3 %
	Eolien : 398					
	Autres ENR ^[2] : 48					
Bosnie-Herzégovine	Hydro : 2257	4516	4,3 %	54 %	18 536	36,7 %
	Eolien : 135					
	Autres ENR : 59					
Albanie	Hydro : 2484	2628	0,87 %	95,4 %	8962,7	99 %
	Solaire : 23					
Monténégro	Hydro : 705	1042,25	11,6 %	79 %	3776,8	53,2 %
	Eolien : 118					
	Solaire : 3					
Macédoine du Nord	Hydro : 706	2064,9	4,35 %	38,5 %	5505,9	26,4 %
	Solaire : 45					
	Eolien : 37					
	Autres ENR ^[3] : 8					
Kosovo	Hydro : 128	1 568	9,37 %	17,5 %	6891,9	4,3%
	Eolien : 137					
	Solaire : 10					
Total Balkans occidentaux	Total (avec hydro) : 10 378 Total (sans hydro) : 1021	19 571,6	5,2 %	53 %	81908,8	38,4%

Sources : Eurostat, Energy Community

^[1] Grandes centrales hydroélectriques, petites centrales hydroélectriques <10 MW, pompage-turbinage.

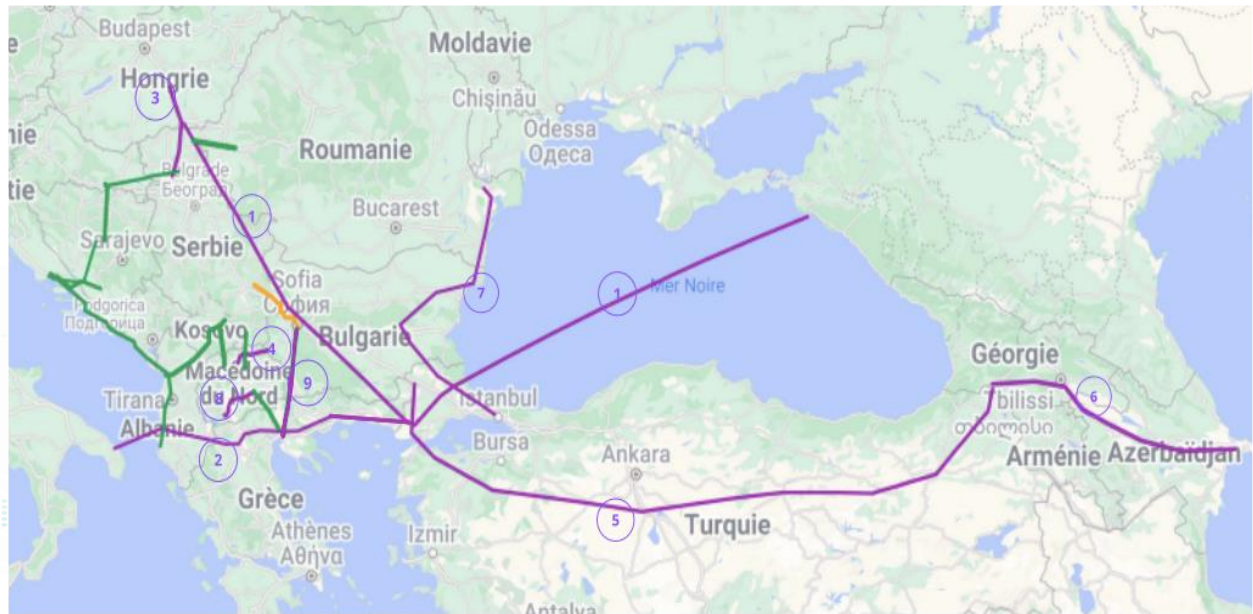
^[2] Solaire, Biogaz, Biomasse.

^[3] Biomasse, biogaz

Annexes

Carte 1 : Cartes des principales interconnexions gazières opérationnelles, en construction et en projet.

- Principaux gazoducs opérationnels
 - Gazoduc(s) en construction
 - Principaux projets d'interconnexions gazières
- ① **Gazoducs TurkStream**
(Russie, Turquie, Bulgarie, Serbie, Hongrie)
 - ② **Gazoduc Transadriatique (TAP)**
(Turquie, Grèce, Albanie, Italie)
 - ③ **Gazoduc Serbie-Hongrie**
(Serbie, Hongrie)
 - ④ **Gazoduc Skopje-Kriva Palanka**
(Macédoine du Nord, Bulgarie)
 - ⑤ **Gazoduc Transanatolien (TANAP)**
(Turquie)
 - ⑥ **Gazoduc du Caucase du Sud (SCPX)**
(Azerbaïdjan, Géorgie)
 - ⑦ **Gazoduc Trans-Balkans**
(Turquie, Bulgarie, Roumanie)
 - ⑧ **Gazoduc Negotino-Bitola**
(Macédoine du Nord)
 - ⑨ **Gazoduc Sofia-Thessalonique**
(Grèce, Bulgarie)

