

**Planification et
perspectives pour les
énergies renouvelables:
AFRIQUE DE L'OUEST**



2018

Copyright © IRENA 2018

Sauf indication contraire, les éléments de la présente publication peuvent être utilisés, partagés, copiés, reproduits, imprimés et/ou stockés librement, à condition de citer dûment l'IRENA en tant que source et titulaire des droits d'auteur. Les éléments de la présente publication qui sont attribués à des tiers peuvent être soumis à des conditions d'utilisation et restrictions différentes, et il convient éventuellement de solliciter les autorisations nécessaires de la part de ces tiers avant toute utilisation desdits éléments.

Citation du rapport: IRENA (2018), Planification et perspectives pour les énergies renouvelables: Afrique de l'Ouest, Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), Abou Dhabi.

ISBN: 978-92-9260-082-2

Ce rapport se base sur l'original anglais intitulé *Planning and prospects for renewable power: West Africa* (ISBN 978-92-9260-081-5).

À propos de l'IRENA

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) est une organisation intergouvernementale qui vient en appui aux pays accomplissant leur transition vers un avenir fondé sur les énergies renouvelables. Elle constitue la principale plate-forme dédiée à la coopération internationale, sert de centre d'excellence et est dépositaire des connaissances sur les politiques, le savoir-faire technologique, les ressources et les aspects financiers liés aux énergies renouvelables. L'IRENA encourage l'adoption généralisée et l'utilisation durable de toutes les formes d'énergies renouvelables, à savoir la bioénergie, les énergies géothermique, hydroélectrique, solaire et éolienne, et l'énergie des océans, dans la poursuite des efforts visant à un développement durable, à l'accès à l'énergie, à la sécurité énergétique et à une croissance économique et une prospérité pauvre en carbone.

www.irena.org

REMERCIEMENTS

Le rapport s'inspire de discussions et de contributions intervenues au cours de deux sessions de formation approfondie sur SPLAT-W qui se sont déroulées en décembre 2015 et janvier 2016 à Dakar au Sénégal, dans le cadre d'un programme de renforcement des capacités d'une durée de six mois organisé par l'IRENA et le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC), en collaboration avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Parmi les participants aux sessions figuraient des experts des bureaux de planification de ministères, d'entreprises de service public de distribution d'électricité et d'agences spécialisées du Bénin, du Burkina Faso, du Cap-Vert, de Gambie, de Guinée, du Libéria, du Niger, du Sénégal, de Sierra Leone et du Togo. La liste complète des experts participants est disponible à la fin du présent rapport.

L'IRENA remercie ces experts pour avoir autorisé l'utilisation de leurs modèles nationaux dans la présente analyse régionale. Les modèles nationaux ont été modifiés dans une certaine mesure, de sorte que les résultats présentés dans le présent rapport ne correspondent pas nécessairement à l'analyse initiale des experts nationaux.

Le présent rapport a été élaboré sous la direction d'Asami Miketa (IRENA) et rédigé par Daniel Russo (IRENA), en étroite collaboration avec Bruno Merven (Energy Research Centre, université du Cap, Afrique du Sud), qui a mené d'importants travaux de développement avec l'IRENA sur le modèle de test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest (SPLAT-W) et a apporté son soutien dans le cadre de la modélisation. Anjana Das (VITO) a contribué à l'élaboration d'une version précédente du modèle SPLAT-W.

Les personnes suivantes ont également apporté une lecture et une consultation précieuses: Hannes Bauer (CEREEC); Debabrata Chattopadhyay, Samuel Oguah et Fernando de Sisternes (Banque mondiale); ainsi que des collègues de l'IRENA, à savoir Safiatou Alzouma, Nopenyo Dabla, Paul Komor, Thomas Nikolakakis, Sakari Oksanen et Tijana Radojicic.

Pour obtenir de plus amples informations ou faire part d'observations: info@irena.org

Le présent rapport peut être téléchargé à l'adresse suivante: www.irena.org/publications

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

La présente publication et les éléments qu'elle contient sont fournis « en l'état ». L'IRENA a pris toutes les précautions raisonnables pour vérifier la fiabilité des éléments contenus dans la présente publication. Cependant, ni l'IRENA ni ses responsables, agents, fournisseurs de données ou autres fournisseurs tiers de contenus n'offrent une quelconque garantie, explicite ou implicite, concernant les conséquences éventuelles de l'utilisation de la publication ou des éléments qu'elle contient, et ils déclinent toute responsabilité à cet égard.

Les informations figurant dans le présent rapport ne représentent pas nécessairement les opinions des membres de l'IRENA. La mention d'entreprises spécifiques ou de certains projets ou produits n'implique pas leur approbation ou leur recommandation par l'IRENA par rapport à d'autres entreprises, projets ou produits de nature similaire qui ne sont pas cités. Les appellations employées dans cette publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent, de la part de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables, aucune prise de position quant au statut juridique des régions, pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites.

TABLE DES MATIÈRES

■	Graphiques	5
■	Encadrés	6
■	Tableaux	7
■	Abréviations	8
■	Unités de mesure	9
■	Résumé	10
1	Introduction	15
	1.1 Contexte	15
	1.2 Le présent rapport	16
2	Aperçu de la méthodologie appliquée	19
3	Hypothèses de base des scénarios	23
	3.1 Définition générale des scénarios	23
	3.2 Hypothèses générales	25
	3.3 Demande d'électricité	26
	3.4 Transport et distribution au niveau local	30
	3.5 Potentiel en ressources renouvelables	31
	3.6 Disponibilité et prix des combustibles	33
	3.7 Options de production d'électricité	35
	3.8 Échanges commerciaux transfrontaliers	47
	3.9 Contraintes liées au système et à l'exploitation des centrales	48

TABLE DES MATIÈRES

4	Résultats de la modélisation	51
4.1	Scénario de référence.....	51
4.2	Scénarios assortis d'objectifs en matière d'énergies renouvelables	55
5	Conclusions	69
■	Références	71
■	Annexes	73
	Annexe A. Données détaillées sur la demande	73
	Annexe B. Hypothèses détaillées sur les centrales électriques.....	74
	Annexe C. Paramètres technologiques génériques	85
	Annexe D. Données détaillées sur le transport	91
	Annexe E. Sélection de résultats régionaux par scénario	94
	Annexe F. Plan de construction détaillé dans le scénario « Objectifs nationaux »	95
	Annexe G. Acheminement détaillé par pays en 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux »	101

GRAPHIQUES

Graphique 1	Capacité électrique dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »	13
Graphique 2	Modèle de structure du secteur énergétique au niveau national	21
Graphique 3	Projections de demande d'électricité secondaire, 2015-2030, par pays (GWh)	27
Graphique 4	Projections de demande d'électricité finale, 2015-2030, par secteur (GWh)	28
Graphique 5	Regroupement des intervalles de temps journaliers	28
Graphique 6	Exemple de profils de charge par secteur: demande modélisée de la Côte d'Ivoire, 2015	29
Graphique 7	Projections de prix des combustibles	35
Graphique 8	Détail par pays du potentiel technique (MW) par catégorie d'adéquation: exemple du solaire photovoltaïque au Bénin	39
Graphique 9	Sélection d'emplacements représentatifs de ressources à l'aide des cartes d'adéquation figurant sur le site Global Atlas de l'IRENA: exemple du solaire photovoltaïque au Bénin	40
Graphique 10	Exemple de profils de production horaire d'énergies solaire photovoltaïque et éolienne dans SPLAT-W Bénin	42
Graphique 11	Hypothèses de coûts d'investissement quotidiens pour les technologies génériques de production d'énergies non renouvelables	43
Graphique 12	Hypothèses de coûts d'investissement quotidiens pour les technologies génériques de production d'énergies renouvelables	44
Graphique 13	LCOE: Répartition de 97 projets hydroélectriques de grande envergure spécifiques à un site	46
Graphique 14	Parts de production électrique dans le scénario de référence	51
Graphique 15	Production électrique dans le scénario de référence	52
Graphique 16	Capacité électrique dans le scénario de référence	52
Graphique 17	Évolution du bouquet de capacité existant	53
Graphique 18	Nouvelles capacités supplémentaires dans le scénario de référence	54
Graphique 19	Capacité électrique dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »	56
Graphique 20	Production électrique dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »	56
Graphique 21	Capacité solaire photovoltaïque, éolienne et de biomasse dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »	57

GRAPHIQUES

Graphique 22	Parts de production électrique par pays (2015–2030) dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »	58
Graphique 23	Nouvelles capacités supplémentaires dans le scénario « Objectifs nationaux »	59
Graphique 24	Nouvelles capacités supplémentaires de solaire photovoltaïque dans le scénario « Objectifs nationaux »	60
Graphique 25	Capacité solaire photovoltaïque et éolienne en 2030 par pays dans le scénario « Objectifs nationaux »	61
Graphique 26	Bouquet de production horaire au Ghana dans SPLAT-W sur trois saisons modélisées en 2030 – scénario « Objectifs nationaux »	61
Graphique 27	Part d'énergies renouvelables de la production centralisée d'électricité dans tous les scénarios	63
Graphique 28	Échanges commerciaux régionaux en 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux » (GWh)	64
Graphique 29	Émissions de dioxyde de carbone dans tous les scénarios	65
Graphique 30	Coûts totaux non actualisés des systèmes dans le scénario « Objectifs nationaux »	66
Graphique 31	Différences de coûts non actualisés des systèmes (par poste) entre le scénario « Objectifs nationaux » et le scénario de référence	67

ENCADRÉS

Encadré 1	Objectifs en matière d'énergies renouvelables: conséquences des choix de paramètres	55
------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------	----

TABLEAUX

Tableau 1	Objectifs de la PERC en matière d'énergies renouvelables connectées au réseau	24
Tableau 2	Objectifs nationaux de production d'énergies renouvelables connectées au réseau	25
Tableau 3	Hypothèses sur les coûts et pertes des infrastructures T&D	30
Tableau 4	Projets hydroélectriques existants et recensés	31
Tableau 5	Estimations du potentiel technique pour les autres énergies renouvelables	32
Tableau 6	Hypothèses sur la disponibilité des combustibles	34
Tableau 7	Projections de prix des combustibles	34
Tableau 8	Capacité de production électrique existante en 2015 (MW)	36
Tableau 9	Capacité des projets prévus et engagés (deuxième ligne) (MW)	37
Tableau 10	Facteur de capacité des énergies solaire photovoltaïque et éolienne par pays	41
Tableau 11	Hypothèses de LCOE pour les technologies génériques en matière d'énergies	45
Tableau 12	Hypothèses de LCOE pour les technologies génériques en matière d'énergies variables: exemple du Sénégal	46
Tableau 13	Résumé des infrastructures existantes de transport transfrontalier	47
Tableau 14	Nouveaux projets de transport transfrontalier	47
Tableau 15	Diversité des sources nationales d'électricité dans tous les scénarios	63
Tableau 16	Projections de la demande d'électricité finale (GWh)	73
Tableau 17	Centrales non hydroélectriques existantes	74
Tableau 18	Centrales hydroélectriques existantes	77
Tableau 19	Centrales non hydroélectriques prévues et engagées	79
Tableau 20	Centrales hydroélectriques prévues et engagées	82
Tableau 21	Autres paramètres pour les technologies en matière d'énergies renouvelables	85
Tableau 22	LCOE: technologies génériques	85
Tableau 23	LCOE: technologies génériques éoliennes et solaires	86
Tableau 24	Données détaillées sur les infrastructures existantes de transport transfrontalier	91
Tableau 25	Données détaillées sur les projets futurs de transport transfrontalier	91
Tableau 26	Pertes détaillées dans le transport et la distribution par pays	92

ABRÉVIATIONS

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique	NREAP	Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques	OMVG	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie
CDN	Contribution déterminée au niveau national	OMVS	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest	PERC	Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO
CEREEC	Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO	PIB	Produit intérieur brut
CLSG	Interconnexion Côte d'Ivoire-Libéria-Sierra Leone-Guinée	RE	Contrainte du modèle pour les énergies renouvelables incluant la grande hydroélectricité
CO₂	Dioxyde de carbone	RExH	Contrainte du modèle pour les énergies renouvelables excluant la grande hydroélectricité
DDO	Carburant diesel distillé	ROR	Au fil de l'eau (en anglais, run-of-river)
E&M	Exploitation et maintenance	s/o	Sans objet
ERV	Énergies renouvelables variables	SEforALL	Énergie durable pour tous
ESC	Énergie solaire concentrée	SIG	Système d'information géographique
FL	Fioul lourd	SPLAT-W	Modèle de test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest
GNL	Gaz naturel liquéfié	T&D	Transport et distribution
IIASA	Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués	TGCC	Turbine à gaz à cycle combiné
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables	TGCO	Turbine à gaz à cycle ouvert
ISW	Indice de Shannon-Weiner	WAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest
LCO	Pétrole brut léger		
LCOE	Coût moyen de production d'électricité		
MESSAGE	Modèle pour des alternatives stratégiques d'alimentation énergétique et leur impact général sur l'environnement		

UNITÉS DE MESURE

GJ Gigajoule

GW Gigawatt

GWh Gigawattheure

H Heure

km Kilomètre

ktCO₂ Mille tonnes de dioxyde de carbone

kV Kilovolt

kW Kilowatt

MtCO₂ Million de tonnes de dioxyde de carbone

MW Mégawatt

MWh Mégawattheure

tCO₂ Tonne de dioxyde de carbone

TWh Térawattheure

Comme beaucoup d'autres parties du monde, l'Afrique de l'Ouest doit affronter des défis colossaux en matière d'énergie. Il est notamment urgent d'élargir l'accès à l'énergie et de redessiner les matrices énergétiques dans le droit fil de l'Accord de Paris de 2015, qui appelle à une décarbonisation rapide afin de réduire l'incidence des changements climatiques. Les Objectifs de développement durable, adoptés par les Nations Unies afin de guider les processus de développement social, invitent également à effectuer la transition vers de nouveaux systèmes énergétiques, largement fondés sur les énergies renouvelables. Ces impératifs mondiaux en matière de climat et de durabilité ont renforcé la motivation propre de la région ouest-africaine à établir des plans relatifs à l'énergie réalistes à long terme.

En 2013, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a réalisé sa première évaluation des perspectives d'avenir pour les énergies renouvelables dans les pays continentaux de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). Cette évaluation, présentée dans le rapport de 2013 intitulé « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest : planification et perspectives pour les énergies renouvelables », faisait suite à deux évolutions majeures de la politique régionale : l'adoption officielle du plan directeur 2011-2012 du Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (WAPP) et la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC), qui a pour but d'augmenter la part des énergies renouvelables dans

la palette globale d'options de production d'électricité de la région jusqu'à 23 % en 2020 et 31 % en 2030 (ECREEE, 2013).¹

Le modèle de planification du secteur de l'énergie de l'IRENA pour les pays d'Afrique de l'Ouest, appelé le modèle de test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest (SPLAT-W), a permis d'élaborer un scénario « Promotion des énergies renouvelables » dans le rapport « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest » de 2013. Ce scénario s'inspirait du plan directeur du WAPP afin de renforcer la représentation des options technologiques en matière d'énergies renouvelables et montrait que leur part dans la région pouvait augmenter pour passer de 22 % de production d'électricité au cours de l'année de référence 2010 à au moins de 52 % en 2030, dans un environnement favorable.

Depuis cette analyse, le paysage énergétique en Afrique de l'Ouest a conservé son dynamisme. Des efforts ambitieux n'ont cessé d'être consentis aux niveaux national et régional afin de développer et harmoniser davantage les objectifs et cadres stratégiques pour tirer profit du vaste potentiel en énergies renouvelables de la région, renforcer l'accès à l'énergie et répondre à la demande en croissance rapide.

Dans le présent rapport, trois scénarios ont été mis au point afin de mieux refléter le contexte local et mondial récent des perspectives d'avenir pour les

¹ Si l'on inclut les grandes centrales hydroélectriques ; 5 % en 2020 et 12 % en 2030 si l'on exclut les grandes centrales hydroélectriques. Sauf indication contraire, les parts de production d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables citées dans le présent rapport incluent les grandes centrales hydroélectriques.

énergies renouvelables dans la région : un scénario de référence, un scénario « Objectif régional de la PERC » et un scénario « Objectifs nationaux ». Le scénario de référence décrit un déploiement des énergies renouvelables en l'absence d'objectifs nationaux ou régionaux, sur la base d'une réserve détaillée de projets et d'une série d'autres hypothèses, la compétitivité des coûts étant le principal moteur du déploiement de différentes technologies. Il s'appuie sur le scénario « Promotion des énergies renouvelables » de la version de 2013 de cette analyse et est actualisé afin d'intégrer les contributions des experts nationaux ainsi que les toutes dernières recherches de l'IRENA, en particulier au sujet de la disponibilité des ressources et du coût des technologies dans le domaine des énergies renouvelables. Le scénario « Objectif régional de la PERC » décrit les changements par rapport au scénario de référence amenés par les objectifs régionaux en matière d'énergies renouvelables définis par la PERC. Le scénario « Objectifs nationaux », quant à lui, impose des objectifs en matière d'énergies renouvelables à l'échelle nationale, sur la base des contributions spécifiques d'experts nationaux et des documents du programme d'action *Énergie durable pour tous* (SEforALL).

En explorant les trois scénarios à l'aide du modèle SPLAT-W de l'IRENA, le rapport présente les principales conclusions suivantes:²

- Malgré les prévisions de multiplication par quatre de la demande régionale, les hypothèses actualisées afin de correspondre aux projections de prix des combustibles fossiles beaucoup plus bas et le potentiel limité des grandes centrales hydroélectriques par rapport à l'analyse de 2013 de l'IRENA, la part de la capacité énergétique provenant d'énergies renouvelables augmente dans le scénario de référence du présent rapport et dépasse les objectifs de capacité de la PERC, pour atteindre 65 % de pic de charge d'ici à 2030.

- Si le déploiement de la capacité énergétique provenant des énergies renouvelables dans le scénario de référence dépasse les attentes, la production d'énergies renouvelables dans ce même scénario est plus faible de six points de pourcentage par rapport à l'objectif de 31 % de la PERC, ce qui reflète la complexité de la définition d'objectifs en matière d'énergies renouvelables à l'aide de différents paramètres. Cela s'explique principalement par les hypothèses tenant compte d'une année de sécheresse utilisées pour la production hydroélectrique, ainsi que par un facteur de capacité moyenne dans le bouquet d'énergies renouvelables d'origine non hydroélectrique plus bas que prévu au cours du processus de définition des objectifs de la PERC.
- Les objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables permettraient une capacité encore plus grande d'énergies renouvelables par rapport au scénario de référence et au scénario « Objectif régional » et, pris ensemble, ces objectifs dépassent bel et bien l'objectif régional de 31 % de production d'énergies renouvelables pour 2030, cinq ans plus tôt que prévu, donnant lieu à une part de 38 % d'énergies renouvelables dans la production totale régionale d'ici à 2030;
- Dans les projections de réductions des coûts technologiques liés aux énergies solaire photovoltaïque et éolienne, les énergies renouvelables non hydroélectriques constituent le premier facteur des nouvelles capacités supplémentaires dans tous les scénarios au milieu ou à la fin des années 2020, le solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne et la biomasse procurant 23 % de la production totale régionale d'ici à 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux ».
- Selon le scénario analysé, la quantité de solaire photovoltaïque dans la région de la CEDEAO passera

² Les résultats exprimés dans le présent rapport font suite aux discussions et contributions intervenues au cours de deux sessions de formation approfondies sur SPLAT-W organisées à Dakar au Sénégal. Ces sessions faisaient partie d'un programme de renforcement des capacités d'une durée de six mois mis en œuvre en 2015 et 2016 par l'IRENA et le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CERECEC), en collaboration avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Pendant les sessions, dix équipes de pays membres de la CEDEAO, composées d'experts locaux des bureaux de planification énergétique des ministères, d'entreprises de service public de distribution d'électricité et d'agences spécialisées, ont mis au point de nouvelles données d'entrée pour le modèle et ont créé des scénarios de déploiement national des énergies renouvelables au moyen des modèles par pays de SPLAT-W. Les modèles de SPLAT-W des quatre pays membres de la CEDEAO qui n'ont pas participé au programme de formation ont également été actualisés dans le cadre du présent rapport, sur la base des recherches de l'IRENA.

de 8 gigawatts (GW) à plus de 20 GW à l'horizon 2030, ce qui implique un déploiement annuel moyen de 1,5 GW dans le cadre du scénario « Objectifs nationaux ».

- La diversité, et donc la résilience, du bouquet d'approvisionnement en électricité au sein de la vaste majorité des pays membres de la CEDEAO augmente fortement grâce à l'ajout de différentes sources d'énergies renouvelables au bouquet de capacité.
- La réalisation de pratiquement tous les projets transfrontaliers d'infrastructures de transport en cours se révèle bénéfique dans tous les scénarios analysés.
- L'augmentation des coûts des investissements dans la capacité nécessaires à la réalisation des objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables est systématiquement compensée par des économies dans les coûts des combustibles liés au déplacement de la production de combustibles fossiles, donnant lieu à des coûts globaux des systèmes en grande partie équivalents à ceux du scénario de référence.

Les scénarios analysés dans le présent rapport ayant pour but de correspondre davantage avec les contributions apportées par les experts nationaux au cours des sessions de renforcement des capacités de l'IRENA organisées en 2015 et 2016, ainsi qu'avec des conditions de marché plus actuelles, ils contiennent certaines actualisations importantes des hypothèses par rapport à l'édition 2013 du présent rapport. Ils incluent la limitation du potentiel des grandes centrales hydroélectriques aux projets recensés par les experts nationaux, l'omission d'une option d'importation à partir de l'Afrique centrale, l'inclusion de projections de prix des combustibles fossiles plus bas, ainsi que des réductions considérables du coût des énergies renouvelables.

Le présent rapport intègre en outre les améliorations majeures apportées au modèle SPLAT-W de l'IRENA. Au lieu d'attribuer des facteurs de capacité génériques aux énergies renouvelables variables (ERV; à savoir, les énergies éolienne et solaire), le modèle SPLAT-W actualisé inclut dorénavant des profils individuels de production éolienne et solaire pour chaque pays membre de la CEDEAO, sur la base d'une analyse de données horaires historiques sur 30 ans. Afin d'améliorer

davantage la représentation des ERV, la résolution temporelle du modèle SPLAT-W a aussi été augmentée, et la calibration des intervalles de temps améliorée, afin de mieux saisir l'alignement potentiel de l'offre d'ERV avec la demande variable, les contraintes opérationnelles d'un système énergétique liées au facteur temporel (par ex., la flexibilité) ainsi que d'autres aspects.

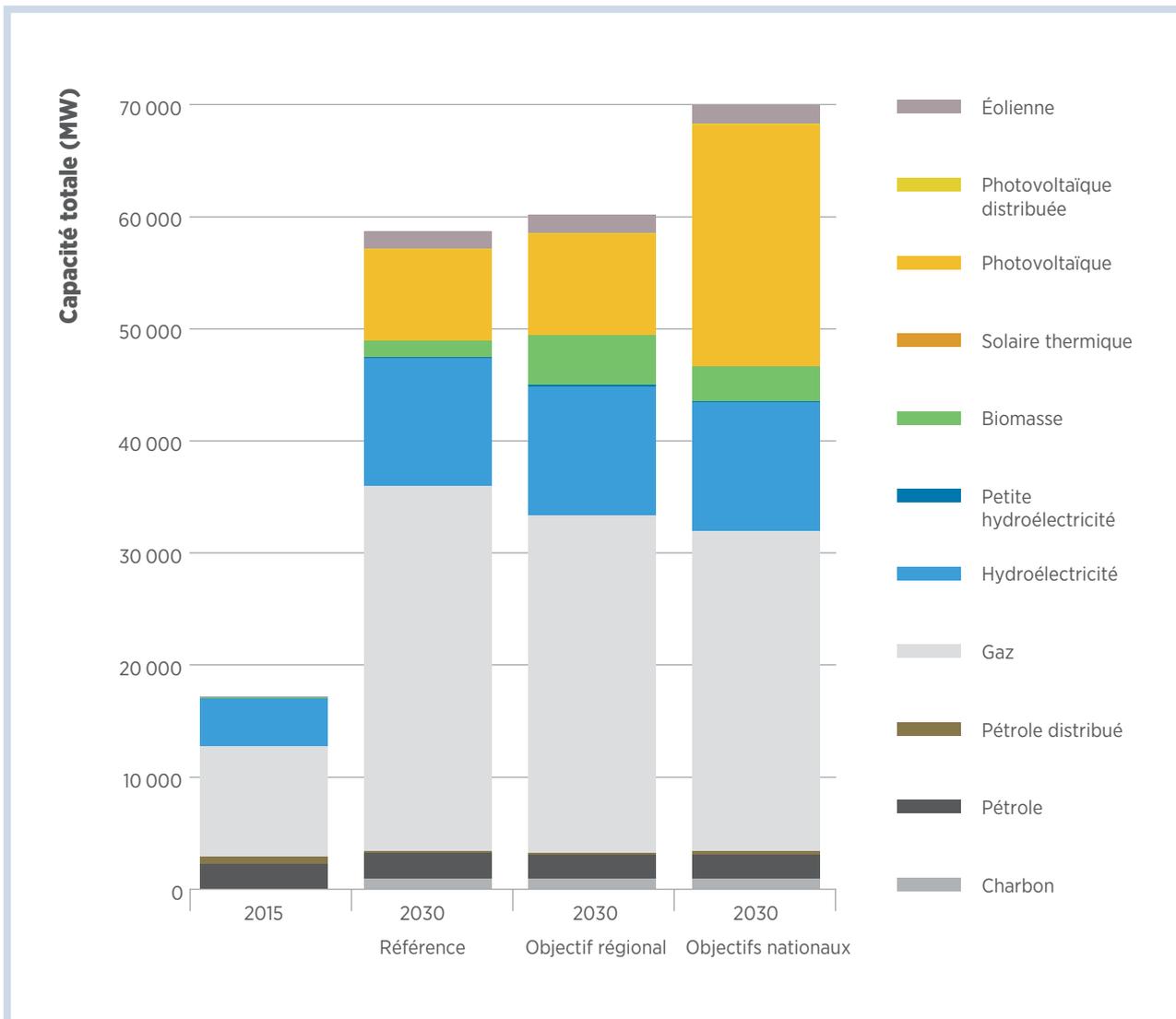
Grâce au modèle SPLAT-W actualisé, les analystes peuvent désormais procéder à une analyse par pays de la distribution horaire par jours représentatifs, en tenant compte de la composition de la demande, des ressources disponibles et des profils de ressources propres à chaque pays, ainsi que des connexions au sein du réseau régional de transport. Cela permet une analyse plus fine de la production d'ERV, des sources de la flexibilité des systèmes qui peuvent appuyer cette production ainsi que des possibilités d'échanges commerciaux complémentaires dont tireraient profit à la fois les pays riches et les pays pauvres en ressources.

Ces améliorations renforcent la capacité du modèle SPLAT-W à concevoir et explorer des trajectoires à moyen et long terme pour les systèmes énergétiques, à hiérarchiser les options d'investissement et à évaluer les conséquences économiques d'une trajectoire d'investissement donnée.

Si l'IRENA a utilisé des informations accessibles par le public (ainsi que des contributions de représentants nationaux) pour étayer l'analyse présentée dans le présent rapport, une validation supplémentaire par des experts locaux serait toujours utile afin d'améliorer la robustesse des résultats du modèle. En outre, l'évaluation est fondée sur certaines hypothèses, y compris, notamment, les coûts des combustibles, les infrastructures et les évolutions des politiques, que différentes parties prenantes de la région pourraient voir d'un œil différent. Il est conseillé aux experts locaux de poursuivre leur étude d'hypothèses différentes afin d'élaborer et de comparer leurs propres scénarios pour analyser les avantages et les défis liés à l'accélération du déploiement des énergies renouvelables.

Les résultats de la présente analyse actualisée sont destinés à appuyer cet effort, à servir de point de départ pour de nouvelles analyses et de nouveaux développements, et à contribuer au dialogue

Graphique 1 Capacité électrique dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »



Remarque: MW = mégawatt.

national et régional alors que les États Membres de la CEDEAO se préparent à satisfaire à des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables. Le fait que les objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables analysés ici dépassent, mis ensemble, l'objectif régional actuel souligne également la possibilité et l'avantage d'établir un processus régulier d'actualisation des objectifs étayé par des données; ce processus peut servir de point de ralliement afin de trouver un consensus entre les parties prenantes et de mettre en correspondance les plans relatifs à l'énergie

et des objectifs plus larges en matière de climat, reflétés dans des contributions déterminées au niveau national (CDN) au titre de l'Accord de Paris, mises à jour régulièrement. Si, comme le révèle la présente analyse, les plans nationaux relatifs à l'énergie et les CDN correspondent à un niveau d'électricité produite à l'échelle régionale à partir de sources renouvelables supérieur aux prévisions, ces ambitions accrues devront également figurer dans une mise à jour éventuelle du plan en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO.