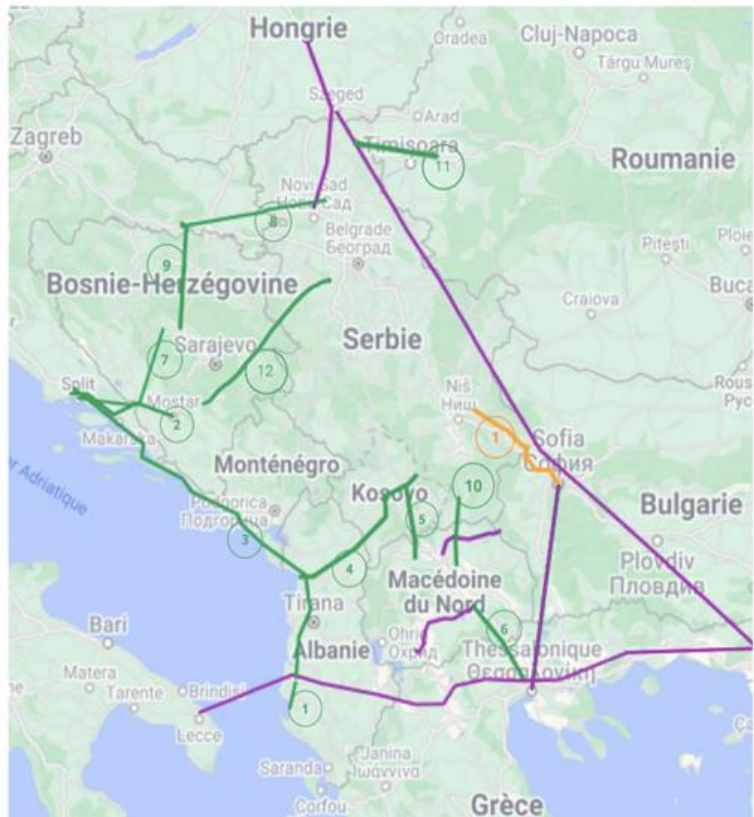


Sources : PCI Transparency Platform (European Commission) / Global Energy Monitor / Energy Community

Carte 2 : Cartes des principales interconnexions gazières opérationnelles, en construction et en projet

- Principaux gazoducs opérationnels
- Gazoduc(s) en construction
- Principaux projets d'interconnexions gazières

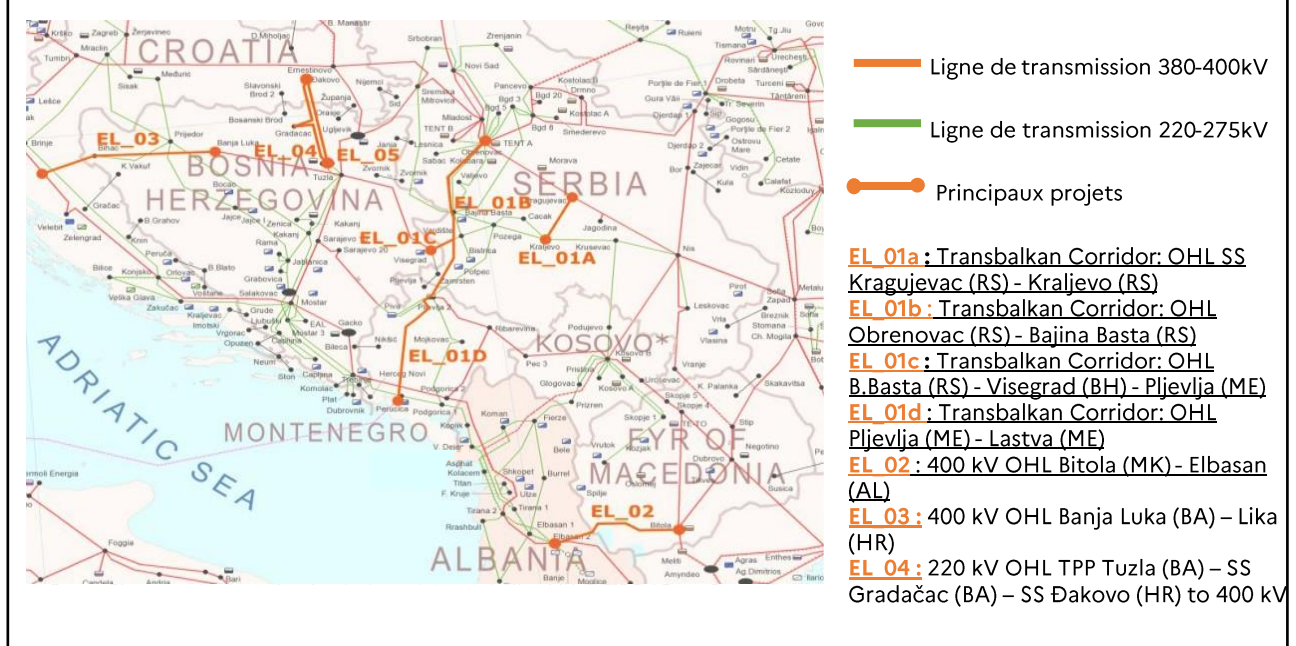
- ① **Gazoduc Fier - Vlora**
(Albanie)
- ② **Gazoduc d'interconnexion sud entre la Bosnie-Herzégovine et la Croatie**
(Bosnie, Croatie)
- ③ **Gazoduc Ionien-Adriatique**
(Albanie, Monténégro, Croatie)
- ④ **Gazoduc Albanie-Kosovo**
(Albanie, Kosovo)
- ⑤ **Gazoduc Kosovo-Macédoine du Nord**
(Kosovo, Macédoine du Nord)
- ⑥ **Gazoduc Interconnecteur Macédoine du Nord -Grèce**
- ⑦ **Pipeline d'interconnexion Bosnie-Herzégovine - Croatie (Sud)**
(Bosnie-Herzégovine, Croatie)
- ⑧ **Interconnexion gazière Serbie - Croatie**
(Serbie, Croatie)
- ⑨ **Pipeline d'interconnexion Bosnie-Herzégovine - Croatie (Nord)**
(Bosnie-Herzégovine, Croatie)
- ⑩ **Interconnexion gazière Serbie-Macédoine du Nord**
(Serbie, Macédoine du Nord)
- ⑪ **Interconnexion gazière Serbie-Roumanie**
(Serbie, Roumanie)
- ⑫ **Gazoduc Batajnica-Sarajevo**
(Serbie, Bosnie)
- ① **Gazoduc d'interconnexion Bulgarie-Serbie**
(Serbie, Bulgarie)