1.1 CONTEXTE

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a pour but d'aider ses membres à planifier une transition vers des systèmes énergétiques qui exploitent au maximum les technologies en matière d'énergies renouvelables sans recours aux combustibles fossiles et avec une faible incidence sur l'environnement. Ce but est particulièrement pertinent dans de nombreux contextes africains, dans lesquels le potentiel domestique des énergies renouvelables pourrait servir à améliorer l'accès aux énergies modernes pour les populations en pleine croissance, à un coût abordable et de manière sûre.

En 2011, la publication de l'IRENA intitulée « Scénarios et stratégies pour l'Afrique » a confirmé le rôle de l'Agence dans la promotion des énergies renouvelables afin d'accélérer le développement des infrastructures africaines (IRENA, 2011). À la suite de cette analyse, une évaluation plus ciblée des perspectives d'avenir en matière d'énergies renouvelables dans les pays continentaux de la Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) a été réalisée dans le cadre du rapport de 2013 de l'IRENA intitulé « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest: planification et perspectives pour les énergies renouvelables » (IRENA 2013).

L'évaluation figurant dans ce rapport se fondait sur le modèle de planification du secteur de l'énergie de

l'IRENA pour les pays d'Afrique de l'Ouest, appelé le modèle de test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest (SPLAT-W, ou simplement SPLAT), qui permet aux analystes d'étudier l'évolution des systèmes énergétiques répondant à différentes exigences de système, notamment la fiabilité dans le cadre d'une demande d'électricité croissante et fluctuante, en tenant compte des coûts d'investissement et d'exploitation. Le modèle SPLAT-W s'appuie sur une base de données du système du Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (WAPP), composée d'unités de production et de lignes de transport internationales existantes, ainsi que d'une série d'options technologiques futures³. La première version du modèle SPLAT-W – utilisée dans le rapport « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest » de 2013 de l'IRENA – s'inspirait du plan directeur 2011-2012 du WAPP comme point de départ de la base de données sur les systèmes⁴. Le modèle a ensuite été utilisé afin de mettre au point des scénarios plus élaborés, pour explorer le potentiel de développement des technologies en matière d'énergies renouvelables dans le cadre de politiques coordonnées qui permettraient aux pays membres de la CEDEAO de tirer parti des tendances de réduction des coûts à l'échelle mondiale dans la production énergétique fondée sur les énergies renouvelables⁵. Le scénario « Promotion des énergies renouvelables » figurant dans le rapport « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest » de 2013 de l'IRENA

³ Pour de plus amples détails sur SPLAT-W, voir chapitre 2, « Aperçu de la méthodologie appliquée ».

⁴ Le plan directeur 2011-2012 du WAPP a été officiellement adopté par les pays membres de la CEDEAO afin de procurer une stratégie et un cadre globaux destinés à préparer et mettre en œuvre des projets prioritaires du secteur de l'énergie du WAPP (WAPP, 2011).

⁵ Un scénario de référence et trois variantes de ce scénario (promotion des énergies renouvelables, absence d'importations d'Afrique centrale et sécurité énergétique) ont été évalués dans l'édition 2013 du présent rapport. Le scénario de référence de ce rapport était compatible avec le scénario de référence du plan directeur 2011-2012 du WAPP, mais sans différences importantes, y compris: l'inclusion de la demande minière et la différenciation de la demande d'électricité rurale, urbaine et industrielle; l'inclusion d'options d'approvisionnement en électricité décentralisé; la mise à jour des données relatives aux coûts technologiques et au potentiel des ressources d'énergies renouvelables; et une évaluation prudente des projets hydroélectriques par la prise en considération d'une hypothèse de production en cas d'« année de sécheresse ». Dans le scénario « Promotion des énergies renouvelables », les réductions des coûts dues à l'apprentissage anticipé des technologies étaient prises en considération pour les technologies en matière d'énergies renouvelables, les prix des combustibles fossiles étaient estimés à la hausse par rapport aux valeurs actuelles et une option d'importation d'électricité de la région d'Afrique centrale était incluse. Dans le scénario « Absence d'importation d'Afrique centrale », l'option d'importation d'électricité d'Afrique centrale était exclue, et dans le scénario « Sécurité énergétique », les parts d'importation étaient limitées à 25 % de la demande totale d'électricité pour chaque pays.

montrait que la part des technologies en matière d'énergies renouvelables dans la région pouvait augmenter de 22 % de production électrique à l'époque (année de référence 2010) à au moins de 52 % en 2030.

En juillet 2013, l'Autorité des chefs d'État ou de gouvernement de la CEDEAO a exprimé son engagement à fournir un accès à des services énergétiques durables en Afrique de l'Ouest en adoptant une politique novatrice – la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO (PERC) – qui a pour but d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le bouquet global de production d'énergie de la région jusqu'à 23 % en 2020 et 31 % en 2030 (ECREEE, 2013)⁶.

Afin de réaliser cet objectif régional, chaque pays membre de la CEDEAO est invité instamment à élaborer un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables (NREAP). Ces plans s'appuient sur une évaluation systématique des bouquets énergétiques futurs, pour lesquels il convient d'utiliser des outils de planification en matière d'énergie tels que le SPLAT-W de l'IRENA.

Afin d'aider les États Membres de la CEDEAO à renforcer leurs capacités de planification énergétique, en particulier dans le contexte de l'élaboration des NREAP au titre de la PERC, l'IRENA et le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC) ont coopéré dans le but de mettre au point des modèles pour la préparation des NREAP et d'améliorer le modèle SPLAT-W en vue d'une utilisation ultérieure dans la région.

En décembre 2015 et janvier 2016, deux sessions de formation approfondie sur SPLAT-W ont été organisées

à Dakar, Sénégal, dans le cadre d'un programme de renforcement des capacités d'une durée de six mois organisé par l'IRENA et le CEREEC, en collaboration avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Pendant les sessions, dix équipes de pays membres de la CEDEAO, composées d'experts locaux des bureaux de planification énergétique des ministères, d'entreprises de service public de distribution d'électricité et d'agences spécialisées, ont mis au point des scénarios afin d'étudier l'intégration à coût optimisé des énergies renouvelables dans le secteur de l'énergie⁷.

On peut s'attendre à ce que les nouvelles données d'entrée et les scénarios améliorés de SPLAT-W issus des sessions de formation de l'IRENA et décrits ci-dessus apportent une contribution précieuse alors que les pays membres de la CEDEAO et le CEREEC continuent d'améliorer les NREAP harmonisés au niveau régional, à la lumière de la PERC adoptée en 2013 et d'autres engagements, tels que les programmes d'action au titre de l'initiative Énergie durable pour tous (SEforALL) et les contributions déterminées au niveau national (CDN) au titre de l'Accord de Paris.

1.2 LE PRÉSENT RAPPORT

Le présent rapport a pour but d'actualiser les scénarios et l'analyse présentés dans le rapport de 2013 « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest » de l'IRENA, en tenant compte des nouvelles évolutions de la politique régionale, des contributions et produits des experts nationaux lors des sessions de formation de l'IRENA et du CEREEC décrites ci-dessus et de différentes

6 L'objectif adopté officiellement par les chefs d'État ou de gouvernement le 18 juillet 2013 est énoncé à l'article 2 de l'acte additionnel sur la politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO. Les objectifs spécifiques de la politique régionale pour les énergies renouvelables connectées au réseau sont les suivants : « accroître la part de pénétration des énergies renouvelables dans le mix d'électricité notamment la grande hydroélectricité à 35 % à l'horizon 2020 et à 48 % à l'horizon 2030 » et « accroître la part de pénétration des énergies renouvelables en excluant la grande hydroélectricité à 10 % à l'horizon 2020 et à 19 % à l'horizon 2030. Cela contribuera à l'installation d'une capacité de production de 2 424 MW d'énergies renouvelables à partir de l'énergie éolienne, solaire, de la bioénergie et de la petite hydroélectricité à l'horizon 2020 et à 7 606 MW à l'horizon 2030. Bien que les paramètres pour le bouquet d'électricité/d'énergie ne soient pas clairement exprimés dans le document officiel, le document complémentaire intitulé « Rapport de base pour la Politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO » préparé par le CEREEC présente ces objectifs en fonction de la capacité installée d'énergies renouvelables en pourcentage du pic de charge. En outre, le rapport traduit également ces objectifs en parts de production et, à ce titre, l'objectif de parts d'énergies renouvelables non hydroélectriques est de 12 % à l'horizon 2030, et de 31 % pour l'ensemble des énergies renouvelables, y compris l'hydroélectricité. Il s'agit du paramètre utilisé dans l'ensemble de l'analyse présentée dans le présent rapport. Pour en savoir plus sur les conséquences de l'adoption de ce paramètre, voir encadré 1, « Objectifs en matière d'énergies renouvelables : conséquences des choix de paramètres ».

7 Les dix pays membres de la CEDEAO représentés lors de la formation sur SPLAT-W et des sessions de renforcement étaient les suivants : Bénin, Burkina Faso, Cap-Vert, Gambie, Guinée, Libéria, Niger, Sénégal, Sierra Leone et Togo.

améliorations du modèle SPLAT-W de l'IRENA⁸. Un développement détaillé des contributions au présent rapport figure dans le chapitre 3, « Hypothèses de base des scénarios ».

Les actualisations importantes effectuées dans le présent rapport sont notamment les suivantes:

- la spécification des objectifs régionaux en matière d'énergies renouvelables définis dans la PERC publiée en 2013;
- la spécification des objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables définis dans les programmes d'action de SEforALL (si applicables) et/ou par les équipes nationales présentes lors des ateliers régionaux de formation sur SPLAT-W organisés en 2015 et 2016 par l'IRENA;
- les mises à jour des paramètres des systèmes énergétiques existants ou prévus et des projets spécifiques à un site, sur la base de contributions d'experts nationaux, des recherches de l'IRENA et du plan d'affaires du WAPP pour 2016-2019 (WAPP, 2015)⁹;
- les mises à jour de la caractérisation de certaines technologies génériques en matière d'énergies renouvelables, sur la base des travaux récents effectués par l'IRENA concernant les projections de coûts et des projets récents en Afrique;
- le perfectionnement du potentiel de ressources d'énergies renouvelables variables afin de refléter une dispersion géographique plus granulaire et l'évaluation des zones d'exclusion;
- la représentation améliorée de la production d'énergies renouvelables variables (ERV) dans le modèle SPLAT-W, afin d'inclure des profils individuels de production d'énergies éolienne et solaire pour chaque pays membre de la CEDEAO, sur la base de 30 ans de données horaires, au lieu d'hypothèses génériques sur le facteur de capacité;
- l'augmentation de la résolution temporelle et l'amélioration de la calibration des intervalles de temps dans le modèle SPLAT-W, afin de mieux saisir la

dynamique de la production d'énergies renouvelables variables et des systèmes;

- l'actualisation des projections ascendantes de la demande d'électricité, afin d'intégrer la demande du secteur commercial;
- l'actualisation des hypothèses sur les prix des combustibles, afin de mieux refléter les conditions récentes du marché et les perspectives de l'industrie.

Le modèle SPLAT-W actualisé englobe l'ensemble des pays membres continentaux de la CEDEAO: Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Libéria, Mali, Niger, Nigéria, Sénégal, Sierra Leone et Togo. Le Cap-Vert est considéré comme une entité distincte dans la modélisation, car le pays n'est pas connecté au réseau régional du WAPP.

Si l'IRENA a utilisé des informations accessibles par le public (ainsi que des contributions de plusieurs experts nationaux) pour représenter l'infrastructure actuelle de l'approvisionnement en énergie, une validation supplémentaire par des experts locaux serait toujours utile afin d'améliorer la robustesse du modèle¹⁰. En outre, l'évaluation est fondée sur certaines hypothèses, y compris, notamment, les coûts de combustible, les infrastructures et les évolutions des politiques, que les planificateurs en matière d'énergie de la région pourraient voir d'un œil différent. Il est conseillé aux experts locaux de poursuivre leur étude d'hypothèses différentes afin d'élaborer et de comparer leurs propres scénarios pour analyser les avantages et les défis liés à l'accélération du déploiement des énergies renouvelables.

Les résultats de la présente analyse actualisée sont destinés à appuyer cet effort et à contribuer au futur dialogue national et régional alors que les États membres de la CEDEAO se préparent à satisfaire à des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables. Ils servent également à souligner l'utilité du modèle SPLAT-W en tant qu'outil libre et bien maintenu pour que les membres de l'IRENA étudient d'autres scénarios liés à l'évolution des secteurs énergétiques nationaux et régionaux¹¹.

8 Pour plus de détails concernant les scénarios et l'analyse présentés dans le rapport de 2013 « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest » de l'IRENA, voir section précédente.

9 Avec notamment une limitation de la production de grande hydroélectricité afin de correspondre uniquement avec les projets recensés dans les contributions des équipes nationales, et l'exclusion du potentiel d'importation d'Afrique centrale.

10 Les dix équipes de pays membres de la CEDEAO qui ont assisté aux sessions de formation sur SPLAT-W n'ont pas produit les résultats présentés dans le présent rapport, qui sont issus de la modélisation et de l'analyse réalisées par l'IRENA.

11 Plusieurs tutoriels du modèle SPLAT ont été élaborés par l'IRENA et le CERECC; ils sont disponibles sur demande auprès des auteurs.



APERÇU DE LA MÉTHODOLOGIE APPLIQUÉE 2

Le modèle SPLAT-W utilisé dans le présent rapport a été élaboré à l'aide d'une plateforme logicielle de modélisation baptisée « modèle d'étude de stratégies d'approvisionnement énergétique et de leur impact général sur l'environnement » (MESSAGE), un modèle de système énergétique dynamique, ascendant et pluriannuel appliquant des techniques d'optimisation linéaires et à nombres entiers mixtes. À l'origine, cette plate-forme de modélisation a été mise au point par l'Institut international pour l'analyse appliquée des systèmes (IIASA), mais elle a été récemment perfectionnée par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). La plate-forme de modélisation est un cadre souple dans lequel le modèle à proprement parler est mis au point.

La plate-forme de modélisation MESSAGE est composée d'un ensemble de projections de la demande, d'une base de données des infrastructures de transport, des technologies d'approvisionnement énergétique caractérisées par des paramètres économiques et techniques, ainsi que d'informations concernant le stock de capital existant et sa durée de vie restante. En partant des infrastructures électriques existantes dans la région, le modèle calcule une évolution des différentes options technologiques techniquement réalisables qui atteignent un objectif du moindre coût sur la période de planification (à savoir, les coûts minimaux actualisés totaux des systèmes, y compris les investissements, l'exploitation et la maintenance (E&M), les coûts des combustibles et d'autres coûts définis par l'utilisateur), tout en répondant à un certain nombre d'exigences des systèmes (par ex., offre correspondant à la demande à un moment précis, ressources et capacités suffisantes pour offrir le niveau de production souhaité) et de contraintes définies par l'utilisateur (par ex., marge de réserve, vitesse de déploiement des technologies, limites d'émissions, objectifs stratégiques). Les intrants du modèle décrits ci-dessus peuvent varier selon la préférence des utilisateurs, afin d'explorer différents

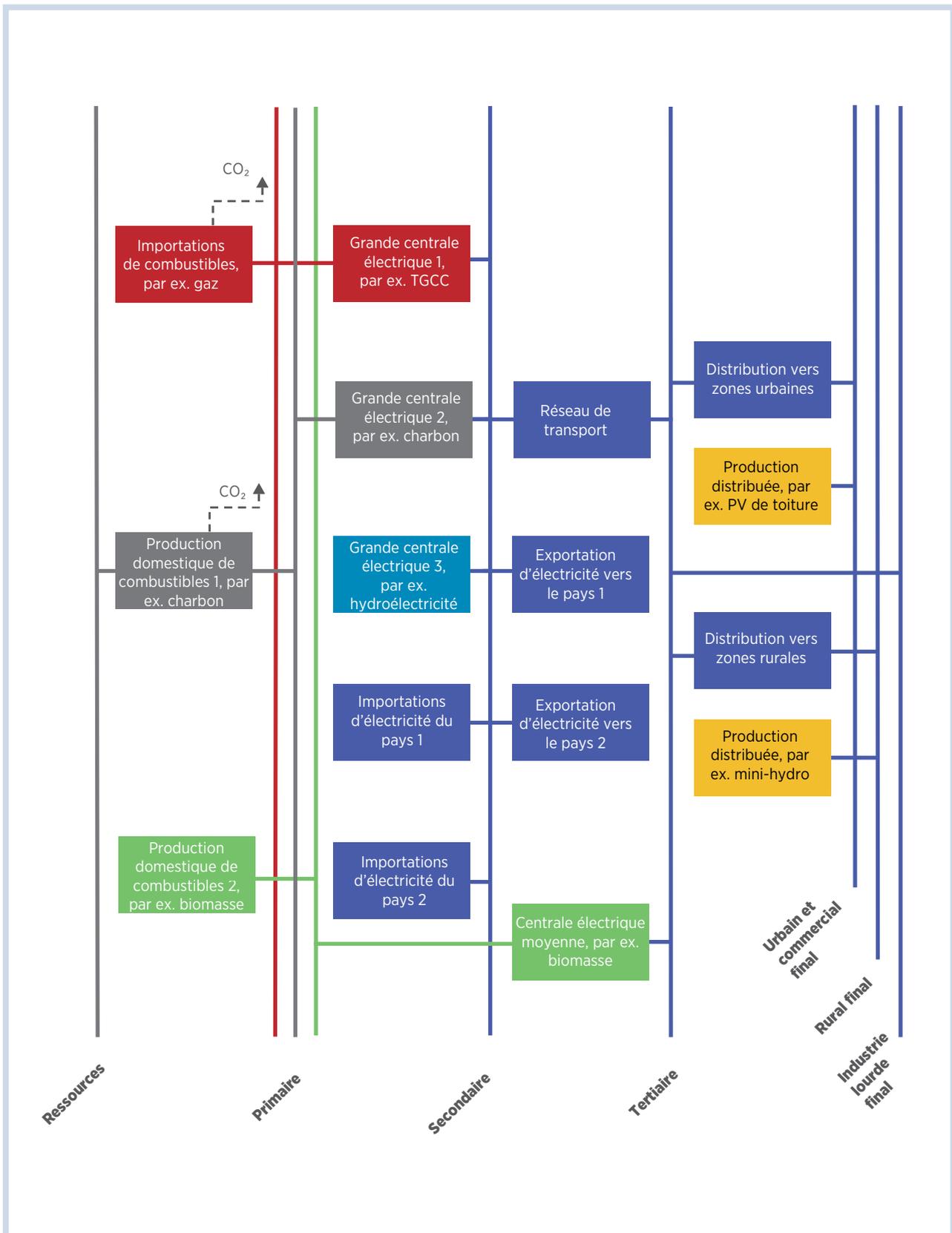
scénarios d'évolution des systèmes en fonction d'ensembles d'hypothèses bien précis. La « solution » du modèle inclut, entre autres, les investissements dans les nouvelles technologies, la production, l'utilisation des combustibles et les échanges commerciaux. Les conséquences économiques et environnementales associées aux systèmes énergétiques au moindre coût qui ont été recensés peuvent être calculés facilement à l'aide du modèle.

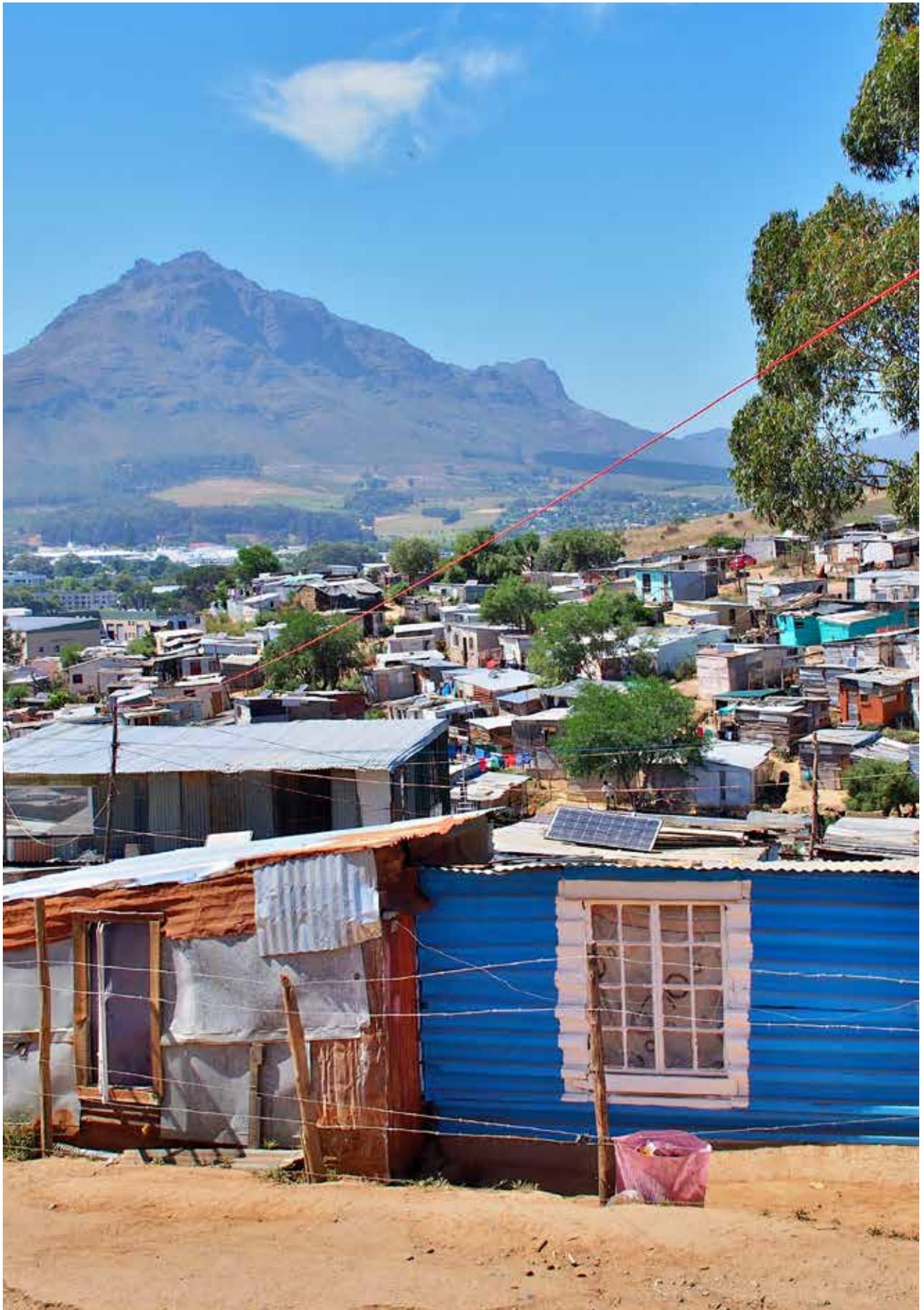
L'AIEA a mis au point, à l'aide de la plate-forme MESSAGE, un modèle et du matériel de formation permettant d'analyser les évolutions des systèmes énergétiques au cours des 20 prochaines années dans la région de la CEDEAO. Le modèle mis au point par l'AIEA a été adapté par l'IRENA en 2012-2013, et il continue d'être amélioré. Les principales caractéristiques du modèle SPLAT-W le plus récent sont les suivantes:

- les pays sont modélisés séparément et interconnectés par des lignes de transport d'énergie. Chaque zone représentant le système énergétique d'un seul pays présente les caractéristiques illustrées à la Figure 2;
- les projections ascendantes de la demande d'électricité sont regroupées en quatre catégories (industrie lourde, secteur commercial et petite industrie, résidentielle urbaine et résidentielle rurale) afin de mieux représenter les différentes options d'approvisionnement énergétique décentralisé et d'améliorer la représentation de la courbe de charge. Voir section 3.3 Demande d'électricité pour plus de détails;
- les différents niveaux de l'infrastructure de transport et de distribution (T&D) nécessaires pour les quatre catégories de demande modélisées, chacune connaissant des niveaux spécifiés de pertes. Voir section 3.4 Transport et distribution au niveau local pour plus de détails;

- le calcul d'un système d'approvisionnement énergétique au moindre coût qui répond à la demande donnée tout en respectant toutes les contraintes définies par l'utilisateur, avec un « moindre coût » défini pour la région dans son ensemble, pendant toute la période de modélisation;
- la modélisation explicite de quatre types d'options de transport transfrontalier et de production énergétique: capacité existante, projets à commander, projets spécifiques à un site en cours d'examen (projets candidats) et projets (génériques) non spécifiques à un site. Voir sections 3.7 Options de production d'électricité et 3.8 Échanges commerciaux transfrontaliers pour plus de détails;
- la fiabilité de l'approvisionnement est abordée en garantissant des marges de réserve de 10 %, alors que les technologies en matière d'énergies renouvelables variables se voient attribuer des niveaux de capacité « ferme » fondés sur la nature de la ressource (c'est-à-dire ne contribuant pas entièrement à la marge de réserve à certains moments). Voir section 3.9 Contraintes liées au système et à l'exploitation des centrales pour plus de détails;
- des options d'approvisionnement en énergies renouvelables fortement élargies et perfectionnées, reflétant les derniers coûts technologiques et données sur le facteur de capacité, fondées sur les courbes de coût et les profils de production horaire figurant dans les études les plus récentes de l'IRENA sur l'évaluation des coûts et des ressources. Voir sections 3.5, Potentiel en ressources renouvelables, et 3.7 Options de production d'électricité pour plus de détails.

Graphique 2 Modèle de structure du secteur énergétique au niveau national





3.1 DÉFINITION GÉNÉRALE DES SCÉNARIOS

Trois scénarios principaux ont été élaborés dans le présent rapport d'actualisation:

- un scénario de référence;
- un scénario « Objectif régional de la PERC »;
- et un scénario « Objectifs nationaux ».

Ils sont décrits dans les sections suivantes. Pour les deux scénarios assortis d'« objectifs », ces derniers sont déterminés en vue de l'optimisation de l'expansion de capacité dans le modèle SPLAT-W, afin de respecter les pourcentages minimaux spécifiés d'approvisionnement en énergies renouvelables dans la production totale à l'horizon 2020 et à l'horizon 2030. Pour ce qui est du scénario « Objectif régional de la PERC », ces objectifs sont imposés au niveau global, ce qui signifie que la capacité de production d'énergies renouvelables peut être déployée dans n'importe quel pays pour contribuer à l'objectif régional, sans exigences minimales au niveau national. Dans le scénario « Objectifs nationaux », les objectifs sont déterminés au niveau national, de sorte que chaque pays est tenu d'atteindre son pourcentage minimal spécifié d'approvisionnement en énergies renouvelables. Les échanges commerciaux transfrontaliers sont traités de la même manière dans les trois scénarios, en se limitant aux projets de transport existants et prévus.

Scénario de référence

Le scénario de référence décrit un déploiement des énergies renouvelables en l'absence d'objectifs nationaux ou régionaux, sur la base d'une réserve détaillée de projets et d'une série d'hypothèses exposées dans la suite du présent chapitre, la compétitivité des coûts étant le principal moteur du déploiement de différentes technologies. Il s'appuie sur le scénario « Promotion des énergies renouvelables » de la version de 2013 de la présente analyse et

est largement actualisé afin de concorder avec les contributions des équipes d'experts nationaux ainsi que les propres recherches de l'IRENA, comme décrit au chapitre 1 Introduction. En dehors de l'actualisation des informations sur les ressources en énergies renouvelables et les coûts afin de correspondre aux dernières estimations de l'IRENA, les révisions les plus influentes sont notamment les suivantes: projections actualisées de la demande d'électricité; suppression de l'option visant à développer le potentiel de ressources hydroélectriques non spécifiques à un site [y compris environ 7 gigawatts (GW) de capacité générique de grande hydroélectricité au Nigéria dans les résultats de l'étude précédente de l'IRENA]; l'exclusion du potentiel d'importation d'Afrique centrale; et une révision à la baisse des hypothèses en matière de prix des combustibles fossiles. Ce scénario part d'un environnement institutionnel favorable, dans lequel les évolutions des politiques et du marché permettent des réductions rapides des coûts des énergies renouvelables qui correspondent aux observations mondiales et aux tendances antérieures.