- Gazoduc entre la Serbie et la Bulgarie concurrent au Balkan Stream, bien que de moindre capacité (2 Md m³/an, contre 10 Md m³/an pour le Balkan Stream)
- Approvisionnement diversifié en MdN depuis l'achèvement de l'interconnexion Bulgarie-Grèce et d'un accord avec la Bulgarie fin 2022 : du gaz en provenance d'Azerbaïdjan devrait être fourni pour 200 millions de m³ supplémentaires par an. Mais Gazprom conserve un quota d'approvisionnement de 800 millions de m³ par an¹.
- Autres projets en préparation mais plus lointains : gazoduc MdN - Grèce, afin de raccorder la MdN au port LNG d'Aleksandropolis et gazoduc MdN-Serbie, moins concret à ce stade.

Sources : PCI Transparency Platform (European Commission) / Global Energy Monitor / Energy Community

Carte 3 : Interconnexions électriques et principaux projets en cours

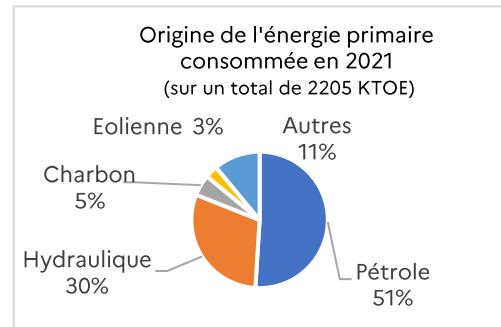


Source: Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSOE)/ Communauté de l'énergie

Albanie

Le mix électrique dominé par l'hydraulique.

La consommation primaire d'énergie en Albanie repose essentiellement sur les combustibles fossiles, principalement le pétrole brut, dont la part a oscillé entre 46 % et 68 % au cours des cinq dernières années. L'Albanie est exportatrice nette de pétrole brut, qui représente environ 20% de ses exportations. La société pétrolière publique AlbPetrol estime que les réserves nationales de pétrole récupérables sont d'environ 120 M de barils⁷. Bien que l'Albanie soit **le plus grand producteur et exportateur de pétrole d'Europe du Sud-Est**, la plupart du pétrole extrait



en Albanie est exporté sous forme de pétrole brut non raffiné et le pays importe la totalité de ses produits pétroliers raffinés. **L'hydroélectricité** est la deuxième source, avec une part allant de 20% à près de 40 %, selon la pluviométrie annuelle, mais la principale dans la production électrique nationale (95,3%). Le pays a augmenté progressivement sa capacité de production nationale d'électricité de 1 455 MW en 2007 à 2 204 MW en 2018 pour atteindre 2605 MW en 2021. Ainsi, en 2021 la production a atteint 8 963 GWh (contre 5 313 GWh en 2020, une augmentation de +68,7 %), réalisée par des centrales hydroélectriques publiques (59,6 %), privées (39,9 %) et quelques petits producteurs privés à partir du photovoltaïque (0,5 %). Elle est essentiellement produite par **de grandes centrales hydroélectriques** (1 904 MW), tandis que la production des petites installations s'élève à 192 MW. La rivière Drin au nord du pays héberge trois des plus grandes centrales hydroélectriques : Fierzë (500 MW), Komani (600 MW) et Vau I Dejës (250 MW), opérées par KESH, l'opérateur historique d'électricité, opérateur des centrales thermiques et hydroélectriques

Une dépendance énergétique plus variable que le reste de la région.