Scénario « Objectif régional de la PERC »

Le scénario « Objectif régional de la PERC » impose un objectif minimal pour toute la région par rapport au scénario de référence et correspondant aux objectifs de la PERC. Comme l'illustre le Tableau 1. , la PERC vise à accroître la part d'énergies renouvelables connectées au réseau dans le bouquet d'électricité global de la région (défini comme étant la part de capacité d'énergies renouvelables exprimée en pourcentage du pic de charge) à 35 % en 2020 et 48 % en 2030, qui incluent respectivement 25 % et 29 % de projets hydroélectriques moyenne/grande envergure (ECREEE, 2013). Dans la présente analyse, les objectifs d'équivalent de production sont utilisés dans la modélisation des objectifs régionaux, avec une trajectoire linéaire entre les années ciblées dans le modèle SPLAT-W.

Tableau 1 Objectifs de la PERC en matière d'énergies renouvelables connectées au réseau

	2010	2020	2030
Objectifs de capacité en MW	-	2 425	7 606
Prévision de pic de charge de la CEDEAO en MW	-	25 128	39 131
Objectifs de la PERC en pourcentage du pic de charge	0 %	10 %	19 %
Centrale hydroélectrique moyenne et grande impliquée en MW	-	6 370	11 177
Objectifs de la PERC en pourcentage du pic de charge (y compris les projets hydroélectriques de moyenne et grande envergure)	32 %	35 %	48 %
Objectifs de production d'énergie en GWh	-	8 350	29 229
Prévision de charge de la CEDEAO en GWh	-	15 5841	243 901
Objectifs de la PERC en pourcentage de production	0 %	5 %	12 %
Centrale hydroélectrique moyenne et grande impliquée en GWh		27 493	46 380
Objectifs de la PERC en pourcentage de production (y compris les projets hydroélectriques de moyenne et grande envergure)	26 %	23 %	31 %

Remarques: GWh = gigawattheure; MW = mégawatt.

Source: CERECC (2013), « Politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO », www.ecreee.org/page/ecowas-renewable-energy-policy-erep.

Scénario « Objectifs nationaux »

Au lieu de fixer un objectif pour toute la région, le scénario « Objectifs nationaux » définit des objectifs minimaux pour chaque pays en ce qui concerne le pourcentage d'énergies renouvelables dans la production domestique totale, sur la base des contributions spécifiques des experts nationaux qui ont participé aux ateliers de formation régionaux sur SPLAT-W organisés par l'IRENA en 2015 et 2016. En l'absence de telles contributions, les objectifs se fondent sur les documents nationaux du programme d'action de SEforALL.

Comme le montre le Tableau 2, cinq objectifs nationaux excluent les grandes centrales hydroélectriques (REXH). Il convient de noter que, même si certains

plans d'action nationaux mentionnent des objectifs visant à déployer certaines technologies en matière d'énergies renouvelables non hydroélectriques, les objectifs imposés dans ce scénario ne sont pas propres à certaines technologies, c'est-à-dire qu'ils fixent uniquement un objectif minimal global pour le pourcentage de production d'énergies renouvelables, qui peut être atteint par toute option de production d'électricité issue d'énergies renouvelables au moindre coût (en excluant la grande hydroélectricité pour les objectifs REXH). Pour une vue d'ensemble des options de production d'énergies renouvelables incluses dans la présente analyse, voir section 3.7 Options de production d'électricité.

Tableau 2 Objectifs nationaux de production d'énergies renouvelables connectées au réseau

Pays	Contrainte de l'objectif national	2020	2030	Source
Bénin	RE	20 %	44 %	Équipe de formation SPLAT-W du Bénin (2015)
Burkina Faso	RE	23 %	50 %	Équipe de formation SPLAT-W du Burkina Faso (2015)
Cap-Vert	RE	50 %	100 %	Équipe de formation SPLAT-W du Cap-Vert (2015)
Côte d'Ivoire	RExH	0 %	16 %	N'Goran (2015)
Gambie	RE	35 %	48 %	Équipe de formation SPLAT-W de la Gambie (2015)
Ghana	RExH	10 %	20 %	Tetty (2015)
Guinée	RExH	25 %	30 %	Équipe de formation SPLAT-W de la Guinée (2015)
Guinée-Bissau	RE	30 %	50 %	Raul (2015)
Libéria	RE	25 %	30 %	Équipe de formation SPLAT-W du Libéria (2015)
Mali	RExH	0 %	30 %	Touré (2015)
Niger	RE	40 %	57 %	Équipe de formation SPLAT-W du Niger (2015)
Nigéria	RE	20 %	30 %	Adebisi (2015)
Sénégal	RExH	20 %	30 %	Niane (2015)
Sierra Leone	RE	30 %	50 %	Équipe de formation SPLAT-W du Sierra Leone (2015)
Togo	RE	17 %	30 %	Équipe de formation SPLAT-W du Togo (2015)

Remarque: RE = contrainte du modèle pour les énergies renouvelables incluant la grande hydroélectricité; RExH = contrainte du modèle pour les énergies renouvelables excluant les grandes centrales hydroélectriques.

3.2 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES

Les hypothèses générales dans les trois scénarios sont les suivantes:

- le taux réel d'actualisation appliqué est de 10 %, conformément à l'hypothèse figurant dans le plan directeur 2011-2012 du WAPP;
- l'unité monétaire utilisée dans l'ensemble est le cours de 2015 du dollar des États-Unis d'Amérique (USD), et les données déclarées en USD d'autres années sont ajustées en utilisant le déflateur du produit intérieur brut (PIB) de la Banque mondiale (Banque mondiale, 2017) pour les États-Unis;
- l'étude couvre une période allant de 2015 (« courante » ou « actuelle ») à 2030;
- un scénario tenant compte d'une « année de sécheresse » est pris en considération pour tous les sites d'hydroélectricité au cours de la période de modélisation, dans tous les scénarios. Voir section 3.5 Potentiel en ressources renouvelables.

3.3 DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Les projections de demande d'électricité étaient précédemment fondées sur le plan directeur 2011-2012 du WAPP, qui présente des projections de la demande d'électricité secondaire (c.-à-d. au niveau de l'installation, avant le transport), ainsi qu'une subdivision simplifiée par secteur. Elles ont été actualisées dans le présent rapport afin de correspondre à une analyse sectorielle ascendante plus détaillée, incluant les progrès liés à l'accès à l'électricité et au développement économique, croisée avec les contributions des experts nationaux présents aux ateliers de formation régionaux sur SPLAT-W organisés par l'IRENA en 2015 et 2016.

Le Graphique 3 présente l'évolution de la demande d'électricité secondaire prise comme hypothèse de la présente analyse¹². Par rapport aux hypothèses précédentes, la demande au cours des premières années de la période couverte par le modèle a été revue à la baisse, pour correspondre à la croissance réelle du PIB, plus faible qu'escomptée au titre du plan directeur 2011-2012 du WAPP. Cependant, le taux de croissance de la demande d'électricité est à présent plus élevé, car on s'attend toujours à ce que la demande totale d'électricité approche des niveaux élevés à long

terme et corresponde à une multiplication par quatre entre 2015 et 2030.

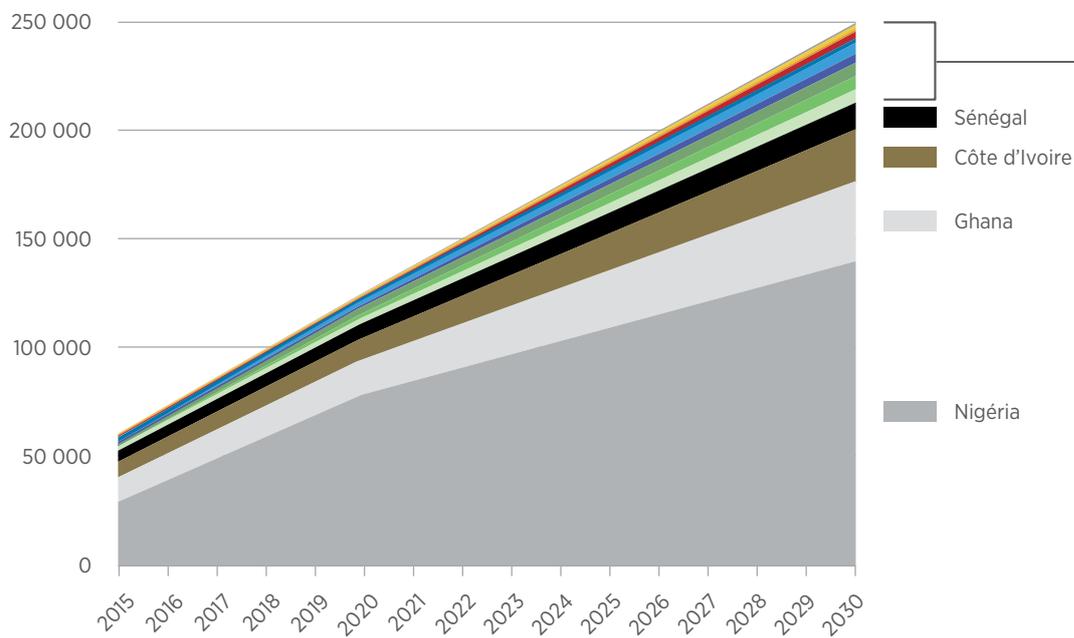
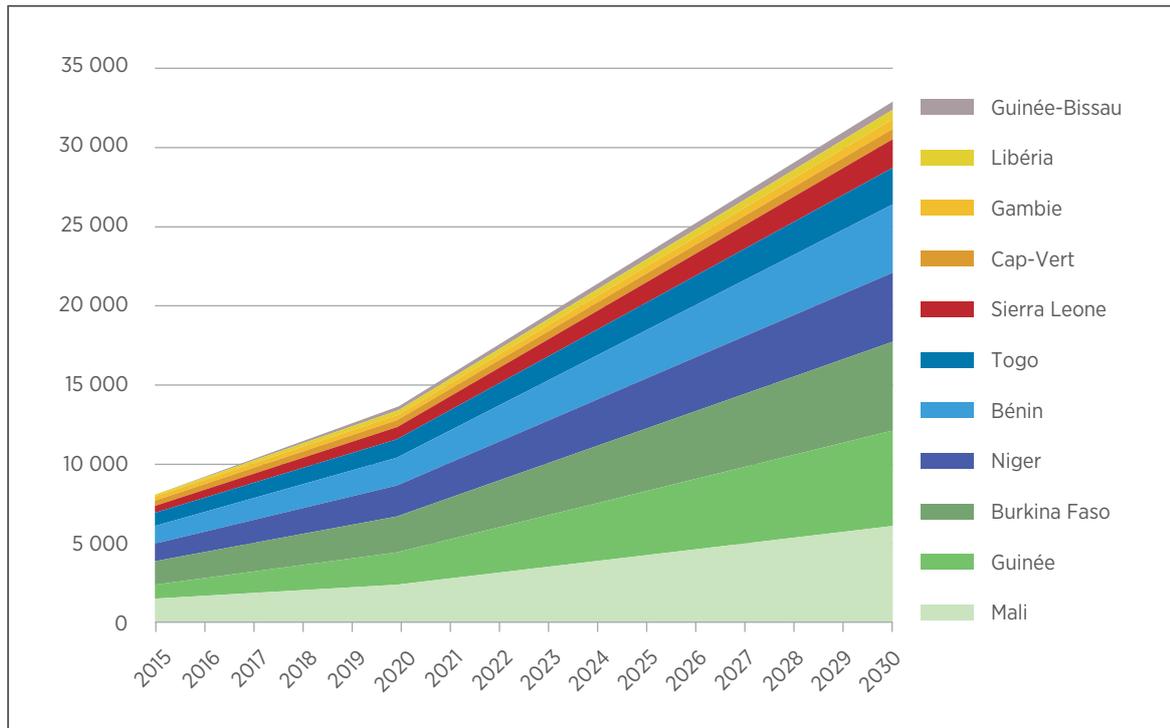
La demande d'électricité secondaire de chaque pays a été divisée selon les catégories suivantes:

- la demande de l'industrie lourde (par ex., exploitations minières), connectée à une production haute tension et qui nécessite généralement peu d'infrastructures T&D par unité de consommation;
- la demande commerciale et de la petite industrie, connectée au moyen d'une quantité modérée d'infrastructures T&D par unité de consommation;
- la demande résidentielle urbaine, connectée au moyen d'une quantité modérée d'infrastructures T&D par unité de consommation;
- la demande résidentielle rurale, qui nécessite l'infrastructure T&D la plus importante par unité de consommation.

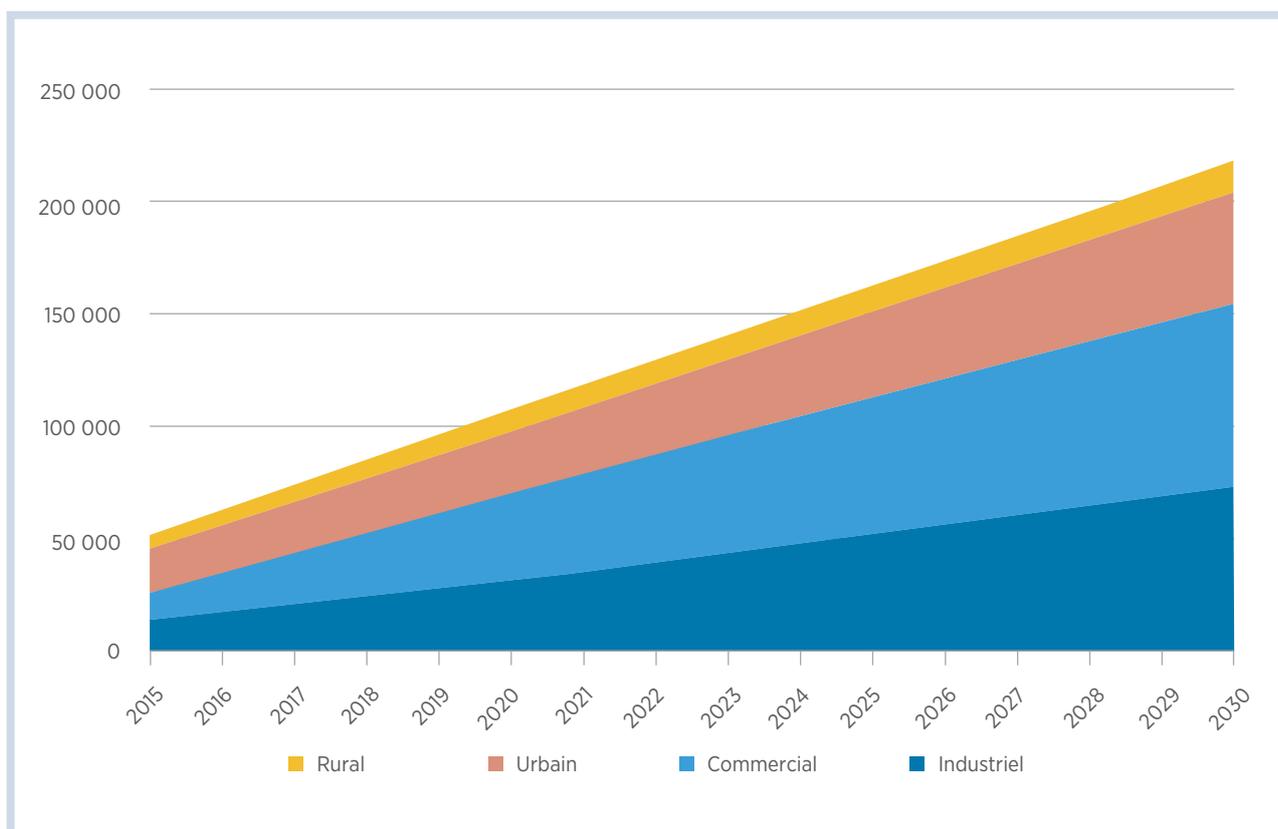
La demande d'électricité finale répartie selon ces catégories est indiquée dans le Graphique 4. Les données détaillées par pays peuvent être consultées dans le Tableau 16 à l'Annexe A. Données détaillées sur la demande.

¹² Comme dans la précédente édition du présent rapport, la demande dans tous les scénarios inclut la demande provenant de certains projets miniers. En Guinée, en Guinée-Bissau, au Libéria et en Sierra Leone, cette demande minière devrait être, selon les projections, plusieurs fois supérieure à tous les autres types de demande d'électricité. D'autres projets miniers dans la région d'Afrique de l'Ouest, comme l'exploitation aurifère au Burkina Faso, n'ont pas été repris dans le plan directeur du WAPP et ne sont pas inclus dans la présente analyse.

Graphique 3 Projections de demande d'électricité secondaire, 2015-2030, par pays (GWh)



Graphique 4 Projections de demande d'électricité finale, 2015-2030, par secteur (GWh)



Afin de saisir les principales caractéristiques des modèles de demande d'électricité, les années couvertes par le modèle SPLAT-W sont caractérisées par des profils de charge par secteur pour les différentes saisons et parties de la journée. Le modèle contient trois saisons, à savoir la saison d'avant l'été (de janvier à avril), l'été (de mai à août) et l'arrière-saison (de septembre à décembre). Pour

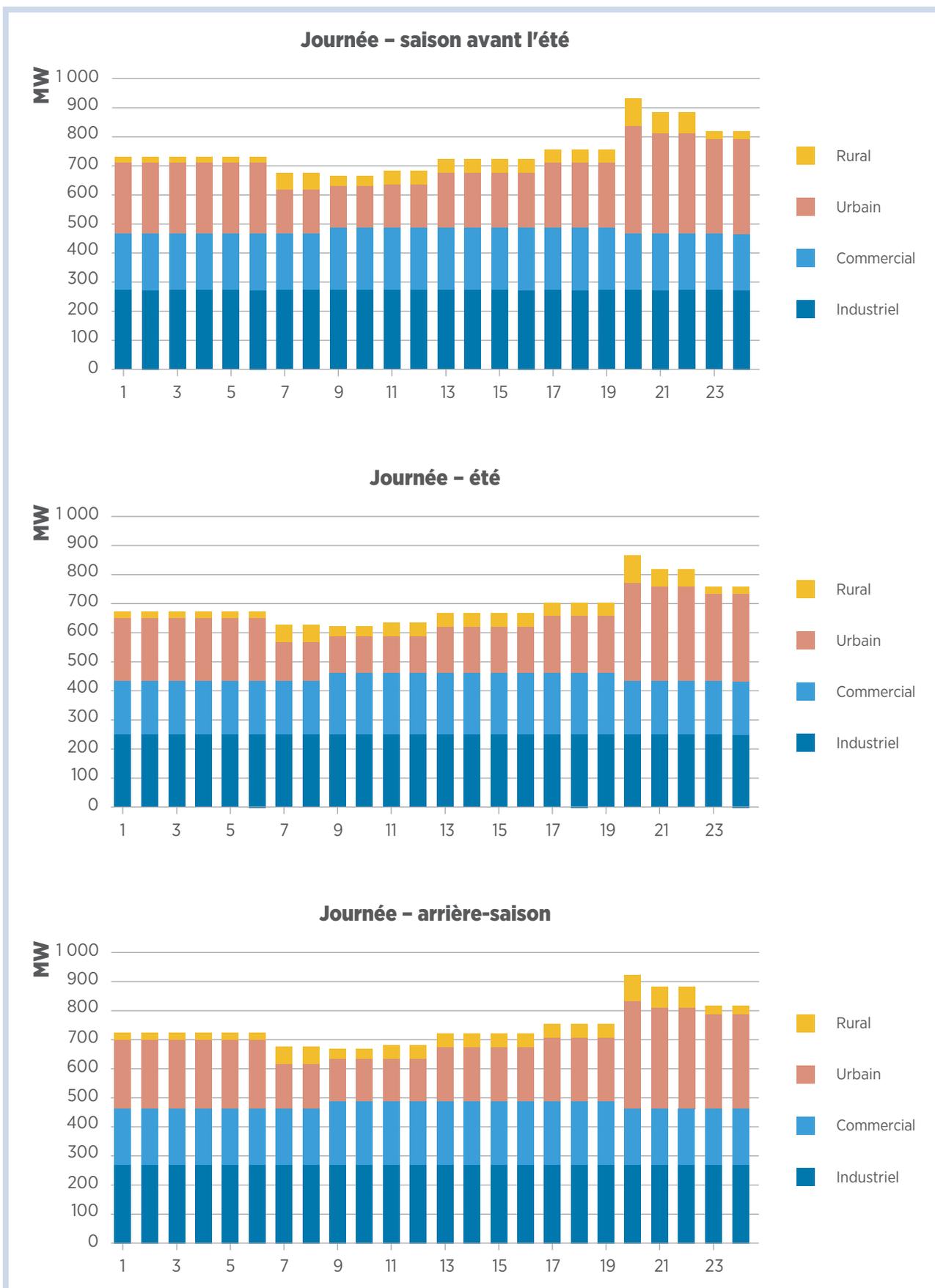
chaque saison, les journées sont divisées en dix blocs de demande égaux (y compris un « pic » à 20 heures), comme le présente le Graphique 5 ci-dessous, donnant lieu à un total de 30 « intervalles de temps » dans le modèle. Étant donné que différents pays possèdent des parts différentes des quatre catégories de demande spécifiées, la série de charges qui en résulte est propre à chaque pays¹³.

Graphique 5 Regroupement des intervalles de temps journaliers

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Block	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6	6	7	7	7	8	9	9	10	10

¹³ L'établissement des profils de charge décrits dans la présente analyse a été réalisé dans l'ordre exposé ci-après. Tout d'abord, les données horaires sur la demande d'électricité annuelle fournies par la Côte d'Ivoire et le Ghana ont servi à élaborer une forme de charge globale représentative; au sein de cette forme globale, la demande journalière du secteur industriel a été supposée étalée, et l'on est parti du principe que la demande commerciale présentait une augmentation à la moitié de la journée, sur la base de l'expérience régionale des experts sud-africains. La demande résidentielle urbaine a ensuite été supposée remplir le solde afin de former la forme générale de charge prédéfinie. Compte tenu de la faible part de la demande résidentielle rurale, la demande du secteur a été ajoutée en sus à la dernière étape, à l'aide du profil de charge journalière mis au point sur la base des recherches récentes sur les profils de demande future en mini-réseau en Afrique subsaharienne (Hughes et al., 2017).

Graphique 6 Exemple de profils de charge par secteur: demande modélisée de la Côte d'Ivoire, 2015



3.4 TRANSPORT ET DISTRIBUTION AU NIVEAU LOCAL

Il est nécessaire d'investir dans les infrastructures T&D afin de répondre aux pics de demande des systèmes. Dans SPLAT-W, les investissements nécessaires dans les infrastructures T&D sont modélisés de manière à dépasser les pics de demande par une certaine marge, qui détermine ensuite la capacité installée de T&D¹⁴. Les coûts et pertes sont définis pour chaque catégorie de demande, reflétant les différents niveaux d'infrastructures T&D nécessaires. Les technologies hors réseau, qui ne nécessitent pas d'infrastructures T&D, n'impliquent pour leur part aucun coût ni perte. Dans un souci de simplification, les coûts et les pertes liés à la distribution via des solutions de mini-réseaux ont été ignorés.

Les hypothèses relatives aux coûts de T&D et aux pertes moyennes sont indiquées dans le Tableau 3¹⁵.

On considère que les coûts sont les plus bas pour l'industrie lourde, moyens pour la demande urbaine et commerciale, et les plus élevés pour la demande rurale, et qu'ils sont constants dans le temps. Les hypothèses sur les pertes T&D sont spécifiques à chaque pays. Elles sont détaillées dans le Tableau 26 à l'Annexe D. Données détaillées sur le transport. En ce qui concerne l'industrie, elles sont évaluées à 7 % pour l'année 2015 dans l'ensemble des pays, pour ne plus représenter que 5 % en 2030. Pour la demande urbaine et commerciale, on considère qu'elles se situent entre 16 % et 22,5 % en 2015 selon le pays, pour chuter à 13 % en 2030 dans tous les pays. Comme pour les coûts, c'est la demande rurale qui enregistre les pertes les plus importantes, avec 22,5 à 35 % pour l'année 2015, pour chuter à 20 % en 2030 dans tous les pays. Les pertes T&D moyennes dont il est question ici sont utilisées pour calculer le coût moyen de l'électricité (LCOE) discuté à la section 3.7 Options de production d'électricité.

Tableau 3 Hypothèses sur les coûts et pertes des infrastructures T&D

	Coût (USD/kW)	Pertes (%)		
		2015	2020	2030
Industrie lourde	160	7	7	5
Résidentielle urbaine/commerciale	320	16-22,5	15	13
Résidentielle rurale	460	22,5-30	25	25

Remarques: les coûts des technologies de distribution sont intégrés dans le modèle en tant que coûts d'investissement sur la base du facteur de charge de chaque catégorie de demande, et non en tant que coût variable; kW = kilowatt.

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », <http://www.ecowapp.org/fr/documentation>.

¹⁴ Il est à noter qu'il s'agit d'une démarche simplifiée: le modèle ne représente pas les lignes de transport ou de distribution domestiques spécifiques, mais attribue au contraire un coût d'investissement générique pour les infrastructures de transport et de distribution à chaque unité de demande. Les investissements totaux dans les infrastructures domestiques de T&D dépendent donc de la demande sectorielle d'un pays et de pertes de T&D spécifiées.

¹⁵ Hypothèses de coût et de perte par secteur fondées sur les valeurs de référence du plan directeur 2011-2012 du WAPP; données fournies par les experts nationaux présents lors des ateliers de formation régionaux sur SPLAT-W organisés par l'IRENA en 2015 et 2016; et avis d'expert issu de l'expérience régionale sud-africaine. Les différences de pertes par secteur sont développées afin de conserver la valeur globale moyenne en source (plan directeur 2011-2012 du WAPP). Les pertes affichées dans les tableaux sont exprimées en pourcentage de production et comprennent les pertes non techniques.

3.5 POTENTIEL EN RESSOURCES RENEUVELABLES

Projets hydroélectriques de grande envergure

Le potentiel des projets hydroélectriques de grande envergure est résumé dans le Tableau 4. Les paramètres détaillés relatifs aux projets hydroélectriques existants et prévus sont indiqués dans le Tableau 18 et le Tableau 20 à l'Annexe B. Hypothèses détaillées sur les centrales électriques. Au contraire de l'édition 2013 du présent rapport, dans laquelle le modèle SPLAT-W autorisait la construction de projets hydroélectriques génériques de grande envergure, le potentiel hydroélectrique se limite dans la présente étude aux sites énumérés dans le plan directeur du WAPP (2011), avec des actualisations provenant d'experts nationaux présents aux ateliers

de formation régionaux sur SPLAT-W organisés par l'IRENA en 2015 et 2016. Cependant, comme dans l'édition 2013, un scénario tenant compte d'une « année de sécheresse » est toujours pris en considération pour tous les sites hydroélectriques, pour toutes les années couvertes par le modèle et dans tous les scénarios¹⁶. Ce faisant, le rôle de l'hydroélectricité est sous-estimé dans la région, mais il s'agit d'une décision prudente compte tenu de la vulnérabilité de l'Afrique de l'Ouest pendant les années de sécheresse¹⁷. En ce qui concerne les résultats de la modélisation, ces deux hypothèses – la limitation des nouveaux projets hydroélectriques génériques de grande envergure et l'estimation prudente de la production d'énergie au cours d'une année de sécheresse – influencent fortement l'évolution des systèmes énergétiques nationaux et régionaux.

Tableau 4 Projets hydroélectriques existants et recensés

Pays	Projets hydroélectriques existants	Projets hydroélectriques recensés
	Capacité MW	Capacité MW
Bénin	0	436
Burkina Faso	23	110
Cap-Vert	0	0
Côte d'Ivoire	585	1 179
Gambie	0	0
Ghana	1 580	307
Guinée	367	5 148
Guinée-Bissau	0	20
Libéria	5	967
Mali	249	240
Niger	0	359
Nigéria	1 900	3 750
Sénégal	68	0
Sierra Leone	56	749
Togo	67	108
Total	4 899	13 371

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », <http://www.ecowapp.org/fr/documentation>.

¹⁶ Les facteurs de capacité au cours d'une année de sécheresse pour chaque centrale sont fondés sur WAPP (2011) et sur les contributions des équipes nationales lors des sessions de formation sur SPLAT-W organisées par l'IRENA en 2015 et 2016. Pour les valeurs détaillées, voir Annexe B. Hypothèses détaillées sur les centrales électriques.

¹⁷ Une approche stochastique plus exhaustive (comme celle de WAPP 2011) n'a pas été possible en raison des limites actuelles de la plate-forme de modélisation MESSAGE.

Potentiel des autres sources d'énergies renouvelables

Le Tableau 5 récapitule les estimations du potentiel technique des ressources renouvelables autres que les projets hydroélectriques de grande envergure. Les estimations relatives au potentiel régional du solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne sont fondées sur l'analyse réalisée dans IRENA (2016a). Au lieu de catégoriser les terres de manière binaire, comme étant soit « disponibles », soit « indisponibles » pour le développement, l'analyse de ce rapport adopte une approche fondée sur les possibilités afin de mesurer le potentiel de ressources, en classant la qualité des domaines de développement à l'aide de notes attribuées à une série de facteurs pertinents¹⁸. Le potentiel en énergie solaire concentrée (ESC) est fondé sur des actualisations non publiées de l'IRENA

(2014a), qui appliquent des critères d'exclusion (par ex., géographiques, techniques, écologiques, législatifs) à un potentiel théorique en énergies renouvelables découlant d'ensembles de données à haute résolution sur l'irradiation solaire et la vitesse du vent (données Helioclim-3 pour l'énergie solaire, fournies par Mines ParisTech, et données sur l'énergie éolienne avec une résolution de 9 kilomètres (km) fournies par Vortex)¹⁹. Les données sur les petites ou mini-centrales hydroélectriques (< 10 MW) sont fondées sur des estimations de l'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel et du Centre international sur la petite hydraulique (UNIDO et ICSHP, 2016). Les données sur la biomasse ont été actualisées sur la base de l'analyse figurant dans IRENA (2014a) et (2014b), et représentent une estimation prudente du potentiel technique en ressources pour la coproduction.

Tableau 5 Estimations du potentiel technique pour les autres énergies renouvelables

	Petit projet hydroélectrique	ESC solaire	Solaire photovoltaïque	Biomasse	Énergie éolienne
	MW	MW	MW	MW	MW
Bénin	187	-	3532	761	322
Burkina Faso	38	-	82556	1075	9881
Côte d'Ivoire	41	213	28919	3260	2548
Gambie	12	953	428	60	44
Ghana	1245	229	20295	4449	2014
Guinée	198	2774	37569	1732	2114
Guinée-Bissau	-	2583	1043	205	101
Libéria	66	41	2871	1375	192
Mali	117	103658	298812	447	7962
Niger	-	171136	442931	266	54156
Nigéria	735	36683	492471	7291	44024
Sénégal	-	5424	37233	466	4531
Sierra Leone	330	111	1885	587	131
Togo	144	-	2686	378	73

Remarque: TWh = térawattheure.

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de l'ONUDI et l'ICSHP (2016), « World Small Hydropower Development Report 2016 », www.smallhydroworld.org/menu-pages/reports/2016/.

¹⁸ Six facteurs ont été inclus dans la présente analyse: l'intensité des ressources en énergies renouvelables, la distance vers le réseau, la densité de population, la topographie, la couverture terrestre et les zones protégées. Les ensembles de données sous-jacents comprennent la vitesse du vent (résolution de 1 km, Atlas mondial de l'énergie éolienne de l'université technique du Danemark) et l'irradiation solaire (irradiance horizontale globale) (résolution de 1 km, données Helioclim-3 de MINES ParisTech). Pour plus de détails sur la méthodologie et les données sous-jacentes, voir IRENA (2016a).

¹⁹ Comme dans la précédente édition du présent rapport, le potentiel solaire et éolien présenté ici sous-estime éventuellement le potentiel réel dans certaines zones, en raison d'hypothèses prudentes concernant l'utilisation des zones terrestres, mais il est tout de même suffisamment vaste pour qu'aucun pays n'atteigne ses contraintes en matière de ressources d'ici à 2030.

3.6 DISPONIBILITÉ ET PRIX DES COMBUSTIBLES

Les hypothèses sur la disponibilité des combustibles dans la région de la CEDEAO sont résumées dans le Tableau 6 ci-dessous.

On considère que trois types d'approvisionnement en gaz sont disponibles: le gaz produit localement au Nigéria, en Côte d'Ivoire et au Ghana, les exportations de gaz nigérian, effectuées via gazoduc depuis l'Afrique de l'Ouest en direction du Ghana, du Togo et du Bénin (et bientôt vers la Côte d'Ivoire)²⁰, et le gaz naturel liquéfié (GNL) importé dans d'autres pays côtiers²¹.

En ce qui concerne les produits pétroliers, on distingue trois types de combustibles: le fioul lourd (FL), le diesel distillé (DDO) et le pétrole brut léger (LCO). On considère que le prix des produits pétroliers livrés aux pays côtiers diffère de celui des pays intérieurs.

En ce qui concerne le charbon, on part du principe que seuls le Nigéria et le Niger disposent des ressources nécessaires à une production locale. Outre le Nigéria, tous les autres pays côtiers disposent d'une option d'importation de charbon, considérée comme disponible pour les besoins de la modélisation. On considère que mis à part le Niger, les pays enclavés ne disposent pas de ressources domestiques en charbon ni d'infrastructures de transport du charbon, et que les coûts liés à ce combustible y sont prohibitifs.

On distingue deux types de biomasse en fonction de leur gamme de prix: la biomasse à prix modéré et la

biomasse plus chère, dans les pays où les ressources en biomasse sont relativement limitées. Les pays dont le secteur agricole pourrait rendre la biomasse disponible pour le secteur énergétique ont été rangés dans la catégorie des prix modérés, et les ressources du Cap-Vert et des trois pays intérieurs (Burkina Faso, Mali et Niger) sont considérées comme limitées, sur la base de l'analyse présentée dans la section 3.5 Potentiel en ressources renouvelables.

L'évolution des prix présumée pour les catégories de combustibles décrites ci-dessus est résumée dans le Tableau 7 et le Graphique 7 ci-dessous. Si les prix des combustibles indiqués dans la précédente édition du présent rapport étaient fondés sur ceux du plan directeur 2011-2012 du WAPP, qui étaient dérivés d'un prix de référence du pétrole estimé à 100 USD par baril, l'évolution des prix dans ce rapport actualisé repose largement sur le « New Policies Scenario » de l'AIE figurant dans son rapport « World Energy Outlook » de 2016 (2016)²². Bien que la trajectoire des prix des combustibles fossiles soit toujours considérée comme ascendante, le niveau de prix des combustibles fossiles pour l'année de référence utilisée dans le présent rapport est significativement plus faible, reflétant la récente chute des prix des matières premières au niveau mondial. Étant donné que les prix des combustibles sont extrêmement déterminants pour les choix technologiques futurs, il est recommandé de procéder à des analyses de la sensibilité des prix dans le cadre de toute extension éventuelle de la modélisation réalisée dans le présent rapport.

20 En partant du principe que la Côte d'Ivoire accède à l'approvisionnement par le pipeline régional au plus tôt en 2025.

21 Des limites annuelles sont imposées à la disponibilité du gaz via la production domestique et l'approvisionnement par pipeline, sur la base de documents nationaux détaillant la production typique et les valeurs de débit du pipeline. Si l'analyse ne fixe pas de limites pour la production cumulée pour la période couverte par le modèle afin de refléter les estimations avérées de la réserve commerciale, les résultats présentés ici ont été revérifiés et correspondent aux niveaux probables de développement et d'utilisation des infrastructures de gaz pour la période couverte par le modèle. L'approvisionnement en GNL n'est pas lié à des projets ou des terminaux de regazéification spécifiques, mais on considère qu'il est disponible compte tenu de l'utilisation actuelle des terminaux de regazéification à stockage variable dans la région – le calendrier de cette disponibilité peut encore être amélioré par les experts nationaux.

22 Les références de haut niveau (par ex., prix du pétrole brut et du GNL) proviennent en premier lieu du « New Policies Scenario » de l'AIE, les catégories plus granulaires du pétrole/diesel et du gaz naturel étant dérivées des ratios de prix entre ces catégories dans le plan directeur du WAPP. Compte tenu de la correspondance des prix du charbon thermique sud-africain et australien, la Chine littorale a été utilisée comme référence pour le prix du charbon importé, avec une correction pour le différentiel de tarif de transport afin de refléter le transport de l'Afrique du Sud vers l'Afrique de l'Ouest. Le prix du charbon domestique au Niger et au Nigéria est toujours fixé à un niveau plus bas dans le présent rapport, sur la base d'Idrissa (2004). Le prix de la biomasse domestique est considéré comme étant constant pendant la période de planification et reste fondé sur les projections du plan directeur 2011-2012 du WAPP.

Tableau 6 Hypothèses sur la disponibilité des combustibles

	Charbon	Gaz	Pétrole	Biomasse
Bénin	Importation	Pipeline/GNL	Littoral	Modérée
Burkina Faso	s/o	s/o	Terrestre	Rare
Cap-Vert	Importation	GNL	Littoral	Rare
Côte d'Ivoire	Importation	Domestique/pipeline/GNL	Littoral	Modérée
Gambie	Importation	GNL	Littoral	Modérée
Ghana	Importation	Domestique/pipeline/GNL	Littoral	Modérée
Guinée	Importation	GNL	Littoral	Modérée
Guinée-Bissau	Importation	GNL	Littoral	Modérée
Libéria	Importation	GNL	Littoral	Modérée
Mali	s/o	s/o	Terrestre	Rare
Niger	Domestique	s/o	Terrestre	Rare
Nigéria	Domestique	Domestique	Littoral	Modérée
Sénégal	Importation	GNL	Littoral	Modérée
Sierra Leone	Importation	GNL	Littoral	Modérée
Togo	Importation	Pipeline	Littoral	Modérée

Remarque: s/o = sans objet

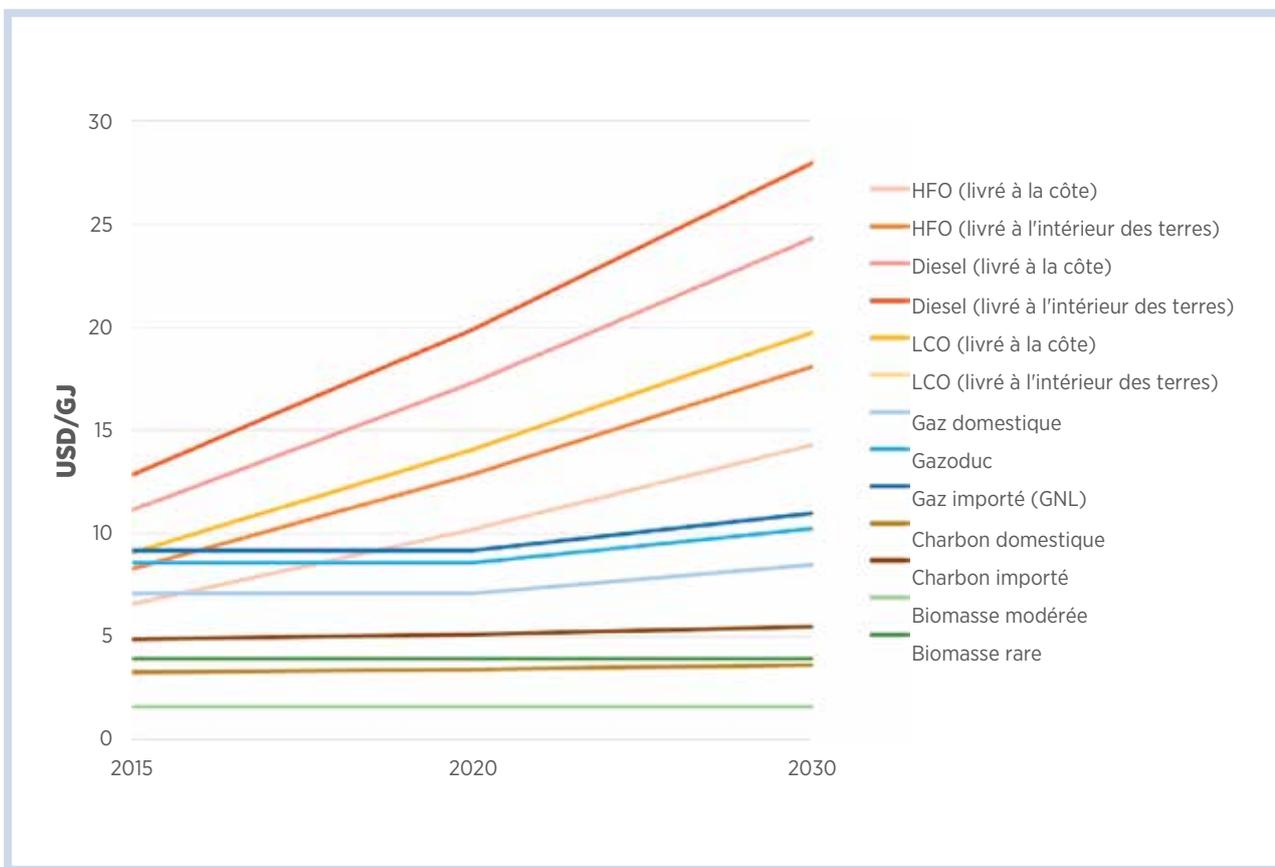
Tableau 7 Projections de prix des combustibles

USD/GJ	2015	2020	2030
FL (acheminé jusqu'à la côte)	6,6	10,2	14,3
FL (acheminé jusqu'à l'intérieur du pays)	8,3	12,9	18,1
Diesel (acheminé jusqu'à la côte)	11,2	17,3	24,3
Diesel (acheminé à l'intérieur du pays)	12,9	19,9	28,0
LCO (acheminé jusqu'à la côte)	9,1	14,1	19,8
Gaz (domestique)	7,1	7,1	8,5
Gaz (pipeline)	8,6	8,6	10,3
Gaz (importé) [GNL]	9,2	8,7	11,0
Charbon (domestique)	3,3	3,4	3,6
Charbon (importé)	4,9	5,1	5,5
Biomasse (modérée)	1,6	1,6	1,6
Biomasse (rare)	3,9	3,9	3,9

Remarque: GJ = gigajoule.

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de AIE (2016), « World Energy Outlook 2016 », <http://dx.doi.org/10.1787/weo-2016-en>; WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », www.ecowapp.org/fr/documentation; et Idrissa (2004), « Projet de création d'une société de traitement et de commercialisation du charbon minéral à des fins domestiques (SNTCD) », www.cilss.bf/predas/Activites%20par%20Pays/NE/34Projet%20de%20creation%20societe%20charbon%20mineral.pdf.

Graphique 7 Projections de prix des combustibles



3.7 OPTIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

L'élément principal du modèle SPLAT de l'IRENA est sa base de données sur les systèmes énergétiques, qui répertorie la capacité existante de production et de transport international dans la région de la CEDEAO, ainsi qu'une série d'options technologiques futures.

Capacité de production existante

La production d'énergie existante dans la région de la CEDEAO, fondée sur le plan directeur 2011-2012 du WAPP dans l'édition précédente du présent rapport,

a été actualisée par l'IRENA et des experts nationaux présents aux ateliers de formation régionaux sur SPLAT-W organisés par l'Agence en 2015 et 2016²³.

Un résumé de la capacité de production existante est présenté dans le Tableau 8 ci-dessous. En 2015, la capacité installée de production d'énergie dans la région de la CEDEAO s'élevait environ à 20 GW, le Nigéria représentant plus de la moitié²⁴. Les paramètres détaillés concernant la capacité existante par pays sont indiqués à l'Annexe B.

²³ L'IRENA a actualisé les données pour quatre pays qui n'ont pas assisté aux ateliers de formation régionaux sur SPLAT-W organisés en 2015 et 2016, à savoir la Côte d'Ivoire, le Ghana, la Guinée-Bissau et le Nigéria.

²⁴ Une part importante de cette capacité installée au Nigéria (près de 40 %) est notoirement indisponible pour différentes raisons techniques.

Tableau 8 Capacité de production électrique existante en 2015 (MW)

	Pétrole	Gaz	Charbon	Hydroélectricité	Biomasse	Énergiesolaire	Énergieéolienne	Total
Bénin	77	100	0	0	0	0	0	177
Burkina Faso	256	0	0	23	0	0	0	279
Cap-Vert	165	0	0	0	0	5	9	179
Côte d'Ivoire	0	1 628	0	585	0	0	0	2 213
Gambie	84	0	0	0	0	0	0	84
Ghana	690	310	0	1 580	0	3	0	2 583
Guinée	252	0	0	367	0	0	0	619
Guinée-Bissau	19	0	0	0	0	0	0	19
Libéria	23	0	0	5	0	0	0	27
Mali	300	0	0	249	0	10	0	560
Niger	92	20	32	0	0	0	0	144
Nigéria	0	10 302	0	1 900	0	0	0	12 202
Sénégal	605	49	0	68	0	0	0	721
Sierra Leone	21	0	0	56	8	0	0	85
Togo	49	120	0	67	0	0	0	235
Total	2 631	12 529	32	4 899	8	18	9	20 126

Options futures de capacité de production

Le modèle propose deux types d'options futures de production d'électricité: les projets spécifiques à un site et les options technologiques génériques.

Les projets spécifiques à un site sont tirés des listes de projets du plan directeur 2011-2012 du WAPP. Ils ont été actualisés sur la base des contributions d'experts nationaux pendant les ateliers régionaux sur le SPLAT organisés par l'Irena en 2015 et 2016, des recherches de l'Irena et du plan d'affaires 2016-2019 du WAPP. Les projets sont décrits par taille de la centrale, facteurs de capacité, rendement, coûts d'E&M, coûts d'investissement, etc. Certains projets spécifiques

à un site sont déjà « engagés » et sont donc inclus dans le bouquet énergétique futur. D'autres projets figurent dans une catégorie « en cours d'examen » et sont éventuellement inclus dans la solution optimale calculée par le modèle dans une série d'hypothèses pour chaque scénario. Un résumé de la capacité des projets spécifiques à un site est présenté dans le Tableau 9 ci-dessous, et des tableaux plus détaillés sont fournis à l'Annexe B. Les projets engagés sont commandés pour des dates fixes, tandis que les projets en cours d'examen sont considérés comme des options d'investissement à partir de 2016 jusqu'à la fin de la période couverte par l'étude.

Tableau 9 Capacité des projets prévus et engagés (deuxième ligne) (MW)

	Pétrole	Gaz	Charbon	Hydroélectricité	Biomasse	Énergie solaire	Énergie éolienne	Total
Bénin	0	810	0	436	20	135	10	1 411
	0	570	0	436	0	40	0	1 046
Burkina Faso	346	0	0	110	0	147	0	603
	8	0	0	38	0	147	0	192
Cap-Vert	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
Côte d'Ivoire	0	450	0	1 179	0	0	0	1 629
	0	0	0	0	0	0	0	0
Gambie	44	0	0	0	0	3	1	48
	44	0	0	0	0	3	1	48
Ghana	525	445	0	307	0	20	225	1 522
	425	430	0	0	0	20	225	1 100
Guinée	131	0	0	5 148	0	92	0	5 370
	125	0	0	1 332	0	0	0	1 457
Guinée-Bissau	0	0	0	20	0	0	0	20
	0	0	0	0	0	0	0	0
Libéria	28	0	0	967	8	0	0	1 003
	28	0	0	66	0	0	0	94
Mali	166	0	0	240	33	30	0	470
	0	0	0	140	0	0	0	140
Niger	97	8	625	359	0	7	30	1 125
	0	0	0	130	0	7	0	137
Nigéria	0	6 300	0	3 750	0	0	0	10 050
	0	0	0	0	0	0	0	0
Sénégal	122	0	425	0	0	130	150	827
	122	0	125	0	0	0	150	397
Sierra Leone	57	0	0	749	8	11	0	824
	57	0	0	0	8	11	0	76
Togo	0	200	0	108	0	45	25	378
	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1 516	8 213	1 050	13 371	69	620	441	25 279
	809	1 000	125	2141	8	228	376	4 686

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de WAPP (2015), « Plan d'affaires EEEOA 2016-2019 », www.ecowapp.org/fr/documentation.

Dans le modèle SPLAT-W, la demande en électricité qui ne peut pas être satisfaite par les technologies existantes et les projets engagés nécessite un développement approfondi de projets spécifiques à un site qui sont en cours d'examen, mais qui ne sont pas encore engagés, et des technologies génériques de production d'énergie.

Les technologies génériques de production d'énergie sont modélisées sans référence spécifique à la taille de la centrale, bien que des limites soient appliquées au déploiement annuel. On considère que certaines technologies fournissent de l'électricité uniquement via le réseau (à savoir, connectées à la ligne de transport en amont), tandis que d'autres fournissent de l'électricité sur site.

Les options génériques incluses pour la production d'électricité thermique sont les suivantes:

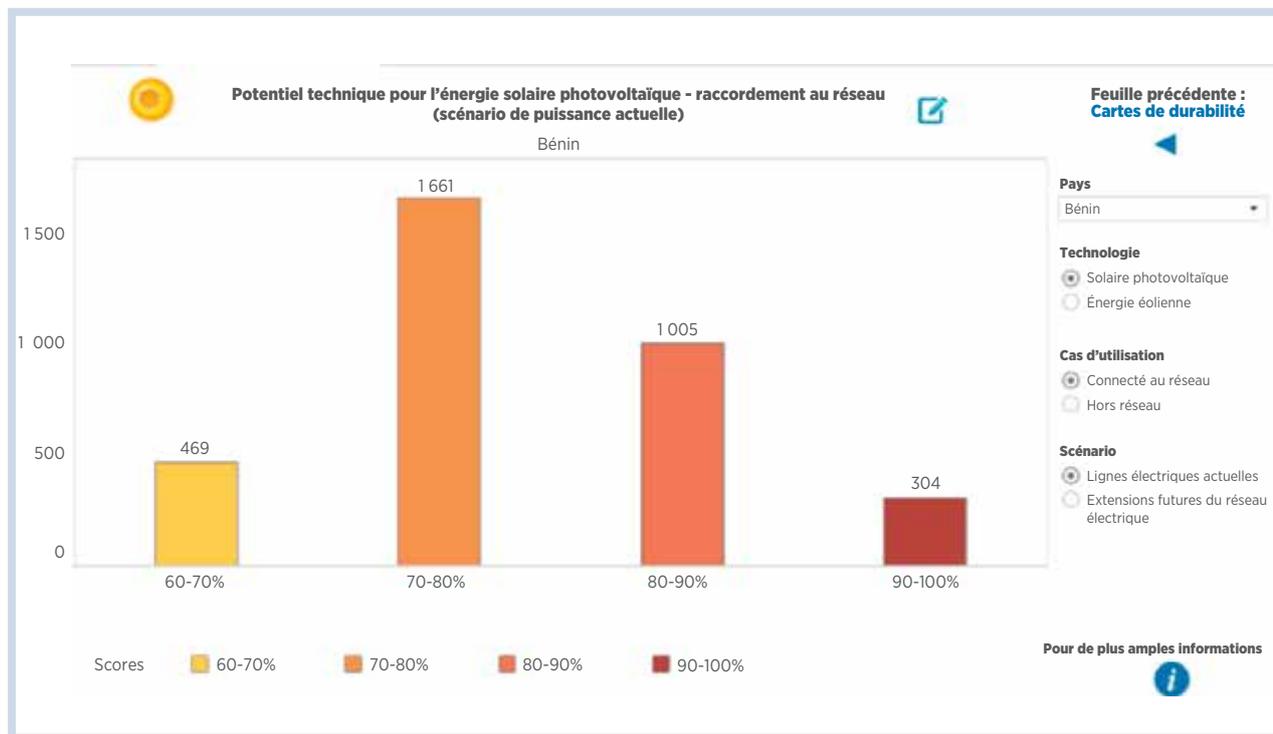
- **système diesel/essence de 1 kW**, pour répondre à la demande urbaine et rurale;
- **système diesel de 100 kW**, pour répondre à la demande de l'industrie;
- **diesel centralisé**, connecté au transport en amont;
- **fioul lourd**, connecté au transport en amont;
- **turbine à gaz à cycle ouvert (TGCO)**, connecté au transport en amont;
- **turbine à gaz à cycle combiné (TGCC)**, connecté au transport en amont;
- **charbon supercritique**, connecté au transport en amont.

Les options génériques incluses pour les technologies en matière d'énergies renouvelables sont les suivantes:

- **petite ou mini-centrale hydroélectrique (< 10 MW)**, pour répondre à la demande rurale;
- **technologie éolienne terrestre**, connectée au transport en amont;
- **technologie à base de biomasse**, principalement sous forme de cogénération devant être consommée sur place, les surplus étant exportés vers le réseau (en amont du transport);
- **installation solaire photovoltaïque**, autrement dit fermes photovoltaïque gérées par l'entreprise de service public et connectées au transport en amont;
- **solaire photovoltaïque de toiture ou distribué**, répondant à la demande résidentielle urbaine, commerciale et de la petite industrie, ou à la demande résidentielle rurale et commerciale;
- **solaire photovoltaïque de toiture ou distribué, capacité de stockage de 2 heures**, sous la forme d'une batterie permettant une utilisation prolongée en période nocturne;
- **énergie solaire concentrée (ESC)**, d'échelle moyenne à large, connectée au transport en amont;
- **ESC, avec capacité de stockage**, d'échelle moyenne à large avec stockage thermique, permettant de fournir de l'électricité en journée et en soirée.

Les paramètres techniques détaillés concernant ces technologies génériques (par ex., facteur de charge, coûts E&M, rendement, durée de construction, durée de vie) sont résumés dans le Tableau 21 à l'Annexe C. Paramètres technologiques génériques. Comme indiqué dans la section 3.5 Potentiel en ressources renouvelables, seuls les projets spécifiques à un site sont inclus en tant qu'options futures de production pour la grande hydroélectricité.

Graphique 8 Détail par pays du potentiel technique (MW) par catégorie d'adéquation: exemple du solaire photovoltaïque au Bénin



Source: IRENA (2016a), « Investment Opportunities in West Africa: Suitability Maps for Grid-Connected and Off-Grid Solar and Wind Projects ». Graphique tiré du portail de connaissances sur les ressources de l'IRENA (resourceirena.irena.org/gateway).

Production d'énergies renouvelables variables

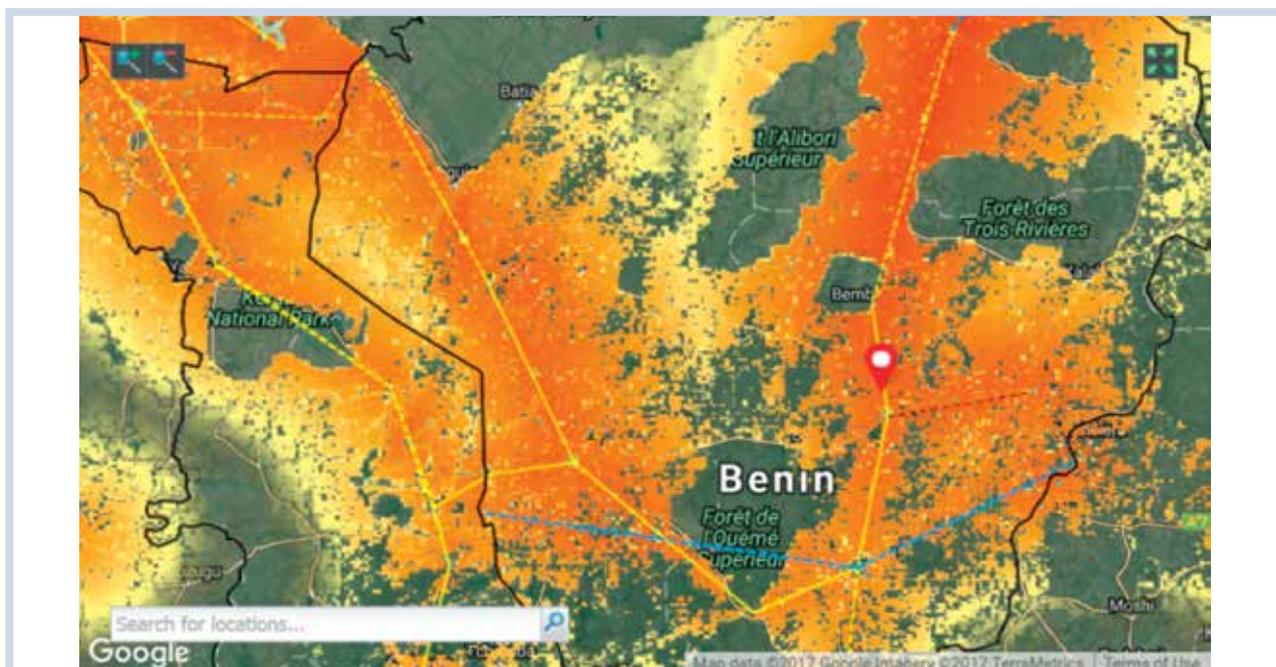
Le modèle relatif au traitement de la production d'ERV (c'est-à-dire l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque) a été amélioré lors de l'actualisation du présent rapport. Au lieu d'attribuer un facteur de capacité générique à l'ensemble des installations éoliennes et solaires photovoltaïque, le modèle SPLAT-W a été mis à jour afin de correspondre aux profils de production individuels de chaque pays membre de la CEDEAO, avec une résolution temporelle plus précise.