Le taux de dépendance énergétique a varié sur les dernières années, en raison des fluctuations de demandes de carburants et des sécheresses. Noter que la mise en fonction de nouvelles capacités (5 petites centrales hydroélectriques) conjuguée à une pluviométrie très positive en 2021, ont permis à l'Albanie de dégager un solde positif de 548 GWh dans les échanges transfrontaliers d'électricité cette année-là (contre -921 GW en 2022 et -2,276 GWh en 2020). Le **gaz est quasi-absent** du mix-énergétique (0,40% en 2020) et sa part diminue : la production nationale est passée de 1 Md m3 en 1982 à 0,01 Md m3 ces dernières années. Le pays pourrait être raccordé au gazoduc transadriatique (TAP) via le point de Vlorë-Fieri, mais à ce stade le passage sur son territoire ne modifie par la donne, puisque le projet de reconversion de la centrale au charbon de Porto Romano (98MW) en centrale à cycle combiné est à l'arrêt, cette centrale n'ayant jamais été mise en service depuis sa construction en 2011. La BERD a néanmoins accordé deux prêts pour la phase prépara-toire des interconnexions (292M€ pour le raccordement de l'Albanie et du Monténégro au gazoduc IAP et 201,7M€ pour le raccordement de l'Albanie au gazoduc TAP).

Plusieurs projets devraient réduire l'impact carbone de la production d'énergie.

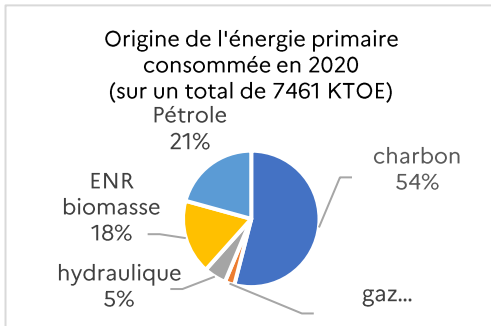
L'Albanie a soumis au Secrétariat de la Communauté de l'énergie son Plan national pour l'énergie et le climat 2020-2030 (**PNEC**) en décembre 2021. **Volta** a signé un contrat en juillet 2020 pour le **parc photovoltaïque** de Karavasta (140 MW ; plus de 100M€) et a aussi remporté en mars un appel d'offres pour une centrale photovoltaïque de 100 MW dans la région de Durres. **L'AFD** a accordé un prêt de politique publique destiné à la réforme du secteur de l'énergie (50 M€), portant spécifiquement sur le secteur de l'électricité, visant à améliorer la soutenabilité financière des opérateurs du secteur, mettre en place un marché de l'électricité et entamer un processus progressif de dérèglementation des tarifs et la diversification du mix électrique via le développement des énergies renouvelables. Les Etats-Unis sont présents avec plusieurs projets dans ce secteur. En juillet 2021, la KESH et Bechtel ont signé un accord pour lancer les travaux de la **centrale hydraulique** de 210 MW de Skavica sur la rivière Drin. Par ailleurs, l'Albanie a signé, en mars 2021, un protocole avec la société américaine de GNL, ExxonMobil, pour une étude de faisabilité sur le développement d'un terminal d'importation de **GNL**, la conversion et/ou l'extension de la centrale thermique existante de Vlora et le lancement d'une activité de distribution de GNL.

⁷ Patos-Marinza est l'un des plus grands champs pétrolifères d'Europe continentale.

Bosnie-Herzégovine

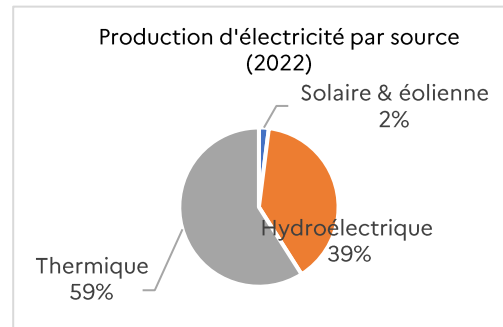
La production énergétique du pays est très dépendante des ressources nationales en charbon.

Les sources principales d'énergie de la Bosnie-Herzégovine (B-H) sont le charbon et l'hydraulique. La B-H est le seul pays **exportateur net d'électricité** dans les Balkans occidentaux. Mais ce statut pourrait évoluer suite à la fermeture prévue de



certain blocs de la centrale thermique de Tuzla. En

décembre 2022, la part des **centrales thermiques** au charbon dans la production électrique était de 59,3%, celle des **centrales hydroélectriques** de 38,6% et les centrales solaires et éoliennes de 2,1%. Le pays dispose de 5 centrales thermiques⁸ couvrant 57% des besoins en électricité en 2021. Les **réserves de charbon** s'élèvent à 5,6 Mds de tonnes (dont 2,5 Mds de tonnes de réserves exploitables), soit à ce rythme, 185 années d'exploitation. En 2020, la production de charbon en B-H s'élevait à 13,5 M de tonnes. Selon l'Agence



internationale pour les énergies renouvelables, la B-H dispose d'un **potentiel d'énergies renouvelables** de 23 GW et n'utilise à ce jour que 2,3GW.