Lors de l'élaboration de profils de production par pays, des emplacements largement représentatifs des ressources éoliennes et solaires ont tout d'abord été choisis sur la base du rapport de 2016 de l'IRENA

intitulé « Investment Opportunities in West Africa: Suitability Maps for Grid-Connected and Off-Grid Solar and Wind » (2016a). Ce rapport contient une étude de pré faisabilité des possibilités en matière d'énergies solaire et éolienne, et produit une carte d'adéquation à haute résolution (1 km) de la région de la CEDEAO qui rassemble une série de critères d'exclusion²⁵. La carte a servi dans le cadre de la sélection d'emplacements dans la catégorie d'adéquation la plus importante de chaque pays (par ex., 80-90 % d'adéquation), situés sur des terres relativement plates et à proximité d'infrastructures de transport existantes. Un exemple de sélection d'emplacement représentatif pour l'énergie solaire photovoltaïque au Bénin figure au Graphique 8 et au Graphique 9.

²⁵ Cette carte des ressources, assortie d'une série d'autres visualisations de données SIG, est disponible sur la plate-forme en ligne Global Atlas de l'IRENA: www.irena.org/globalatlas.

Graphique 9 Sélection d'emplacements représentatifs de ressources à l'aide des cartes d'adéquation figurant sur le site Global Atlas de l'IRENA: exemple du solaire photovoltaïque au Bénin



Source: IRENA (2016a), « Investment Opportunities in West Africa: Suitability Maps for Grid-Connected and Off-Grid Solar and Wind Projects ». Carte provenant de: <http://irena.masdar.ac.ae/?map=2742>. Données cartographiques: IRENA, Google et TerraMetrics.

Pour chaque emplacement représentatif d'un pays, Vortex a fourni des ensembles de données horaires sur l'irradiation solaire annuelle et la vitesse du vent pour les 30 dernières années, fondées sur l'ensemble de données MERRA de la NASA, dans le cadre du programme d'évaluation des sites pour les énergies solaire et éolienne de l'IRENA. Afin de préserver la variabilité inhérente dans les séries temporelles relatives aux énergies éolienne et solaire, les données

horaires annuelles par pays d'une année historique représentative ont été utilisées, au lieu d'une moyenne sur 30 ans, le choix de l'année étant fondé sur la proximité du facteur de capacité moyen annuel par rapport à la moyenne sur 30 ans (tirée d'un sous-ensemble d'années de sécheresse dans la région, afin de correspondre avec l'hypothèse de production hydroélectrique en année de sécheresse utilisée dans tous les scénarios de la présente analyse).

Pour l'introduction finale dans le modèle SPLAT-W, les profils de production horaire qui en ont découlé pour les énergies éolienne et solaire photovoltaïque dans chaque pays de la région de la CEDEAO ont ensuite été calibrés en 30 tranches temporelles annuelles (3 saisons, 10 blocs temporels journaliers) afin de correspondre avec la catégorisation actualisée des profils de charge du modèle. Si les modèles d'expansion de la production à long terme comme SPLAT-W ne sont pas conçus pour évaluer l'incidence totale du déploiement des ERV, la résolution temporelle accrue du modèle et la calibration améliorée des intervalles de temps décrites ci-dessus peuvent s'avérer capitales pour mieux modéliser l'incidence économique des

ERV, en saisissant mieux l'alignement potentiel de l'offre d'ERV avec la demande variable, les contraintes opérationnelles d'un système énergétique liées au facteur temporel (par ex., la souplesse) ainsi que d'autres aspects²⁶.

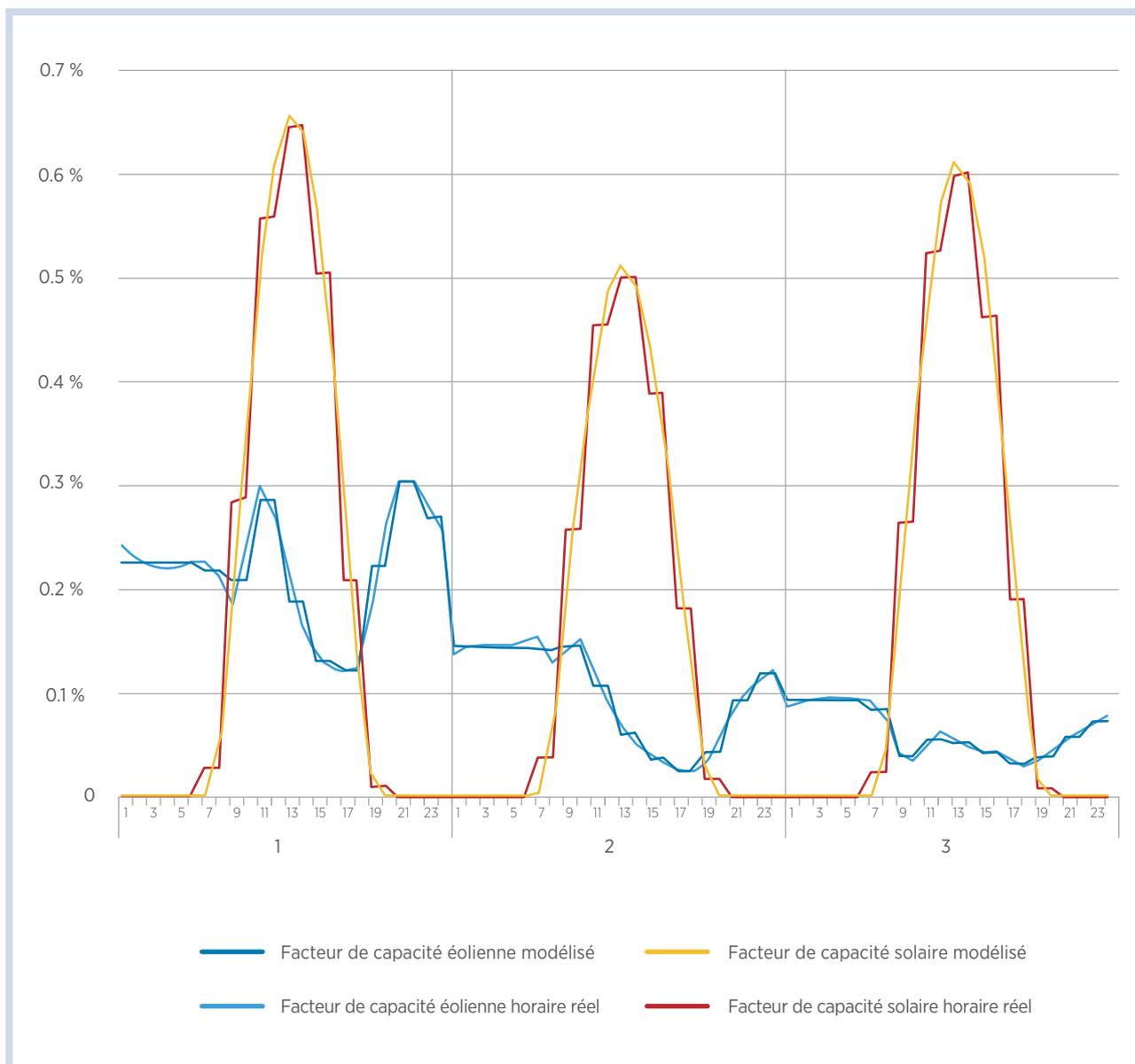
Les facteurs de capacité moyenne annuelle par pays pour les énergies solaire et éolienne employés dans la présente étude sont présentés au Tableau 10. Un exemple de profils de production horaire réelle d'énergies éolienne et solaire pour le Bénin (en bleu clair et en orange clair), ainsi que l'approximation des intervalles de temps du modèle SPLAT-W associée à ces profils (en bleu foncé et en orange foncé) figurent au

Tableau 10 Facteur de capacité des énergies solaire photovoltaïque et éolienne par pays

	Solaire photovoltaïque	Énergie éolienne
Bénin	18,8 %	12,6 %
Burkina Faso	20,5 %	19,1 %
Cap-Vert	20,4 %	27,6 %
Côte d'Ivoire	19,2 %	12,7 %
Gambie	20,0 %	10,9 %
Ghana	19,5 %	16,5 %
Guinée	20,2 %	14,4 %
Guinée-Bissau	19,7 %	15,3 %
Libéria	17,6 %	5,3 %
Mali	20,5 %	21,7 %
Niger	21,9 %	38,2 %
Nigéria	19,2 %	15,7 %
Sénégal	20,4 %	27,6 %
Sierra Leone	18,1 %	7,9 %
Togo	19,3 %	15,0 %

²⁶ Outre la résolution temporelle accrue et améliorée, les futures analyses feraient bien d'augmenter également la résolution géospatiale des options en matière d'ERV. Un exemple de méthode et de données disponibles pour une meilleure représentation géospatiale est disponible dans le rapport « Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor » de l'IRENA (IRENA and LBNL, 2015).

Graphique 10 Exemple de profils de production horaire d'énergies solaire photovoltaïque et éolienne dans SPLAT-W Bénin

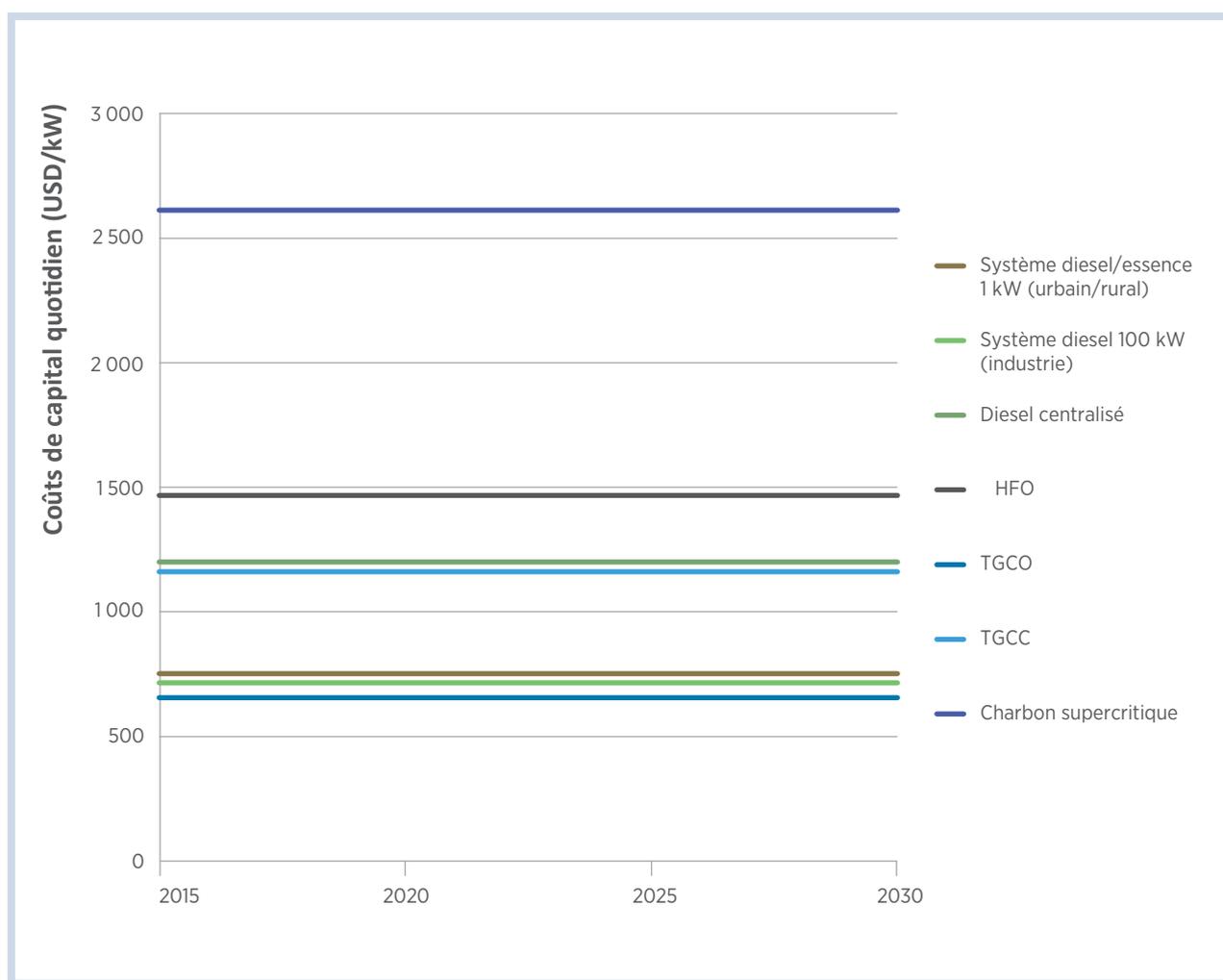


Coûts des options futures de production d'énergie

Le Graphique 11 présente les hypothèses de coûts d'investissement quotidiens pour les technologies génériques de production d'énergies non renouvelables thermiques. Comme dans la précédente édition du présent rapport, ces hypothèses se fondent principalement sur le plan directeur 2011-2012 du

WAPP, à l'exception des groupes diesel distribués, pour lesquels la Banque mondiale (2007) a fourni les paramètres. On part du principe d'une absence de réduction des coûts pour les technologies en matière d'énergies non renouvelables dans les scénarios étudiés dans le présent rapport.

Graphique 11 Hypothèses de coûts d'investissement quotidiens pour les technologies génériques de production d'énergies non renouvelables

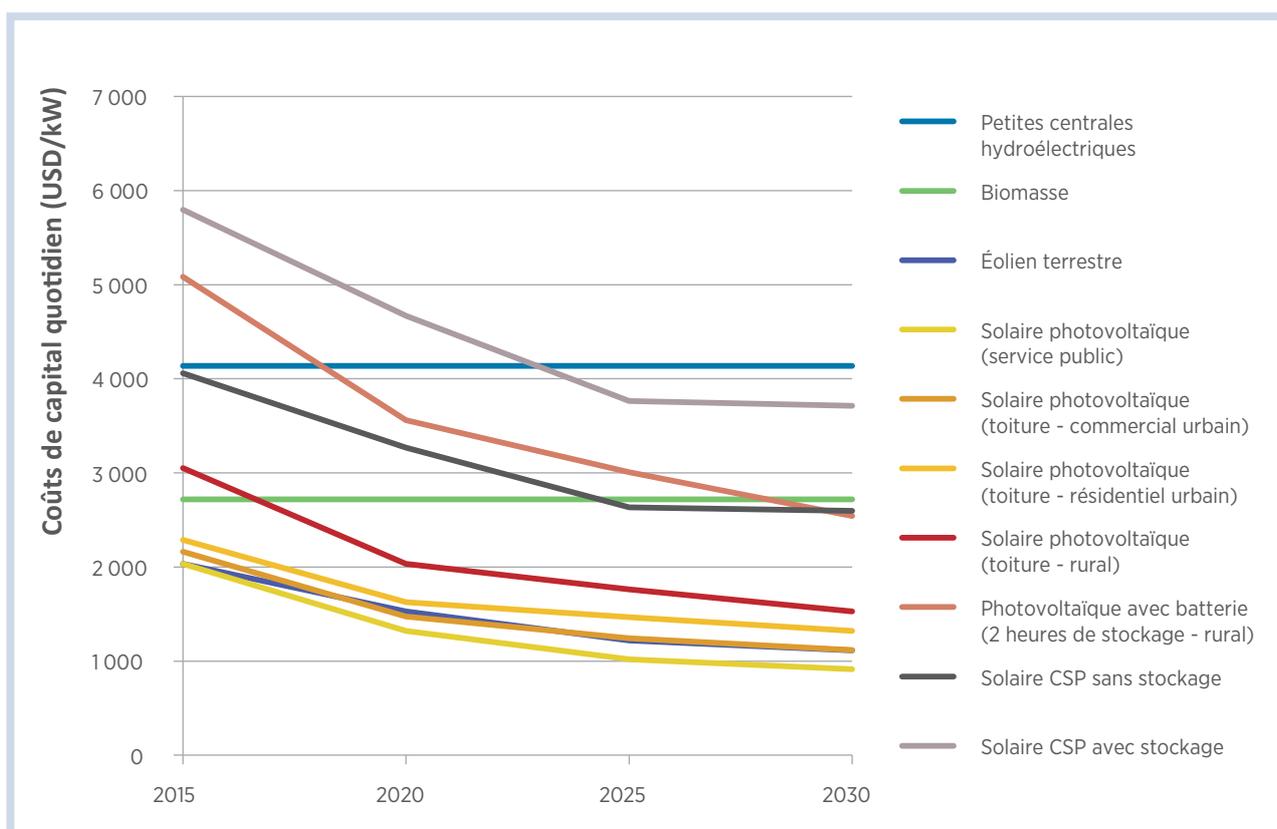


Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », www.ecowapp.org/fr/documentation; Banque mondiale (2007), « Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies » (en anglais), <http://documents.banquemondiale.org/curated/fr/634581468333897517/Technical-and-economic-assessment-of-off-grid-mini-grid-and-grid-electrification-technologies>.

Le Graphique 12 présente les hypothèses de coûts d'investissement quotidiens pour les technologies génériques de production d'énergies renouvelables. Les coûts d'investissement de certaines technologies en matière d'énergies renouvelables ont fortement baissé ces dernières années, et tous les scénarios étudiés dans le présent rapport montrent une poursuite de cette tendance dans une certaine mesure. Les réductions

présument des coûts pour le solaire photovoltaïque ont été actualisées dans le présent rapport afin de correspondre aux dernières recherches de l'IRENA sur les coûts des projets en Afrique (2016b), et les autres hypothèses sur les coûts des énergies renouvelables sont fondées sur les actualisations les plus récentes de la base de données interne sur la détermination des coûts de l'IRENA.

Graphique 12 Hypothèses de coûts d'investissement quotidiens pour les technologies génériques de production d'énergies renouvelables



Le LCOE des options génériques futures de production d'énergie, même s'il ne figure pas dans le modèle, est présenté pour référence au Tableau 11, sur la base des hypothèses exposées ci-dessus concernant les coûts d'investissement, les coûts des combustibles, les coûts d'E&M, le facteur de capacité, la capacité de production et les années d'exploitation prévues. Les coûts et les pertes de T&D dans le cadre de l'acheminement vers les trois groupes de consommateurs précisés dans le modèle SPLAT (tel que détaillés au tableau 1 ci-dessus)

sont inclus dans le calcul du LCOE pour l'électricité distribuée via le réseau²⁷. Étant donné que les profils de production des technologies génériques en matière d'énergies éolienne et solaire photovoltaïque sont propres à chaque pays, c'est le cas également du LCOE pour ces technologies – pour référence, les valeurs du LCOE concernant les technologies en matière d'énergies éolienne et solaire photovoltaïque au Sénégal sont présentées au Tableau 11. Pour les valeurs du LCOE des technologies en matière d'énergies éolienne et solaire

²⁷ Par ex.: $LCOE \text{ pour le client industriel} = LCOE \text{ de production} / (\text{perte de } 1) + \text{coûts de T\&D de l'industrie}$.

photovoltaïque par pays, voir Annexe C. Paramètres technologiques génériques.

On sait que le choix technologique dans le modèle SPLAT n'est pas uniquement fondé sur les facteurs sous-tendant le LCOE: les exigences des systèmes en matière à la fois de fiabilité et de corrélation des profils d'offre et de demande sont également prises en considération au cours de l'optimisation. En outre, les résultats concernant le LCOE présentés ici partent du principe d'un facteur de charge égal au facteur de disponibilité des technologies (pour les facteurs de disponibilité par technologie, voir Annexe B. et Annexe C.). Compte tenu des différences sur le plan des coûts d'investissement et de combustibles, le classement des différentes technologies changerait en fonction de facteurs de charge différents. Par exemple, les centrales au gaz présentant un facteur de charge de 80 % pourraient être moins compétitives

que celles au charbon sur une base actualisée, mais plus compétitives à un facteur de charge de 40 %. Le diesel et les TGCO seraient compétitifs à des facteurs de charge très faibles et pourraient bien jouer un rôle pour atteindre les pics de charge, qui surviennent pour de courtes durées. La plate-forme MESSAGE sur laquelle se fonde le modèle SPLAT présente ces aspects dans son optimisation, et les résultats sont dès lors susceptibles de varier par rapport à ce que l'on pourrait attendre d'une simple analyse du LCOE.

Comme indiqué précédemment, les options et les coûts technologiques génériques ne s'appliquent pas aux grands projets hydroélectriques dans le modèle SPLAT-W, car seuls les projets spécifiques à un site sont inclus dans les options futures de production. Le Graphique 13 montre la fourchette de LCOE pour les projets hydroélectriques de grande envergure qui sont inclus dans la dernière actualisation du modèle en tant

Tableau 11 Hypothèses de LCOE pour les technologies génériques en matière d'énergies

LCOE (USD/MWh)	Production		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Système diesel/essence 1 kW (urbain/rural)	311	607	s/o	s/o	311	607	311	607
Système diesel 100 kW (industriel)	131	266	131	266	s/o	s/o	s/o	s/o
Diesel centralisé	138	273	148	288	171	313	188	360
FL	98	178	105	187	121	203	133	234
TGCO (gaz importé/GNL)	123	144	132	152	157	165	172	190
TGCO (gaz de pipeline)	116	136	124	143	143	156	157	179
TGCO (gaz domestique)	91	106	98	112	108	122	128	140
TGCC (gaz importé/GNL)	92	105	98	111	117	120	129	138
TGCO (gaz de pipeline)	87	100	94	105	108	114	119	131
TGCC (gaz domestique)	72	81	77	86	85	93	101	107
Charbon supercritique (importé)	97	103	105	108	124	117	137	135
Charbon supercritique (domestique)	83	86	89	91	98	99	109	114
Biomasse	95	95	102	100	117	109	129	125
Petits projets hydroélectriques	134	134	s/o	s/o	s/o	s/o	134	134

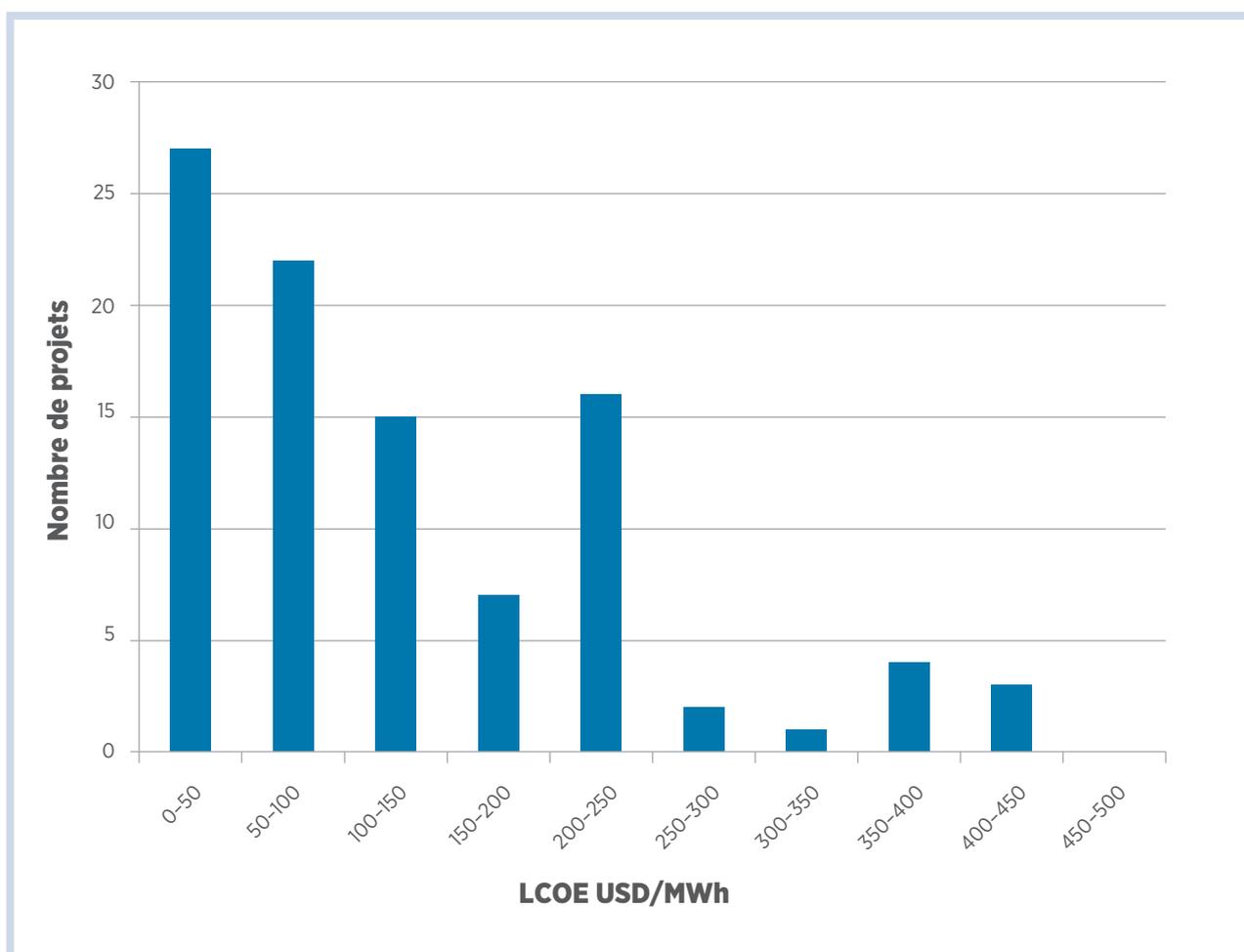
Remarque: MWh = mégawattheure.

Tableau 12 Hypothèses de LCOE pour les technologies génériques en matière d'énergies variables: exemple du Sénégal

LCOE (USD/MWh)	Production		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	203	109	203	109	203	109	203	109
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	420	218	s/o	s/o	s/o	s/o	420	218
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	213	126	s/o	s/o	213	126	s/o	s/o
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	864	455	s/o	s/o	s/o	s/o	864	455
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	228	132	s/o	s/o	228	132	s/o	s/o
Solaire photovoltaïque (installation)	143	68	153	72	177	78	194	89
ESC sans stockage	327	209	351	220	406	239	444	275
ESC avec stockage	332	212	357	224	412	243	451	280
Énergie éolienne éloignée du réseau	154	94	166	99	192	108	210	124
Énergie éolienne proche du réseau	136	77	147	81	170	88	185	101

Remarque: MWh = mégawattheure; s/o = sans objet; h = heure.

Graphique 13 LCOE: Répartition de 97 projets hydroélectriques de grande envergure spécifiques à un site



qu'options futures. Les coûts dépendent fortement du site concerné et peuvent varier considérablement d'une centrale à l'autre.

3.8 ÉCHANGES COMMERCIAUX TRANSFRONTALIERS

Les échanges commerciaux entre pays sont limités par les infrastructures existantes et les projets de transport prévus. Tout projet hypothétique qui n'est pas identifié actuellement n'est pas inclus dans les options. Les infrastructures de transport existantes et les projets de transport prévus sont fondés sur le plan directeur du WAPP et sont résumés au Tableau 13 ainsi qu'au Tableau 14, et détaillés à l'Annexe D. La

première année au cours de laquelle de nouvelles lignes de transport transfrontalières peuvent être construites a été actualisée dans le présent rapport, sur la base des contributions des experts nationaux, du plan d'affaires 2016-2019 du WAPP et des recherches de l'IRENA. Ces hypothèses actualisées intègrent largement les retards des projets dont l'achèvement était attendu au cours des dernières années.

Il est important de noter que contrairement à l'édition 2013 du présent rapport, l'option consistant à importer de l'électricité de la région d'Afrique centrale n'est plus incluse dans les scénarios analysés, car elle ne figure pas parmi les attentes clés du plan directeur 2011-2012 du WAPP et n'a pas été abordée lors des discussions récentes au niveau régional.

Tableau 13 Résumé des infrastructures existantes de transport transfrontalier

Pays 1	Pays 2	Capacité de ligne MW
Ghana	Côte d'Ivoire	327
Ghana	Togo	438
Sénégal	Mali	100
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	327
Nigéria	Bénin	686
Togo	Bénin	345
Nigéria	Niger	169

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », <http://www.ecowapp.org/fr/documentation>.

Tableau 14 Nouveaux projets de transport transfrontalier

Nom du projet	Capacité de ligne MW	Première année
Projets engagés		
Dorsale 330 kV (Ghana, Togo/Bénin, Côte d'Ivoire)	-650	2017-2019
CLSG (Côte d'Ivoire, Libéria, Sierra Leone)	-330	2018
OMVG (Sénégal, Guinée, Gambie, Guinée-Bissau)	-315	2019
Hub Intrazonal (Ghana, Burkina Faso, Mali, Côte d'Ivoire, Guinée)	-320	2017-2020
Projets prévus		
Corridor Nord (Nigéria, Niger, Togo/Bénin, Burkina Faso)	-650	2020
Dorsale Médiane (Nigéria, Togo/Bénin, Ghana)	-650	2020
OMVS (Mali, Sénégal)	-330	2020

Remarques: CLSG = Interconnexion Côte d'Ivoire-Libéria-Sierra Leone-Guinée; kV = kilovolt; OMVG = Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie; OMVS = Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal.

Source: Analyse de l'IRENA, intégrant des données de WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », <http://www.ecowapp.org/fr/documentation>; WAPP (2015), « Plan d'affaires EEEAO 2016-2019 », www.ecowapp.org/fr/documentation.

3.9 CONTRAINTES LIÉES AU SYSTÈME ET À L'EXPLOITATION DES CENTRALES

Les contraintes clés du système sont introduites dans le modèle SPLAT-W afin de garantir une exploitation fiable du système et une représentation plus exacte de la production d'énergies renouvelables variables, c'est-à-dire les énergies éolienne et solaire.

Marge de réserve

Afin d'assurer la fiabilité d'un système énergétique, il est nécessaire de mettre en place une capacité opérationnelle excédentaire supérieure aux pics de demande. Cette capacité excédentaire est appelée la marge de réserve; il s'agit de la différence entre la capacité de fonctionnement et les pics de demande pour une année donnée, exprimée en pourcentage de pic de demande. Dans tous les scénarios, une contrainte de marge de réserve minimale de 10 % a été imposée à chaque pays²⁸. On considère que seule la capacité « ferme », disponible en permanence, répond à cette exigence.

Le « crédit de capacité », ou la part de capacité considérée comme « ferme », est de 1,0 pour les technologies acheminables, telles que la technologie thermique et les grandes centrales hydroélectriques avec barrages²⁹. Cependant, pour un certain nombre de technologies de production d'énergies renouvelables variables, les valeurs de crédit de capacité pouvant être appliquées dans un tel exercice de modélisation dépendent généralement d'une analyse statistique

de la corrélation entre les ressources variables d'un pays et son profil de demande. Le crédit de capacité de ces technologies est généralement inférieur à leur facteur de capacité, aucun site ne pouvant être considéré comme capable de produire de l'électricité à tout moment, en raison du caractère variable des conditions météorologiques (vent et soleil). Comme indiqué dans la section suivante, le crédit de capacité du solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne est traité de façon prudente dans le présent rapport, car aucune analyse n'a été réalisée au niveau des pays.

La contrainte de marge de réserve est définie comme suit:

$$\sum_{i=1}^n \alpha(i) C_p(i) \geq (1 + RM)D$$

où:

- $\alpha(i)$ est le crédit de capacité alloué à une centrale électrique/technologie (i) ou la part de capacité considérée comme « ferme » (fraction);
- $C_p(i)$ est la capacité de la centrale électrique/technologie (i) exprimée en MW (centralisée uniquement);
- D est le pic de demande sur le système en réseau centralisé exprimé en MW; et
- RM est la marge de réserve (fraction).

²⁸ Si la marge de réserve est définie dans le modèle, les progrès pour atteindre cet objectif pour les pays situés actuellement sous le niveau de 10 % sont restreints en pratique par la combinaison de la capacité existante et des options futures disponibles en matière de capacité au cours d'une année donnée. Cela donne essentiellement lieu à une approche progressive pour atteindre des marges de réserve de 10 % dans certains contextes.

²⁹ Il est à noter que les valeurs de crédit de capacité attribuées à la production traditionnelle peuvent dépendre de la méthode qui a servi à les calculer. Des valeurs inférieures à 1,0 sont appliquées de façon raisonnable afin de représenter la disponibilité des centrales dans certaines approches.

Contraintes sur les énergies renouvelables variables

Le modèle offrant une représentation globale de la charge, la variabilité des énergies éolienne et solaire photovoltaïque a été prise en compte de manière globale et prudente:

- **souplesse d'acheminement:** les énergies éolienne et solaire photovoltaïque ne bénéficient d'aucune souplesse sur le plan de leur mode d'acheminement pour répondre à la demande;
- **crédit de capacité:** les centrales de solaire photovoltaïque centralisé se voient attribuer un crédit de capacité de 5 %, et la capacité éolienne n'est pas considérée comme contribuant à la marge de réserve³⁰.

En plus des hypothèses prudentes concernant la contribution des énergies éolienne et solaire photovoltaïque à la marge de réserve (à savoir, leur crédit de capacité), les limites supérieures de la part de production acheminée de manière centralisée (en amont du transport) venant de ces sources ont également été déterminées pour tous les pays dans la présente analyse – 25 % pour l'énergie éolienne et 50 % pour le solaire photovoltaïque sur une base annuelle, et 70 % pour les deux sources combinées sur une base instantanée (c'est-à-dire par heure).

Il a été considéré que ces contraintes génériques garantissent la fiabilité des systèmes dans les projets, en l'absence d'analyses par pays des valeurs de crédit de capacité et/ou de contraintes opérationnelles liées à la flexibilité du système concerné. Il serait utile de réaliser de telles analyses par pays pour affiner les

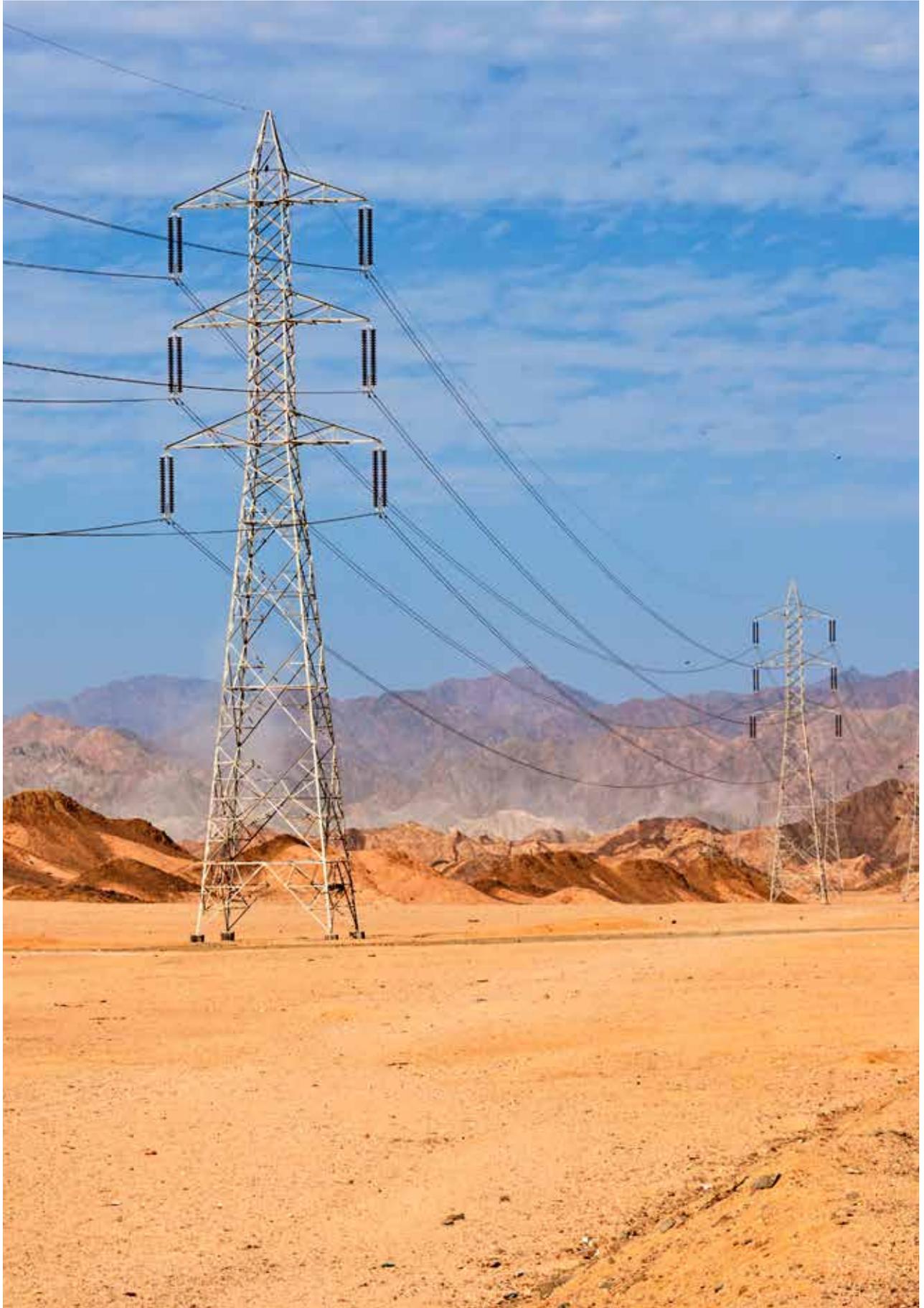
contraintes appliquées ici, en saisissant des dynamiques telles que l'augmentation potentielle de la capacité ferme d'énergies éolienne et solaire photovoltaïque en raison de la dispersion géographique des ressources, qui peut réduire la variabilité météorologique par la diversification des profils de production pour chaque site.

Capacité de suivi de charge des centrales électriques

Il existe des limites techniques à la vitesse d'augmentation et de diminution de la cadence de production de certaines centrales thermiques (par ex., à charbon et biomasse). Pour représenter cette limite, toutes les centrales à charbon du modèle ont vu leur facteur de disponibilité //diminué de 1//. Par exemple, à tout moment donné, une centrale à charbon de 100 MW dont le facteur de disponibilité est de 85 % ne peut produire qu'un maximum de 85 MW. Les centrales électriques à biomasse ont vu leur facteur de disponibilité soustrait de leur facteur de capacité (50 %).

Les centrales électriques au fil de l'eau (ROR), tout comme les mini-centrales hydroélectriques, sont modélisées comme étant non acheminables. Leur facteur de disponibilité a donc été diminué de 1. Si les profils de production par saison des sites au fil de l'eau pourraient justifier un examen plus poussé dans des analyses plus détaillées, ils n'ont toutefois pas été intégrés au présent rapport. Les centrales hydroélectriques avec barrages sont modélisées comme acheminables afin de refléter le fonctionnement plus flexible facilité par la présence d'un barrage.

³⁰ Il est recommandé de procéder à des analyses détaillées par pays de la production d'énergies renouvelables variables afin de perfectionner ces hypothèses simplifiées. Il est à noter que le solaire photovoltaïque pourrait également être modélisé sans crédit de capacité, bien que l'analyse de sensibilité effectuée parallèlement à la présente analyse ait permis de constater que la valeur attribuée n'est pas trop favorable, le déploiement de la capacité régionale du solaire PV n'étant que peu affecté (par ex., diminution inférieure à 3 % d'ici à 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux ») si l'on considère que la technologie ne contribue pas à la marge de réserve.



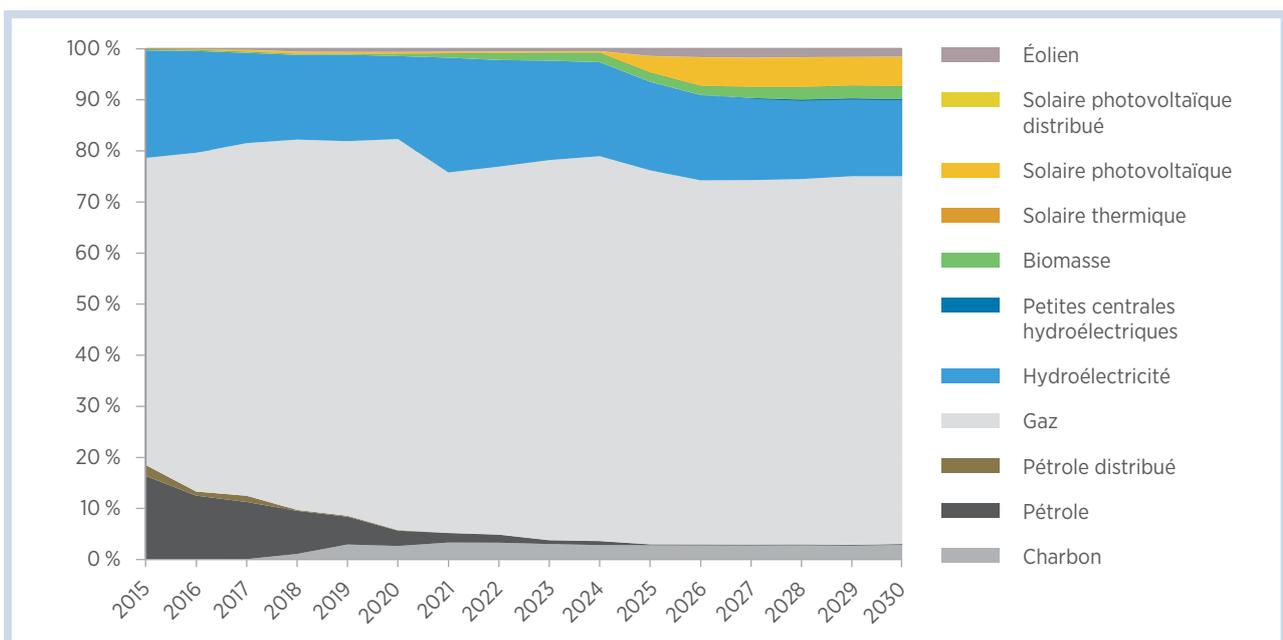
4.1 SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

Comme cela a été indiqué dans la section 3.1 Définition générale des scénarios, le scénario de référence utilisé dans la présente étude constitue une actualisation de grande envergure des travaux présentés dans l'édition 2013 du rapport. Ici, le scénario de référence a été actualisé afin de correspondre, notamment, aux contributions des experts nationaux durant la formation régionale sur SPLAT organisée en 2015 et 2016 par l'IRENA (en particulier concernant le renforcement des capacités de production et de transport), aux informations mises à jour concernant les coûts des combustibles et des technologies en matière d'énergies renouvelables, et aux améliorations de la représentation de la production des énergies renouvelables dans le modèle SPLAT-W de l'IRENA.

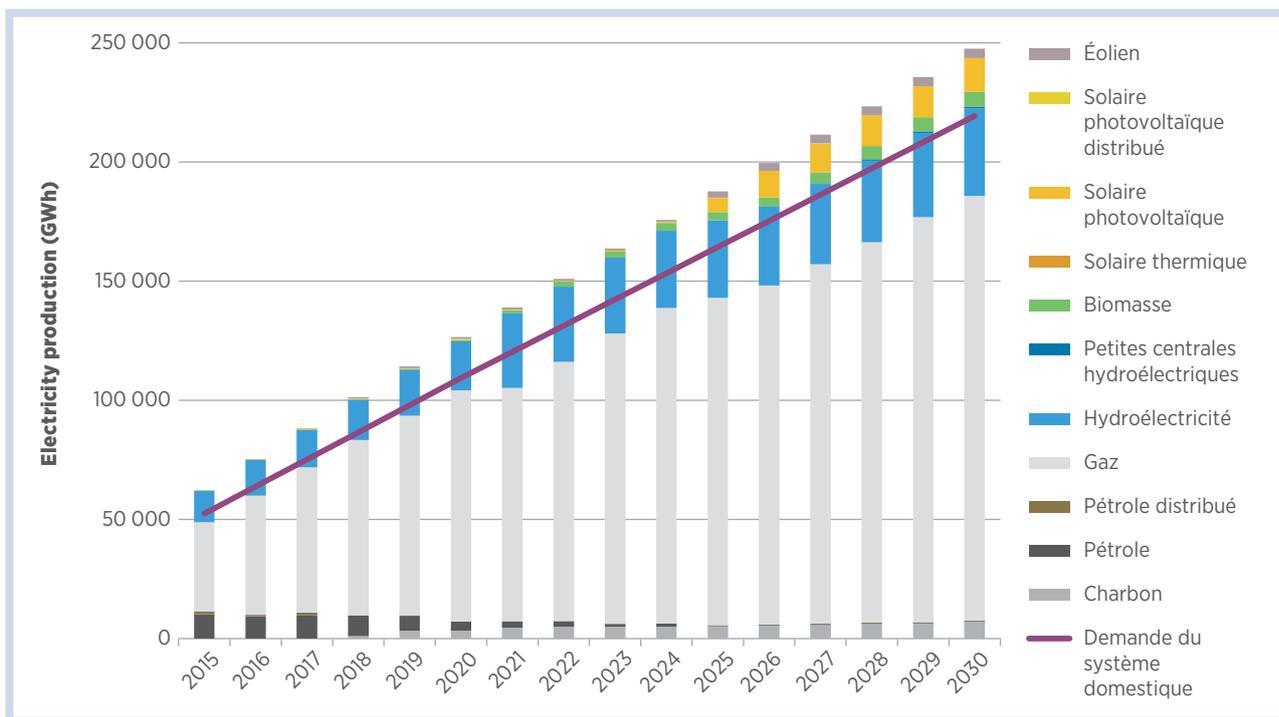
Pour une liste complète de ces actualisations, voir la section 1.2 du présent rapport.

Le Graphique 14 présente la palette d'options de production d'électricité dans le scénario de référence actualisé. Comme c'était le cas dans l'édition 2013 du présent rapport, les résultats relatifs à la prévalence de la production d'hydroélectricité et de gaz correspondent dans les grandes lignes à ceux du scénario de référence du plan directeur 2011-2012 du WAPP. Cependant, des différences entre les résultats de SPLAT-W et du plan directeur du WAPP continuent d'apparaître s'agissant de l'émergence des énergies renouvelables non hydroélectriques, avec également une part plus faible d'hydroélectricité en raison de l'hypothèse tenant compte d'une année de sécheresse imposée pendant la période de modélisation.

Graphique 14 Parts de production électrique dans le scénario de référence

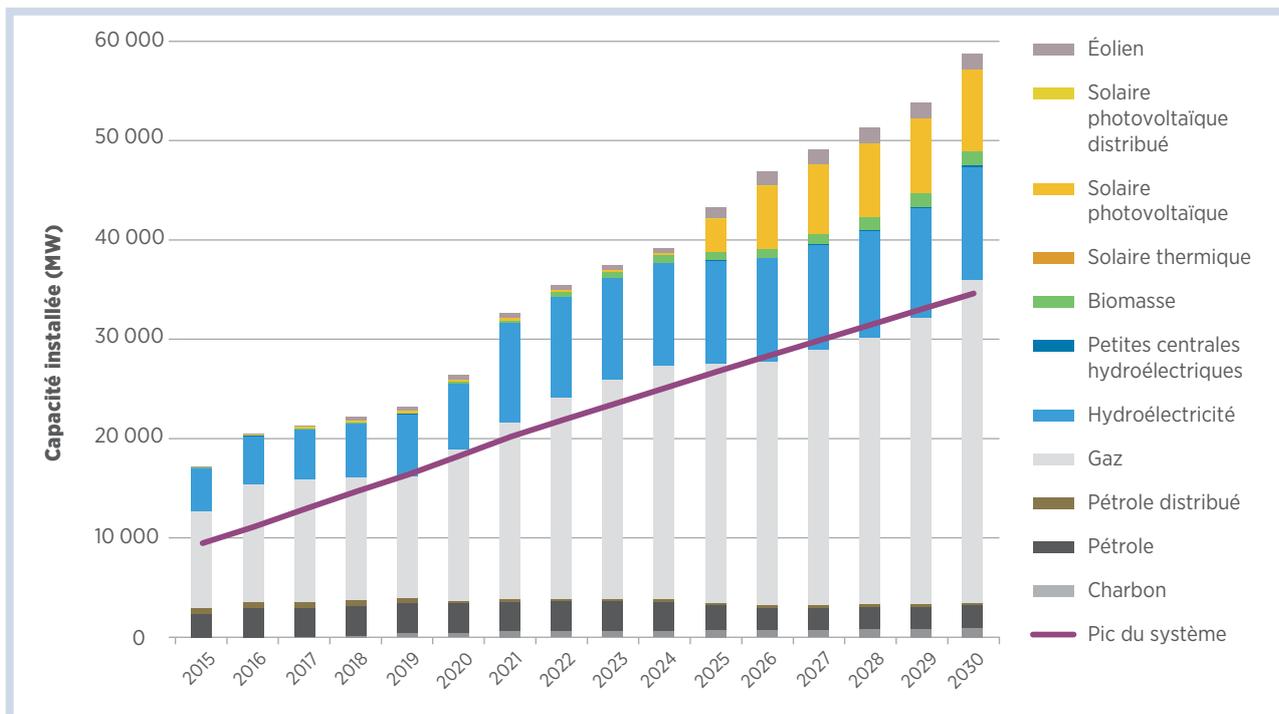


Graphique 15 Production électrique dans le scénario de référence



Remarque: La différence entre la production et la demande des systèmes domestiques reflète les pertes des systèmes.

Graphique 16 Capacité électrique dans le scénario de référence



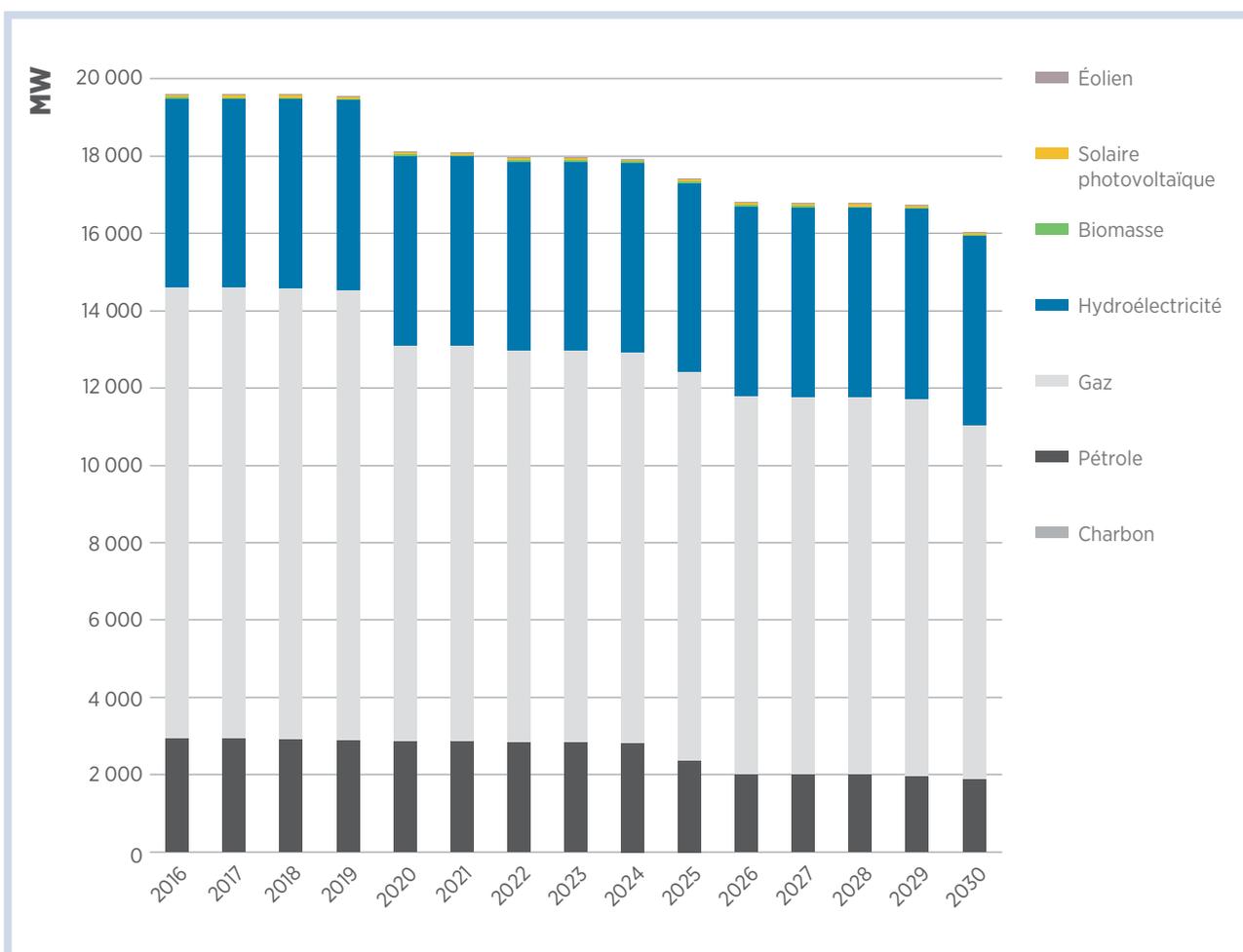
Remarque: La différence entre la capacité installée et le pic des systèmes dépend de la capacité ferme des systèmes et de la marge de réserve modélisée.

Comme indiqué dans la section 3.3 Demande d'électricité, et ainsi que cela transparait au Graphique 15 et au

Graphique 16 ci-dessus, la demande d'électricité dans les pays membres de la CEDEAO devrait être pratiquement quadruplée entre 2015 et 2030, principalement en raison de la croissance au Nigéria, au Ghana et en Côte d'Ivoire (qui représentent ensemble près de 80% de la demande régionale, actuellement et en 2030). En même temps, comme on peut le voir au Graphique 17, environ 3,5 GW de la capacité installée actuelle, composée essentiellement de production de pétrole et de gaz au début et à la moitié des années 2020, devrait être déclassée dans l'ensemble de la région.

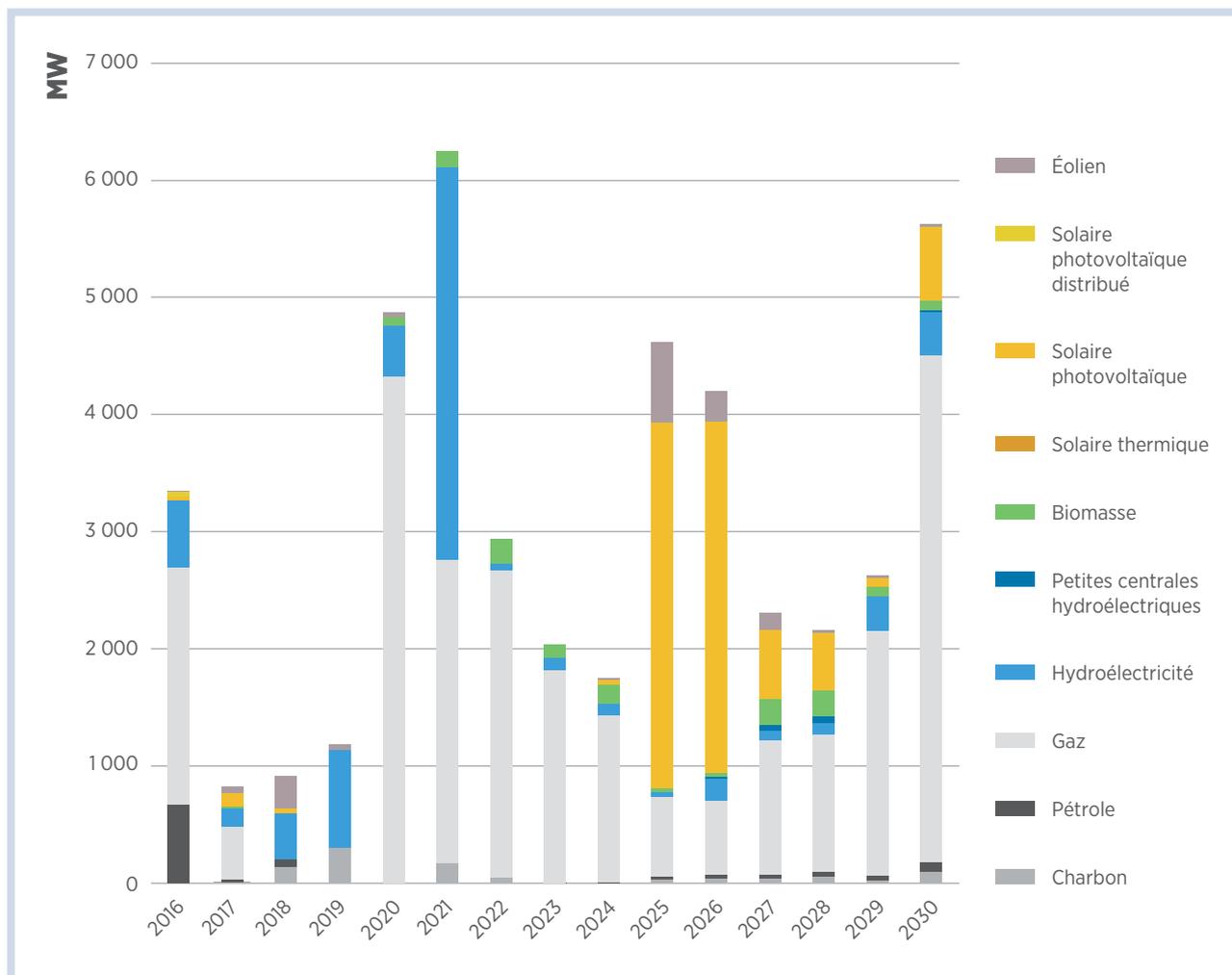
Afin de combler l'écart entre l'offre et la demande, la capacité des technologies de production les plus utilisées dans la région (le gaz et l'hydroélectricité) triple pratiquement dans le scénario de référence d'ici à 2030 (pour atteindre respectivement 32 GW et 11,5 GW). La part de l'hydroélectricité dans la production totale diminue sur la même période (de 22 % de production en 2015 à 15% en 2030), mais la capacité des énergies solaire photovoltaïque, éolienne et de la biomasse, de plus en plus compétitives, est également déployée afin de répondre à la croissance de la demande et remplacer la capacité déclassée au milieu des années 2020³¹. La production régionale d'électricité est influencée par une tendance générale de la nouvelle production d'énergies renouvelables et de

Graphique 17 Évolution du bouquet de capacité existant



³¹ Il s'agit d'une différence importante par rapport à l'édition 2013 du présent rapport, dans laquelle les options de construction de capacité générique de grandes centrales hydroélectriques et d'importation de la production d'hydroélectricité d'Afrique centrale étaient disponibles, conduisant à une part de 41 % de grande hydroélectricité dans l'offre régionale d'électricité d'ici à 2030 dans le scénario « Promotion des énergies renouvelables » exploré dans cette étude.