La Bosnie-Herzégovine demeure exportatrice nette d'électricité

La B-H exporte une part importante de son électricité vers les pays de l'UE. En 2020, sur le total d'électricité exportée, 34% était destinée à la Croatie, 18% à l'Italie, 15% à la Suisse, 3% à la Slovénie et 2% à la Grèce. Dans le contexte d'augmentation des prix de l'énergie, les exportations d'électricité depuis la B-H ont atteint un niveau record de 550 M EUR en 2022 (162 M EUR de plus par rapport à 2021). **Le gaz ne représente que 3,5% du mix énergétique** (consommation essentiellement industrielle). Le pays s'approvisionne uniquement auprès de l'entreprise russe Gazprom, via le gazoduc Balkan Stream. Afin de diversifier ses approvisionnements, le pays mène un projet de gazoduc avec la Croatie (*Southern Gas Interconnexion Pipeline*), qui permettra de s'approvisionner depuis les mers ionienne et adriatique et d'interconnexion électrique avec la Serbie et la Croatie. La B-H importe son pétrole brut depuis la Russie, principalement via la Croatie, la Serbie et la Hongrie, qui disposent de compagnies pétrolières. Ses principaux fournisseurs en pétrole raffiné sont la Croatie, la Serbie et l'Italie. Le taux de dépendance énergétique du pays est de 25,4 % en 2020. **La Bosnie-Herzégovine ne dispose pas de bourse d'électricité**. En revanche, 4 bourses d'électricité devraient être lancées d'ici mi-2023.

Malgré une stratégie énergétique qui se structure, des projets en cours de développement dans les ENR.

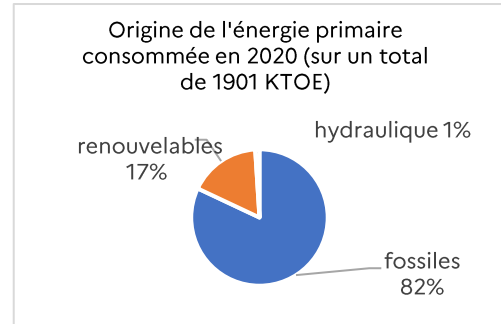
La B-H est en train d'élaborer un Plan national pour l'énergie et le climat (PNEC), qui doit encore être adopté par les institutions compétentes du pays. Or, du fait de sa fragmentation institutionnelle et de sa structure juridique complexe, **la B-H ne dispose pas de stratégie officielle en matière de transition énergétique** (les législations diffèrent entre l'échelle fédérale et les entités). Certains blocs de la centrale à charbon de Tuzla, d'une capacité de 715 MW sont vétustes et les projets de rénovation semblent être suspendus. La BERD a lancé une initiative pour soutenir la transition des régions charbonnières, accompagnée d'un soutien de la Banque Mondiale. Le pays bénéficie également de l'**initiative 'Green Cities'** soutenue par la BERD. Des projets de construction de **centrales solaires et hydrauliques** sont en cours de développement, mais se heurtent à des oppositions d'ordre environnementale. La Republika Srpska a lancé, via l'opérateur Elektroprivreda Republika Srpska (ERS), la construction de **trois petites centrales hydroélectriques** sur la rivière Bistrica (39MW). Enfin, la Banque Mondiale finance également des projets visant à améliorer l'efficacité énergétique de la B-H et a récemment adopté une stratégie sur 5 ans pour le pays, dont l'un des trois piliers établit une attention particulière au secteur de l'énergie.

⁸ Gacko thermal power plant, Kakanj thermal power plant, Tuzla thermal power plant, Stanari thermal power plant, Ugljevik power station.

Kosovo

Un mix énergétique très largement dominé par le charbon

Le mix énergétique est dominé par le charbon et le pétrole. En effet, le Kosovo dispose de 12,5 milliards de tonnes de réserves de lignite. La capacité installée de la production électrique est de 1,5 GW, dont 96 % issue des **centrales thermiques au charbon** (essentiellement Kosovo A, 800MW et Kosovo B, 680MW), dont les infrastructures sont vieillissantes (deux des trois unités de Kosovo A ont été mises en service il y a plus de 50 ans) et manquent de flexibilité pour répondre à la hausse continue de la demande (en hausse sur les 10 dernières années, tirée par les ménages). Les ENR ne représentent que 6,3% du mix électrique (hydroélectricité et éolien, principalement).



Les interconnexions régionales clés pour la stabilité de l'approvisionnement.

Le taux de **dépendance énergétique** kosovar était de 29,5% en 2020, en hausse depuis 2015 (+7%). Le Kosovo est ainsi un **importateur net** d'énergie, notamment auprès de ses voisins (Albanie, Monténégro, Macédoine du Nord et Serbie). Le pays importe 18,5% de sa consommation d'électricité. L'intégration énergétique avec l'Albanie constitue une priorité pour le Kosovo : la mise en service complète d'ALPEX est attendue en 2023. En 2020, un accord a été signé entre ENTO-E et l'opérateur de transmission kosovar KOSTT, afin que celui-ci sorte du bloc de contrôle serbe et forme un nouveau bloc avec l'Albanie.

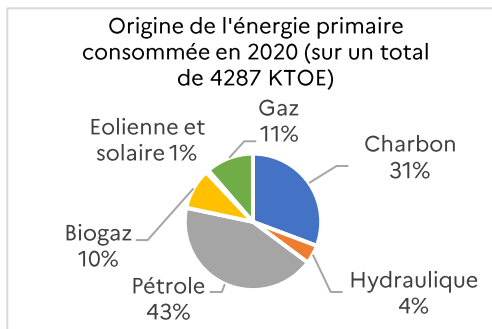
Même si **le gaz est pour l'instant absent du mix énergétique**, le Kosovo a adopté en 2016 une loi sur le gaz naturel. Des co-investissements dans des centrales électriques au gaz naturel sont envisagés avec l'Albanie, la Macédoine du Nord et la Grèce afin de davantage flexibiliser le système de production national. Néanmoins, le pays ne dispose pas de réseau de transport de gaz et la construction d'un gazoduc le reliant soit à au Transadriatique (TAP), soit aux terminaux GNL de la mer Égée ou la mer Ionienne, nécessiterait un minimum de 7 à 9 ans.