Graphique 18 Nouvelles capacités supplémentaires dans le scénario de référence



gaz, qui déplace la capacité de production auparavant alimentée par le pétrole, même si la capacité alimentée par le pétrole moins utilisée demeure disponible afin de satisfaire aux exigences de marge de réserve et de répondre à certains cas de pic de demande.

Il est intéressant de constater que dans le scénario de référence actualisé, les énergies solaire photovoltaïque et éolienne représentent environ 10 % de la production totale d'électricité connectée au réseau dans la région d'ici à 2030, par rapport à 0 %, essentiellement, dans

l'édition de 2013 du présent rapport. Cette compétitivité reflète les réductions impressionnantes des coûts observées pour les technologies en matière d'énergies éolienne et solaire photovoltaïque ces dernières années. Cela se remarque éventuellement encore plus vu que les projections de coûts de combustibles du pétrole et du gaz en 2030 ont également subi une baisse dans le scénario de référence actualisé, de 20 à 30 % par rapport à 2013 (en chiffres réels).

Encadré 1 Objectifs en matière d'énergies renouvelables: conséquences des choix de paramètre

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables, et la mesure dans laquelle ils sont atteints, peuvent être assez différents en fonction des paramètres utilisés. Il est important de garder cela à l'esprit lors de l'examen des résultats des scénarios présentés dans cette analyse. Comme il a été noté aux sections 1.1 Contexte et 3.1 Définition générale des scénarios, la PERC de la région comporte des objectifs liés aux énergies renouvelables connectées au réseau, tant sur le plan de la capacité (en pourcentage du pic de charge) que sur le plan de la production.

Dans le scénario de référence présenté ici, les résultats de 2030 concernant la part de production des énergies renouvelables — le paramètre utilisé dans la modélisation des objectifs régionaux dans la présente analyse — n'atteignent pas les objectifs de la PERC de 31 % (différence de 6 % – les grands projets hydroélectriques produisant 15 % contre les 19 % envisagés, et les autres énergies renouvelables produisant 10 % contre les 12 % envisagés). Cependant, la part de capacité liée aux énergies renouvelables (pourcentage du pic de charge) en 2030 dans le même scénario de référence atteint et dépasse même l'objectif officiel de la PERC de 48 % (différence de 17 % – l'hydroélectricité à 33 % et 11 386 MW contre les 29 % et 11 177 MW envisagés, et les autres énergies renouvelables à 32 % et 11 165 MW contre les 19 % et 7 606 MW envisagés).

Cet écart montre l'importance des hypothèses sous-jacentes aux objectifs en matière d'énergies renouvelables, comme la palette d'options technologiques et les facteurs de capacité des technologies futures dans le système. S'il y a davantage de capacité hydroélectrique qu'envisagé dans la PERC dans le scénario de référence, l'hypothèse tenant compte d'une année de sécheresse utilisée dans la présente analyse signifie que la production réelle à partir de cette capacité (son facteur de capacité) est inférieure à ce qui avait été escompté. Une dynamique similaire touche les énergies renouvelables non hydroélectriques dans le scénario de référence; bien que les résultats à cet égard montrent une capacité supérieure de près de 4 GW par rapport aux objectifs de la PERC, ils n'incluent pas les technologies d'ESC prévues dans la PERC, et qui possèdent un facteur de capacité plus élevé que le solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne réunis. Par conséquent, la production à partir de la palette d'options technologiques en matière d'énergies renouvelables non hydroélectriques est inférieure au niveau escompté dans la méthode de détermination des objectifs.

Ces résultats soulignent le fait qu'il convient d'examiner avec prudence les objectifs en matière d'énergies renouvelables sous l'angle de la capacité et de la production. Il est souvent difficile de garantir une cohérence, compte tenu de l'incertitude entourant la palette d'options technologiques futures et la dynamique du système. Le rapport « Renewable Energy Target Setting » de 2015 de l'IRENA donne une vue d'ensemble des avantages et inconvénients des deux modes de définition des objectifs.

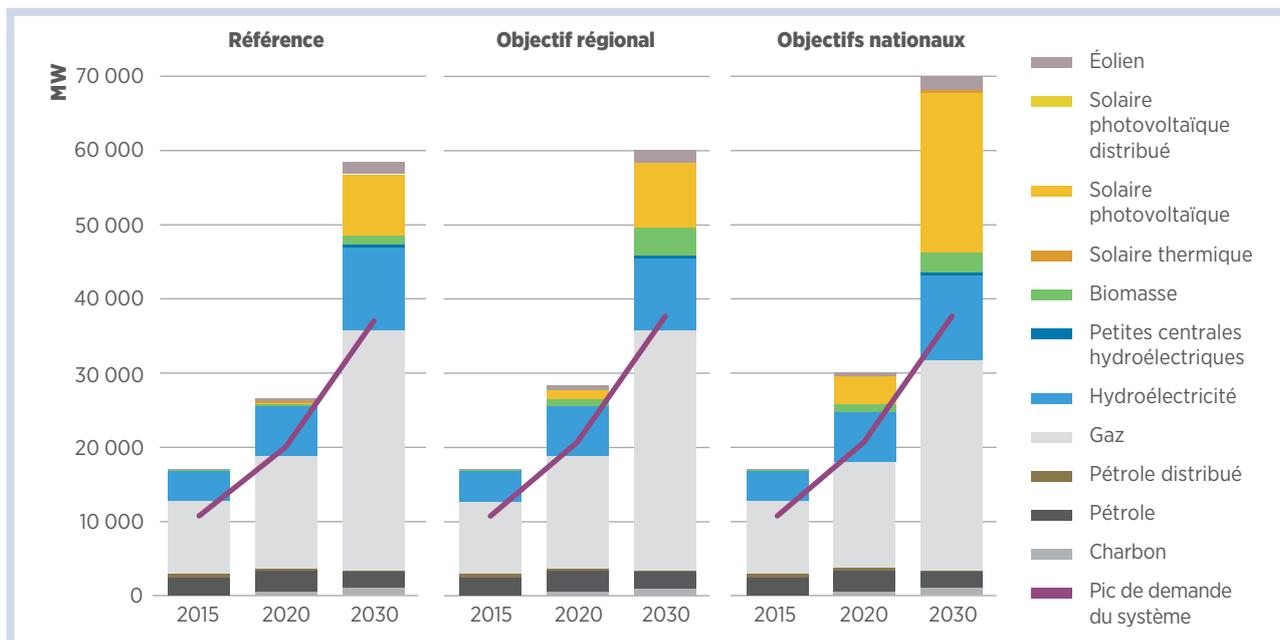
4.2 SCÉNARIOS ASSORTIS D'OBJECTIFS EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Capacité et production

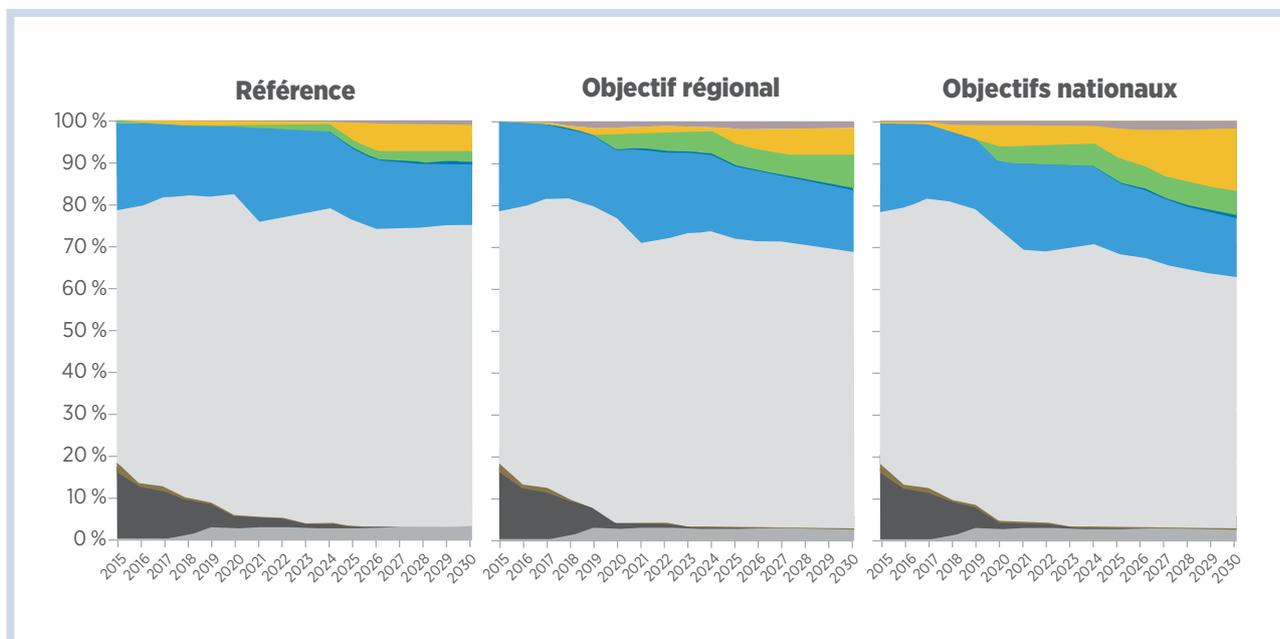
Le Graphique 19 et le Graphique 20 présentent une comparaison des différentes palettes d'options de capacité et de production dans le scénario de référence avec celles des deux autres scénarios étudiés dans le présent rapport, dans lesquels les objectifs régionaux et nationaux en matière d'énergies renouvelables sont atteints. Bien que le scénario de référence prévoie une part importante de production d'énergies renouvelables

d'ici à 2030 (25 % de la production totale connectée au réseau), le déploiement de la capacité additionnelle est nécessaire dans le scénario « Objectif régional de la PERC » afin d'atteindre l'objectif de la PERC de 31 %. Compte tenu de l'optimisation régionale réalisée dans le modèle SPLAT-W, un déploiement plus important des énergies renouvelables est principalement effectué par le remplacement de la consommation de gaz par la biomasse et le solaire photovoltaïque (en particulier au Ghana et en Côte d'Ivoire, où l'utilisation de la capacité supplémentaire de biomasse et de solaire photovoltaïque remplace à la fois la production de gaz domestique et le gaz importé du Nigéria).

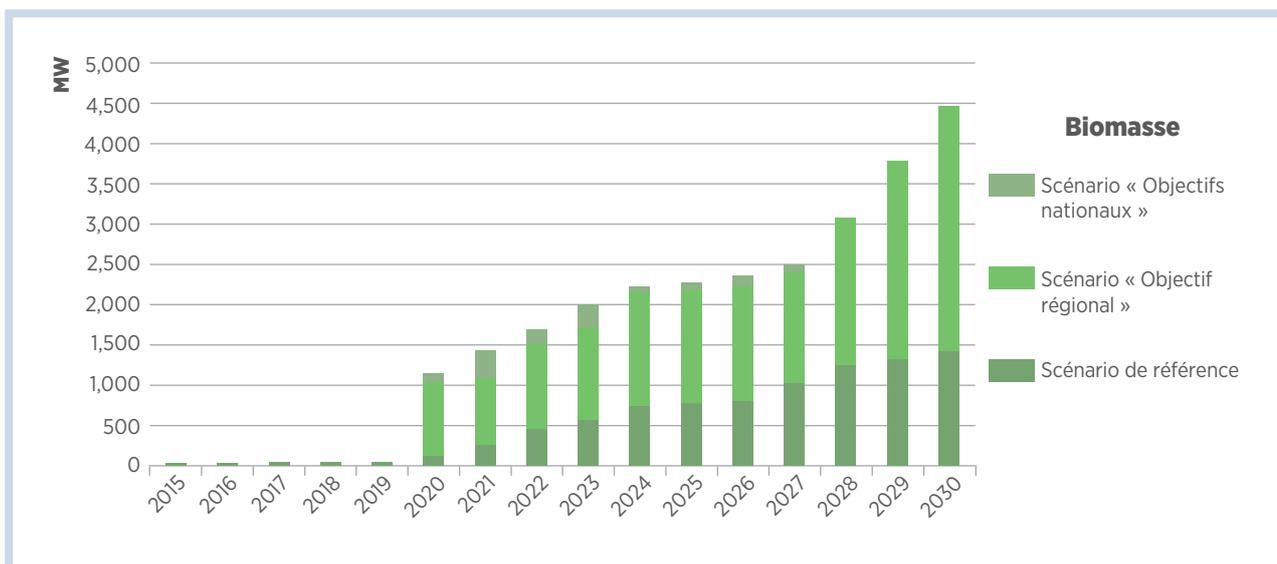
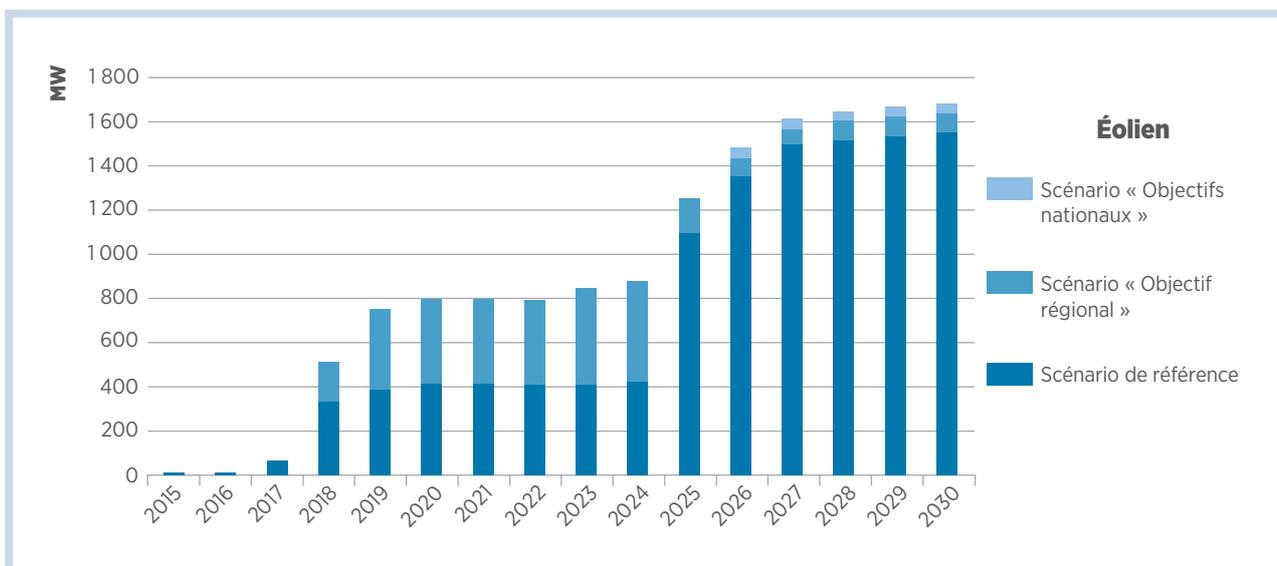
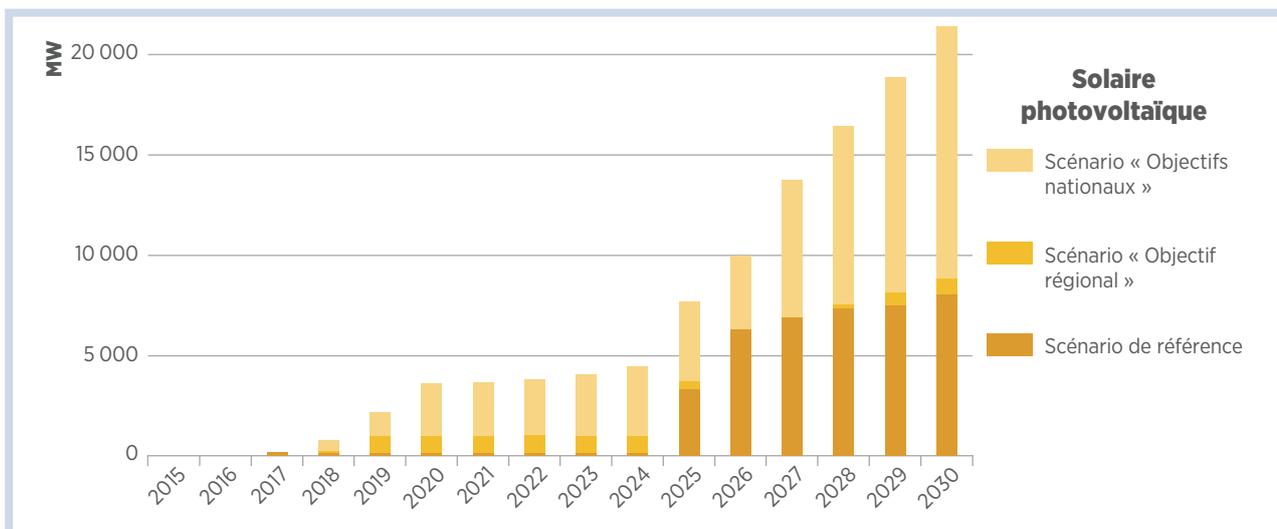
Graphique 19 Capacité électrique dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »



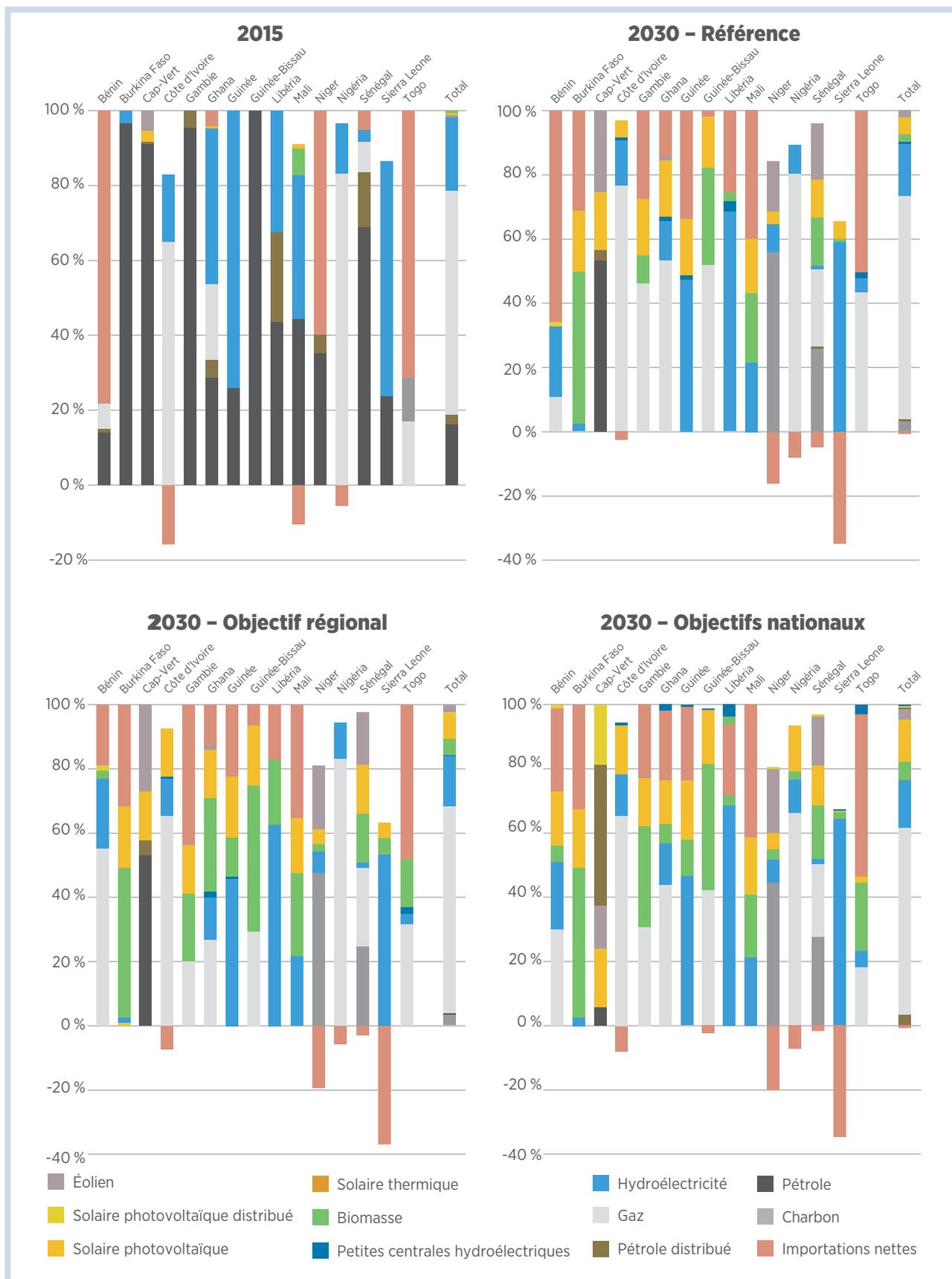
Graphique 20 Production électrique dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »



Graphique 21 Capacité solaire photovoltaïque, éolienne et de biomasse dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »



Graphique 22 Parts de production électrique par pays (2015-2030) dans les scénarios de référence, « Objectif régional » et « Objectifs nationaux »



Comme constaté au Graphique 21, la capacité de biomasse et de solaire photovoltaïque augmente d'ici à 2030 dans le scénario « Objectif régional de la PERC », de 3 GW et 1 GW respectivement, par rapport au scénario de référence.

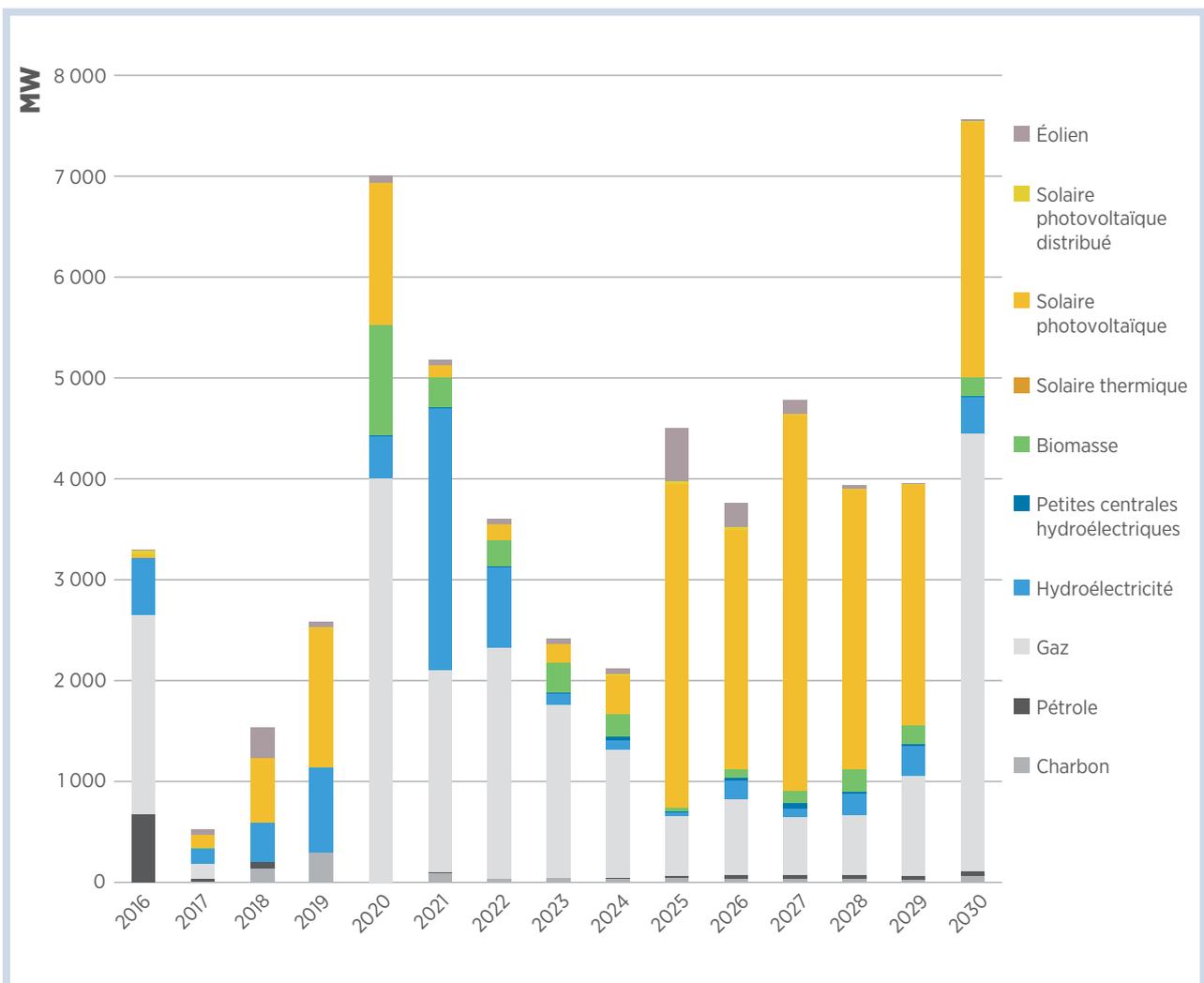
Dans le scénario « Objectifs nationaux », les ambitions domestiques des pays membres de la CEDEAO permettraient clairement, pris ensemble, une part encore plus grande d'énergies renouvelables dans le bouquet régional de production d'énergie. Par rapport au scénario « Objectif régional de la PERC », plus de 12 GW de capacité supplémentaire de solaire photovoltaïque et 1 GW de capacité supplémentaire de biomasse sont construits au seul Nigéria, durant toute la période couverte par le modèle, afin d'atteindre les objectifs du pays en matière d'énergies renouvelables.

Comme le montre le Graphique 21, dans le scénario « Objectifs nationaux », la taille du marché du solaire photovoltaïque connecté au réseau serait supérieure à 20 GW d'ici à 2030, comparé à seulement 8 GW dans le scénario de référence.