La stratégie énergétique vise à stabiliser le réseau et renforcer l'intégration des ENR.

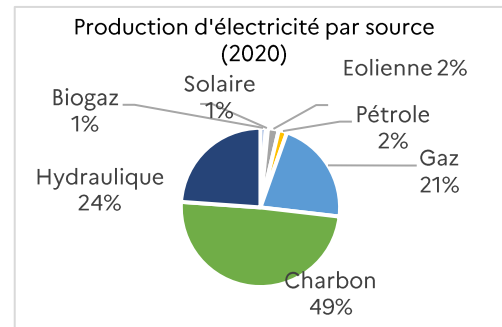
Le Kosovo n'a pas encore adopté son PNEC. Une stratégie du secteur de l'énergie à horizon 2031 a en revanche été publiée en février 2023. Elle vise notamment à renforcer la stabilité et fiabilité du système de production électrique, à réduire les pertes sur les réseaux de distribution (de 9% d'ici 2031), réhabiliter les structures existantes (deux unités de Kosovo B et une de Kosovo A) et à investir dans les ENR (600MW éolien, 600 MW solaire, 20 MW biomasse et 10 MW prosumers), dans l'objectif qu'elles représentent 35% de la consommation d'électricité d'ici 2031. Des enchères dans le solaire (100MW) ont été lancées en mai dernier. Elle mentionne également la mise en place d'un système de tarification du carbone d'ici 2025, en vue d'une éventuelle intégration dans le système européen ETS et l'objectif de réduction des émissions de GES du secteur de l'énergie de 32% d'ici 2031.

Macédoine du Nord

Un mix énergétique largement dominé par les sources fossiles



Le mix énergétique de la Macédoine du Nord est encore très largement dominé par les énergies fossiles (charbon, produits pétroliers et gaz naturel dans une moindre mesure). **La production d'électricité macédonienne repose principalement sur le charbon (49%) et sur l'hydroélectricité (24 %)**, avec un recul du premier (baisse de 20 points de la part du charbon dans la production électrique entre 2014 et 2020) au profit de la



seconde.

Les réserves en charbon sont estimées à 7 millions de tonnes/an et leur durée d'exploitation à entre 10 et 15 ans, mais la qualité calorifique de la lignite est faible. Deux centrales au charbon produisent plus de 40 % de la consommation annuelle d'électricité du pays (Bitola : 700MW et Oslomej : 125MW). Sans prendre en compte l'hydroélectricité, **la production d'électricité d'origine renouvelable est marginale : 2 %**, principalement de l'éolien, un peu de biomasse et du photovoltaïque.

La plus forte dépendance énergétique de la région

La Macédoine du Nord présente **le plus fort taux de dépendance énergétique⁹ de la région des Balkans occidentaux, environ 60%**, ce chiffre étant stable sur les dernières années¹⁰. **Le gaz représente 14% du mix énergétique du pays en 2021**. Bien que la Russie fournisse quasiment tout le gaz, payé au prix du marché, la diversification est en marche. Alors que Gazprom avait jusque-là le monopole de l'exploitation du gazoduc depuis la Bulgarie, dans la limite d'un quota attribué de 800 millions de m³ par an, un accord signé avec la Bulgarie en novembre dernier permettra de fournir 200 millions de m³ de gaz supplémentaire par an en provenance du gazoduc transadriatique (TAP), depuis la Bulgarie-Grèce avec du gaz en provenance d'Azerbaïdjan.

Objectif ambitieux de sortie du charbon et développement de grands projets ENR

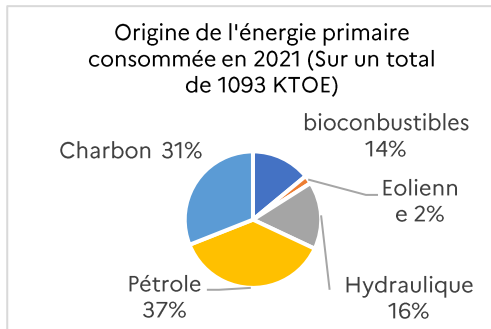
L'objectif affiché dans le PNEC, remis en juin 2022 à la Communauté de l'énergie, de **sortie du charbon d'ici 2027** semble très ambitieux selon les professionnels du secteur. Les projets d'**ENR** requièrent encore des adaptations techniques et réglementaires. Le Gouvernement a annoncé que les prochaines **enchères** devront s'adapter au nouveau contexte mondial (très forte hausse des prix de l'électricité) et travaille sur des solutions pour le **stockage et le trading international d'électricité**, susceptible d'attirer les investisseurs. **L'équilibrage du réseau** est source d'inquiétudes et le projet de la **centrale hydroélectrique de Cebren** sera crucial à cet égard. L'entreprise française **AKUO** travaille sur un projet solaire de 300MW à Štip. Un autre grand projet éolien de 400MW est développé par une entreprise allemande à Bogdanci.

⁹ Taux de dépendance énergétique : la part d'énergie importée par rapport au total d'énergie primaire consommée (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables).

¹⁰ un peu moins de 40% de l'énergie consommée est importée chaque année, en moyenne entre 2015 et 2020 – source EUROSTAT

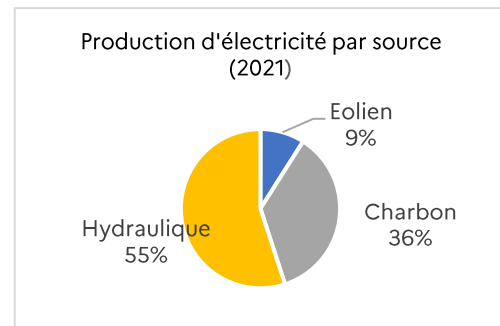
Monténégro

La production nationale dépasse la consommation nationale.



La consommation nationale brute en 2021 (1093,1 ktoe), en hausse de +6,9 % par rapport à 2020, repose principalement sur les sources nationales. La capacité totale installée de toutes les centrales électriques au Monténégro en 2021 était de 1050,8 MW (dont 877,4 MW opérés par la **société publique d'électricité**, « Elektroprivreda Crne Gore » (EPCG), soit 83,5% du total). Les **centrales hydroélectriques** à elles seules, représentent environ 67% (704,9 MW) de la capacité de production totale installée, la **centrale thermique de Pljevlja** 21,4% (225

MW), les centrales éoliennes 11,2% (118 MW) et les centrales solaires 0,3% (2,8 MW). La production nationale d'électricité en 2021 s'est élevée à 3655,6 GWh (la production de la centrale thermique de Pljevlja représente 36,45% et la part des ENR 64%). Selon une étude du cabinet Fischtner de 2007, le total des réserves nationales de charbon est estimé à 70 M t, soit 40 ans de production, mais son exploitation nécessiterait des investissements considérables de 145 M EUR, sans compter la construction du 2^{ème} block de la centrale de Pljevlja dont les coûts sont estimés à 325 M EUR. **La consommation nationale d'électricité en 2021 s'est élevée à 2982,25 GWh.** Après l'arrêt des activités de l'usine d'aluminium de Podgorica (KAP) au 1^{er} janvier 2022 (16,5% du total de consommation soit 586 GWh) et de l'aciérie de Nikšić en mai 2021, qui étaient largement subventionnées, EPCG aurait dégagé un excédent de 471 GWh en 2022.



Le Monténégro est exportateur net d'électricité.

Le solde électrique est fluctuant selon la pluviométrie. En 2021, il a été légèrement excédentaire (+171 GWh contre 53 GWh en 2020). Les **capacités transfrontalières sont allouées de manière coordonnée via le SEE CAO**¹¹ pour toutes les interconnexions sauf avec la Serbie, pays avec lequel les prix sont établis à l'issue d'enchères bilatérales. L'échange transfrontalier d'équilibrage est réalisé avec les gestionnaires de réseaux de transport voisins et la compensation avec la Serbie au sein du bloc comprenant aussi la Macédoine du Nord. En plus de l'accord avec la Serbie, le Monténégro a un **accord spécifique pour l'échange d'électricité avec la République serbe de Bosnie** (6,3 GWh repris en 2021). La mise en œuvre du marché journalier est nécessaire pour le couplage avec les marchés voisins et l'adoption de l'Acquis UE

Un nouveau plan de transition énergétique est en cours d'adoption.

Concernant la production d'énergie d'origine renouvelable, le Monténégro dépasse l'engagement fixé en 2014 (64% de la production énergétique, contre un objectif 20230 fixé à 33%). En 2021, le pays a poursuivi des investissements dans les ENR, amorcés en 2013. En 2021, EPCG a lancé le projet **Solari 5000+**¹², visant à installer **5 000 nouvelles installations solaires sur les toits** des maisons, des immeubles et des entreprises (total installé de 70MW). EPCG, construira un parc éolien de 54,6 MW à **Gvozd** (Niksic), sur financement de la BERD (prêt de 82 M EUR octroyé en 2022). En 2018, un contrat BOT a été accordé au consortium EPCG-Fortum Corporation (Finlande)-Sterling & Wilson (Inde) pour l'installation d'une centrale solaire de 250 MW à **Briska Gora**. La Stratégie de développement du secteur énergétique du Monténégro jusqu'à 2030, parue en 2014, et la Stratégie nationale du développement durable 2030 de 2017 nécessitent une actualisation, prenant en compte les évolutions du coût des investissements. Le Plan National Energie Climat (PNEC) doit encore être adopté et devrait remplacer l'actuel plan d'action pour l'efficacité énergétique.

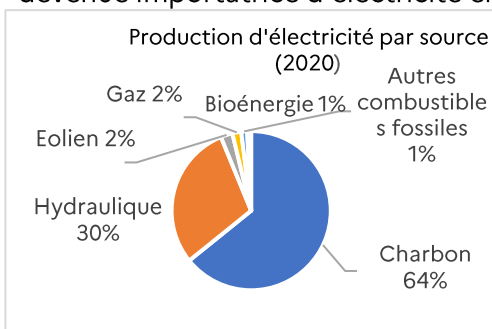
¹¹ Le Bureau d'Enchères Coordonnées en Europe du Sud-Est (SEE CAO)

¹² Après Solari 3 000+ et Solari 500+

Serbie

Un mix énergétique qui repose essentiellement sur le charbon

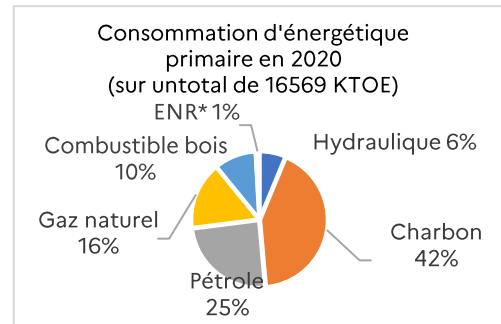
Le mix énergétique de la Serbie repose pour beaucoup sur des ressources nationales : le charbon (42%), la biomasse et les ENR (11 %) et l'hydroélectrique (6 %). Le gaz naturel (16 %) et le pétrole (25 %) sont importés. **Le charbon représente 2/3 du mix électrique, les ENR 4%.** En raison de dysfonctionnements techniques des systèmes de production thermique et faibles pluies, la Serbie est devenue importatrice d'électricité en 2021-22.



La Serbie dispose de **8 centrales thermiques** au

lignite qui comptent 25 générateurs de **puissance installée de 5 GW** et de la plus importante capacité de production d'énergie hydroélectrique dans la région (16 centrales hydrauliques totalisant 2,8 GW installés). Malgré des **réserves en lignite** importantes (estimées à 50 ans d'exploitation – 4 Mds de tonnes), la qualité calorifique du charbon produit diminue, obligeant l'entreprise publique de production d'électricité (EPS) à importer du charbon aux standards plus

élevés (d'Indonésie, essentiellement). **Les centrales thermiques vieillissantes** nécessiteraient d'importants travaux de mise à niveau, quasi impossibles à entreprendre (la production étant en flux tendus, ils entraîneraient l'arrêt des chaudières pendant plusieurs mois).



Dépendance au gaz russe et importations d'électricité sur les deux dernières années.

Le **taux de dépendance énergétique** de la Serbie est de 29,8% en 2020. En 2021 et 2022, **la Serbie est devenue importatrice d'électricité**, avec 51,9 et 109,6 GWh importés respectivement. **Le gaz** qui représente **13% du mix énergétique** provient essentiellement (à 85%) de Russie. La Serbie s'approvisionne via le Balkan Stream¹³ (10 Md m³/an), opéré par Gastrans (filiale de Gazprom). Afin de **diversifier les sources** d'approvisionnement, l'UE mène un projet concurrent, mais de taille moindre (2 Md m³/an) d'interconnexion gazière entre la Bulgarie et la Serbie¹⁴. Des projets alternatifs à l'approvisionnement en gaz russe (raccordement à TAP via la Macédoine du Nord et à BRUA via la Roumanie), à moyen terme, sont à l'étude. Il existe une unique unité de stockage en Serbie (Banatski Dvor, 450 millions m³), détenue à 51% par Gazprom. En vue de la hausse des capacités de stockage, un accord a été conclu avec la Hongrie.

Une stratégie énergétique en cours d'approbation et des projets ENR lancés

Le **PNEC**, qui vise à donner un calendrier précis à la décarbonation, est en cours de consultations publiques. Une stratégie « énergie » et un plan de transition juste visant la reconversion des emplois miniers doivent être adoptés d'ici fin 2023. La liste des projets prioritaires d'investissements dans l'énergie doit paraître d'ici l'été 2023. Un **nouveau cadre juridique favorable aux ENR** (loi d'avril 2021, amendée en mars 2023 pour prendre en compte le mécanisme d'équilibrage du réseau) a été adopté. Des **enchères** pour 400MW seront lancées dans l'éolien. **Deux nouvelles centrales hydroélectriques** sur des barrages existants ont été annoncées (Bistrica : 680 MW et Djedap 3 : 1200 MW), ainsi que la **réhabilitation de 15 centrales existantes**. Par ailleurs, la Serbie a signé en août 2018, un arrangement administratif avec la Republika Srpska pour la construction de deux centrales sur la partie supérieure du cours de la Drina (90 et 95 MW)

¹³ Le Balkan Stream (ou Turkish Stream) approvisionne en gaz russe en contournant l'Ukraine en transitant par la Turquie, la Bulgarie, la Serbie, la Hongrie, l'Autriche.

¹⁴ Ce gazoduc permettrait de se raccorder aux gazoducs depuis la Mer Caspienne.

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 : Service économique régional des Balkans occidentaux

Rédacteurs : Pierre GRANDJOUAN, Céline HÉRICHER, Branka MARKOVIC,
Aleksandar KECKAROVSKI, Eva LAMBERT

Pour s'abonner : julie.bouvry@dgtresor.gouv.fr

Retrouver l'ensemble de nos publications sur : www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/pays/RS