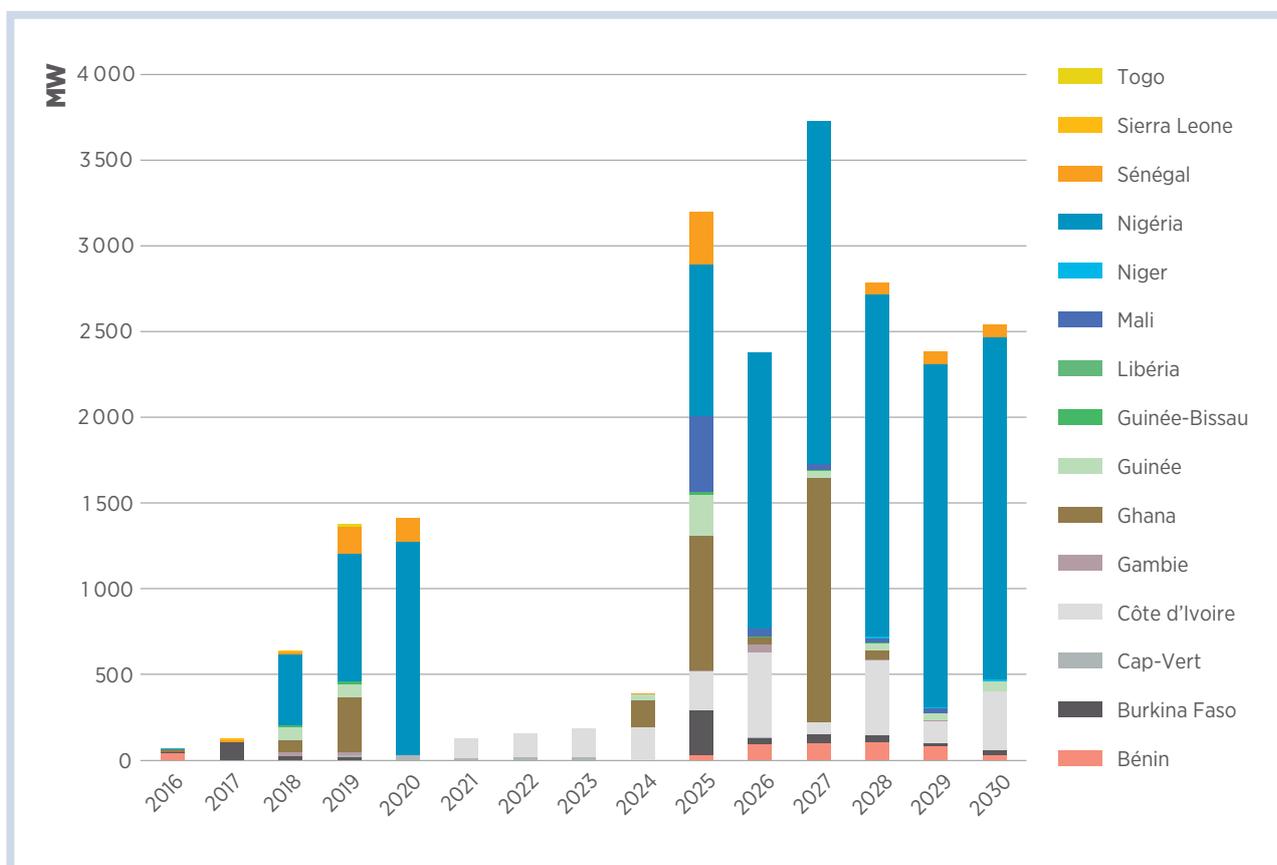
Si l'on regarde de plus près le scénario « Objectifs nationaux », le Graphique 23 et le Graphique 24 montrent le programme d'investissement annuel pour la région dans son ensemble, et pour la capacité de solaire photovoltaïque par pays. Le Annexe F. Plan de construction détaillé dans le scénario « Objectifs nationaux » dresse une liste détaillée des projets spécifiques déployés dans le modèle SPLAT dans le cadre de ce scénario.

À l'instar du scénario de référence, dans le scénario « Objectifs nationaux », la majorité des nouvelles

Graphique 23 Nouvelles capacités supplémentaires dans le scénario « Objectifs nationaux »



Graphique 24 Nouvelles capacités supplémentaires de solaire photovoltaïque dans le scénario « Objectifs nationaux »



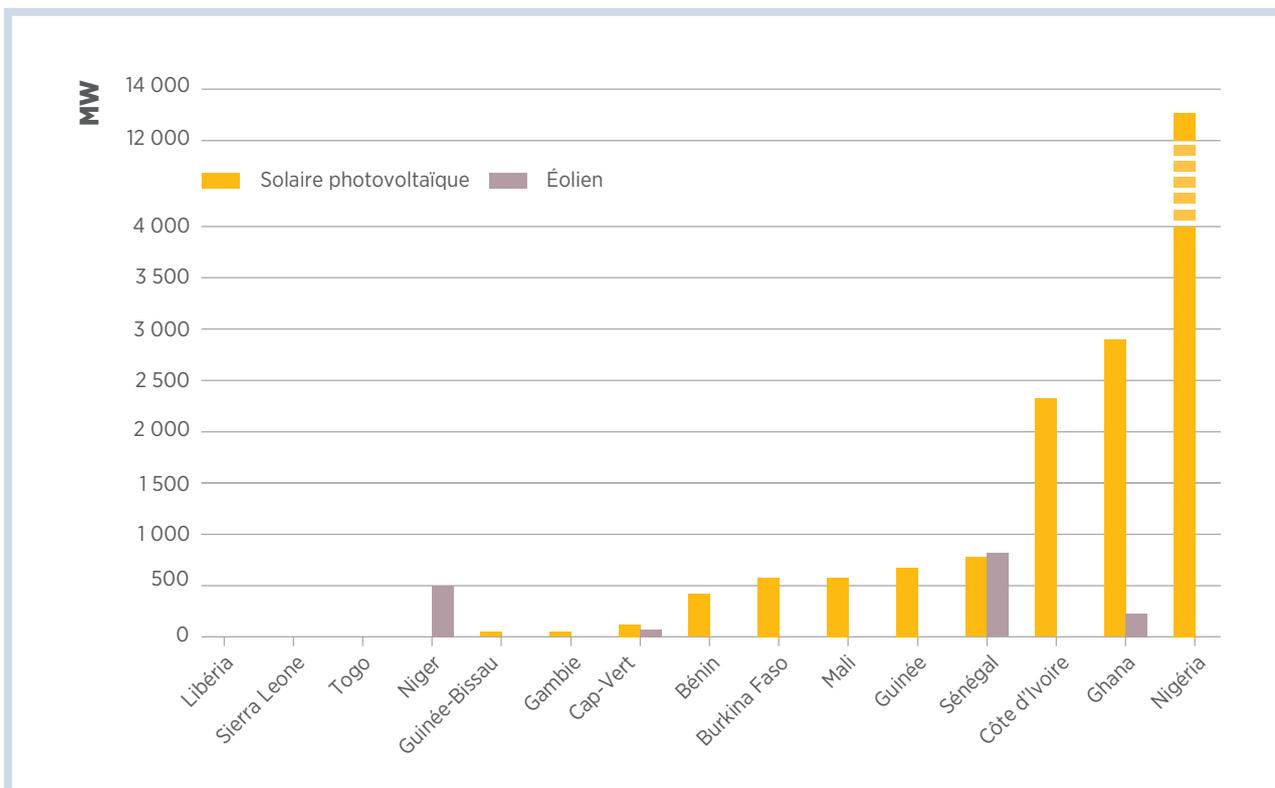
capacités au cours de la prochaine décennie concernent le gaz et l'hydroélectricité, qui représentent respectivement 13 GW (46 %) et 6 GW (21 %) de la nouvelle capacité totale ajoutée entre 2016 et 2025. On est en droit de s'y attendre, dans une certaine mesure, vu que les projets d'hydroélectricité et de gaz pris ensemble représentent 85 % de la réserve de capacité actuellement prévue dans la région (53 % d'hydroélectricité et 32 % de gaz). Cependant, entre 2025 et 2030, en avance par rapport aux objectifs nationaux pour 2030 et compte tenu de la baisse des coûts technologiques liés aux énergies solaire photovoltaïque et éolienne, la capacité d'énergies renouvelables non hydroélectriques devient le moteur des nouvelles capacités, représentant environ 19 GW (66 %) sur l'ensemble de la période.

En examinant plus particulièrement le solaire photovoltaïque, la majorité de la nouvelle capacité dans le scénario « Objectifs nationaux » est déployée au Nigéria, au Ghana et en Côte d'Ivoire, ce qui traduit leur

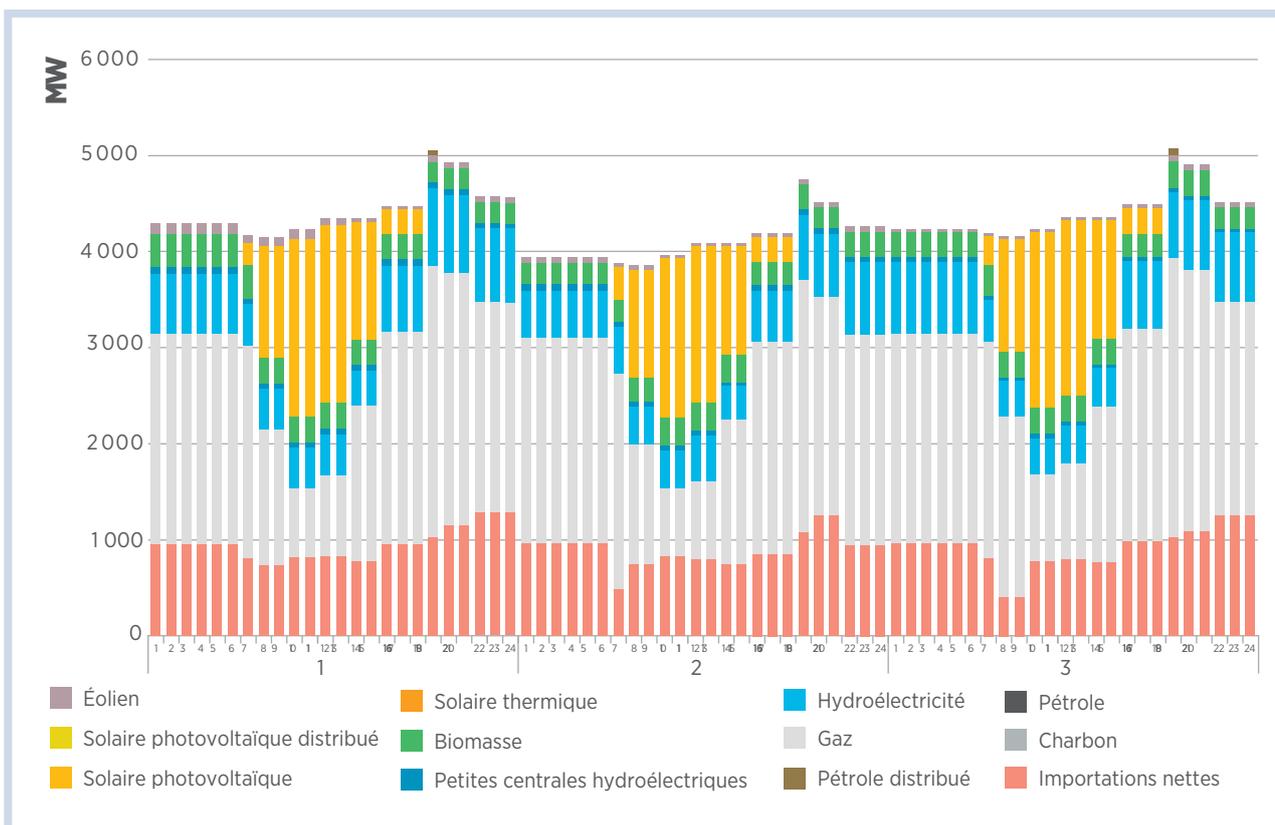
part importante dans la demande régionale d'électricité. Les pays relativement plus petits possédant de meilleures ressources solaires (c'est-à-dire supérieures de 20 % au facteur de capacité moyen), comme la Guinée, le Burkina Faso, le Sénégal et le Mali, déploient également des proportions importantes de leur capacité de solaire photovoltaïque afin d'atteindre leurs objectifs nationaux. Dans l'ensemble, le déploiement du solaire photovoltaïque décrit dans le Graphique 24 correspond à une nouvelle capacité annuelle moyenne d'environ 1,5 GW dans le scénario « Objectifs nationaux ». Comme on le constate dans le graphique 25, en raison de la nature des ressources en énergie éolienne en Afrique de l'Ouest, le déploiement de la capacité d'énergie éolienne est moins dispersé, des quantités plus faibles (bien qu'importantes pour les pays concernés) étant concentrées au Sénégal et au Niger.

Un exemple de la manière dont cette capacité d'ERV est traduite dans le bouquet de production du modèle SPLAT-W figure au Graphique 26, qui présente

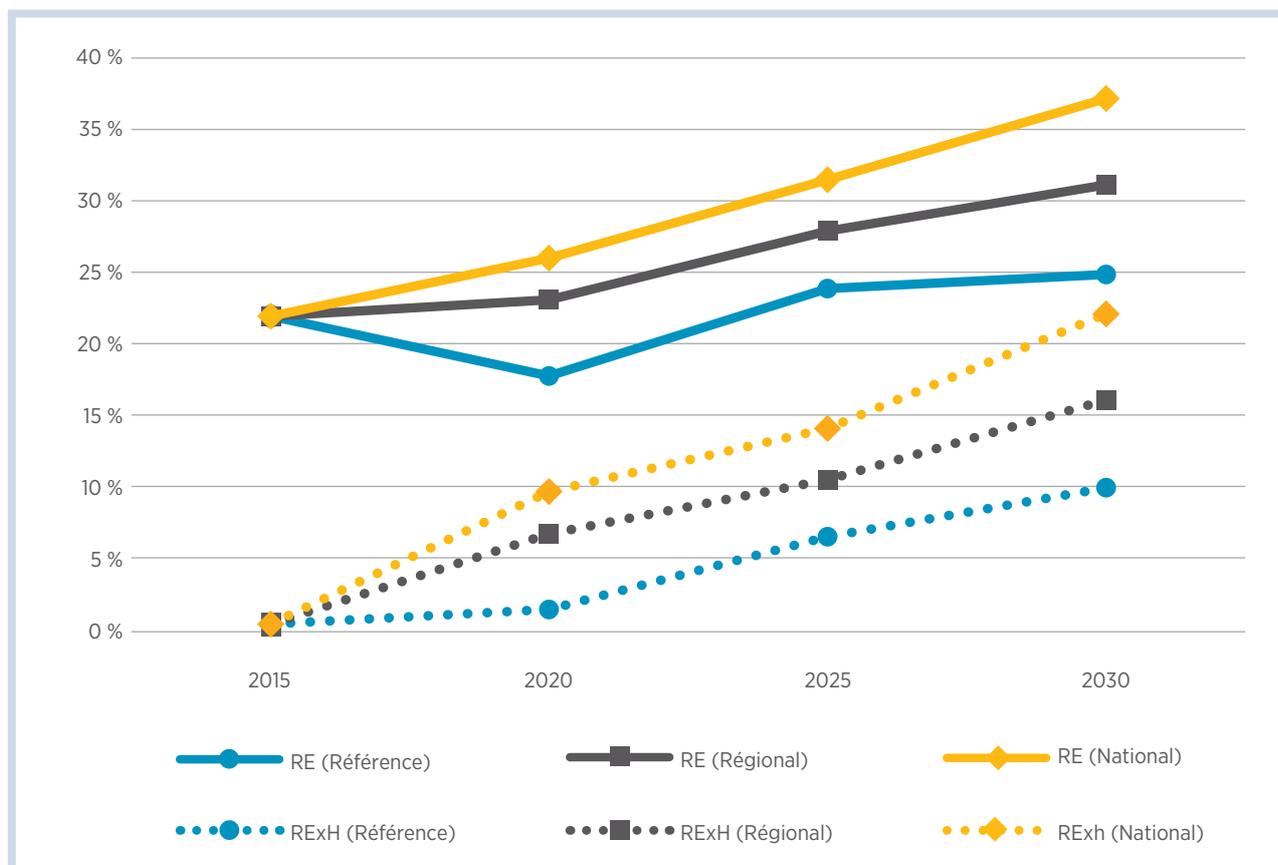
Graphique 25 Capacité solaire photovoltaïque et éolienne en 2030 par pays dans le scénario « Objectifs nationaux »



Graphique 26 Bouquet de production horaire au Ghana dans SPLAT-W sur trois saisons modélisées en 2030 – scénario « Objectifs nationaux »



Graphique 27 Part d'énergies renouvelables de la production centralisée d'électricité dans tous les scénarios



la production modélisée pour le Ghana en 2030. Complétée par une série d'options d'approvisionnement souples, comme l'hydroélectricité, la biomasse, les importations, le gaz et la centrale thermique de pointe, la part d'ERV dans la production totale de plusieurs pays atteint des niveaux supérieurs à 25 % d'ici à 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux »³².

Objectifs en matière d'énergies renouvelables et diversité des sources

Le fait que les ambitions nationales permettraient une capacité accrue d'énergies renouvelables dans la région, par rapport au scénario de référence exploré dans la présente étude, se traduit dans la part d'énergies renouvelables de la production dans tous les scénarios. Comme indiqué dans le graphique 27, la trajectoire du scénario « Objectifs nationaux » laisse à penser que la part régionale d'énergies renouvelables

dans la production centralisée atteindrait l'objectif de la PERC de 31 % avec cinq ans d'avance par rapport à ce qui a été escompté, c'est-à-dire en 2025. D'ici à 2030, les objectifs nationaux, pris ensemble, donnent une production d'énergies renouvelables équivalant à 38 % du total régional. Dans l'ensemble des scénarios, le principal moteur de la transition est la nouvelle capacité d'énergies solaire photovoltaïque, éolienne et de biomasse (représentant ensemble 23 % de la production totale d'ici à 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux »), l'hydroélectricité s'établissant à une part d'environ 15 à 20 % sur toute la période couverte par le modèle (pour de plus amples détails, voir encadré 1).

En ce qui concerne la diversité de l'approvisionnement, les systèmes qui dépendent de sources multiples d'énergies primaires sont également plus résistants aux

³² Pour les profils d'acheminement horaire de tous les pays, voir annexe F. Les valeurs 1, 2 et 3 du graphique 26 représentent les trois saisons modélisées dans SPLAT-W pour le présent rapport, à savoir le pré-été (de janvier à avril), l'été (de mai à août) et le post-été (de septembre à décembre). Pour les parts d'énergies solaire PV et éolienne dans la production totale par pays, voir graphique 22.

Tableau 15 Diversité des sources nationales d'électricité dans tous les scénarios

	ISW en 2015	ISW en 2030 – Référence	ISW en 2030 – Objectif régional	ISW en 2030 – Objectifs nationaux
Bénin	58 %	67 %	77 %	118 %
Burkina Faso	30 %	120 %	120 %	120 %
Cap-Vert	54 %	109 %	109 %	107 %
Côte d'Ivoire	64 %	98 %	104 %	104 %
Gambie	0 %	122 %	123 %	132 %
Ghana	91 %	124 %	153 %	144 %
Guinée	59 %	97 %	116 %	114 %
Guinée-Bissau	0 %	134 %	131 %	133 %
Libéria	58 %	54 %	89 %	54 %
Mali	93 %	134 %	135 %	134 %
Niger	50 %	146 %	150 %	146 %
Nigéria	41 %	48 %	49 %	105 %
Sénégal	56 %	181 %	180 %	181 %
Sierra Leone	83 %	75 %	90 %	46 %
Togo	102 %	74 %	113 %	130 %

chocs, aux contraintes et aux crises qui affectent l'une ou l'autre forme d'approvisionnement. Un indicateur communément utilisé de la diversité des systèmes (sur le plan de la richesse – c'est-à-dire le nombre par catégorie – et de l'uniformité – c'est-à-dire l'équilibre) est l'indice de Shannon-Weiner (ISW), défini comme suit:

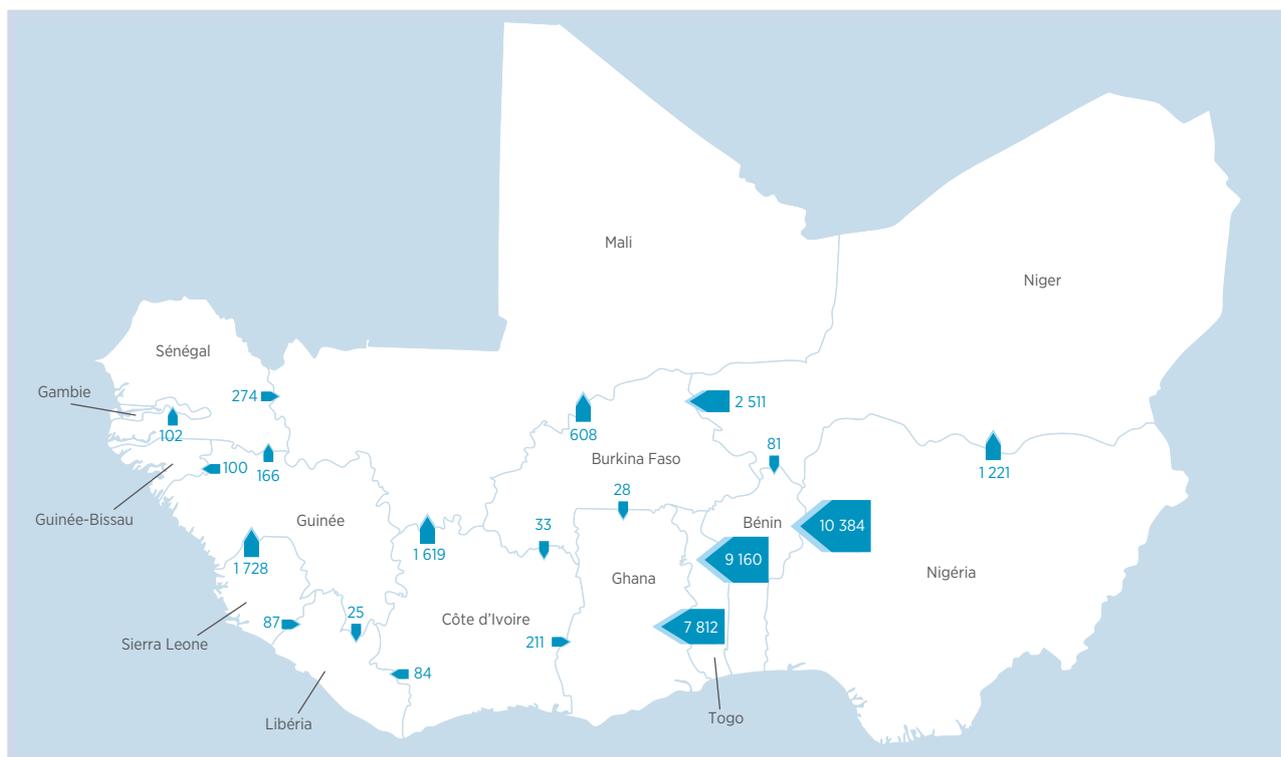
$$ISW = \sum - p_i \ln(p_i),$$

où p_i est la part de capacité installée pour la ressource i .

Tableau 15 montre l'indicateur de diversité ISW pour les pays membres de la CEDEAO en 2015 et

en 2030 pour tous les scénarios (la dépendance complète à l'égard d'une source unique produirait un résultat de 0 %, tandis qu'une répartition uniforme de l'approvisionnement sur huit types de sources produirait un résultat de 200 %, par exemple). À l'exception du Libéria et de la Sierra Leone, qui dépendent dans une large mesure de l'hydroélectricité dans le scénario « Objectifs nationaux », l'ISW de tous les pays augmente considérablement grâce à l'ajout de différentes sources d'énergies renouvelables au bouquet de capacité centralisée.

Graphique 28 Échanges commerciaux régionaux en 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux » (GWh)



Flux d'échanges commerciaux régionaux

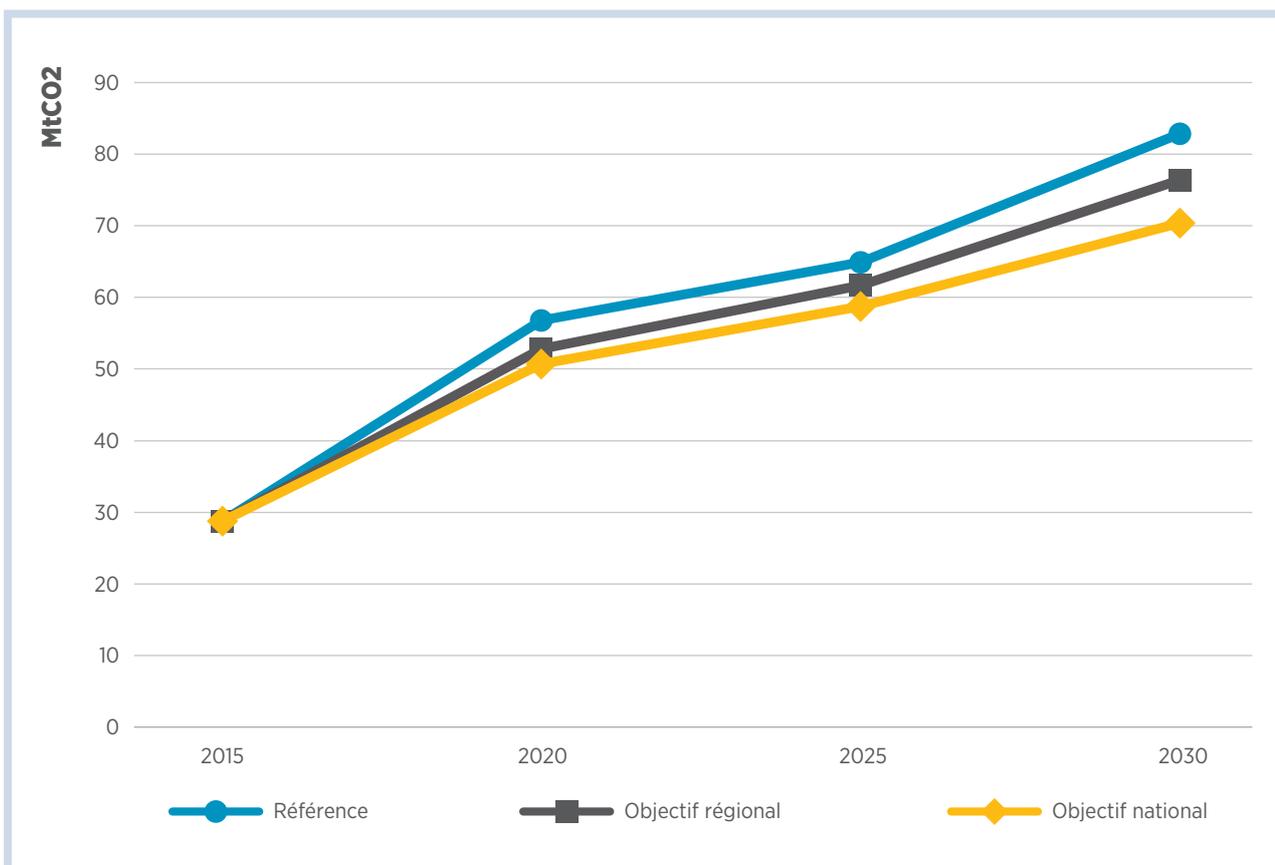
Afin d'illustrer les flux d'échanges commerciaux qui sous-tendent les résultats de la modélisation présentés ici, le Graphique 27 présente la direction et les volumes (en GWh) des échanges commerciaux nets transfrontaliers dans le scénario « Objectifs nationaux » d'ici à 2030. Les projets de transport transfrontalier examinés dans la présente étude sont résumés à l'Annexe D.

Comme le montre clairement ce graphique, le canal principal des flux d'échanges commerciaux nets transfrontaliers d'électricité est l'infrastructure de la Dorsale côtière entre le Nigeria, le Bénin, le Togo et le Ghana. L'expansion engagée et prévue de cette infrastructure est intégrée dans tous les scénarios étudiés, afin de permettre l'exportation de la production domestique majeure du Nigeria d'hydroélectricité, de gaz et d'autres énergies renouvelables. Les projets du Hub intrazone (qui relie le Ghana, le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire et le Mali) et du Corridor Nord (qui relie le Nigeria, le Niger, le Bénin et le Burkina Faso) sont les deuxièmes sources les plus importantes des échanges nets transfrontaliers d'électricité, et ils sont

tous les deux fortement représentés dans tous les scénarios. Si le Hub intrazone est important à partir de 2017 afin de permettre l'exportation de l'énergie produite à partir du gaz et de l'hydroélectricité de la Côte d'Ivoire vers le Mali, il devient également important à la fin des années 2020 afin de faciliter l'exportation du surplus diurne de production solaire à faible coût du Burkina Faso vers le Ghana. De même, le principal développement du projet du Corridor Nord survient entre la moitié et la fin des années 2020, afin de faciliter l'exportation de la production éolienne au Niger, où la qualité des ressources est la plus élevée de la région.

Bien que les échanges soient relativement moins nombreux au sein de l'infrastructure CLSG reliant la Côte d'Ivoire, le Libéria, la Sierra Leone et la Guinée, ce projet devient particulièrement important pour l'exploitation de la complémentarité et des échanges diurnes entre l'hydroélectricité à faible coût de la Sierra Leone et l'énergie solaire en Guinée. Le projet OMVG entre la Guinée, la Guinée-Bissau, la Gambie et le Sénégal, qui est considéré comme étant engagé, affiche les flux d'échanges commerciaux

Graphique 29 Émissions de dioxyde de carbone dans tous les scénarios



nets comparativement les plus faibles, mais joue un rôle essentiel pour la Gambie, qui dépend d'une part nationale significative d'importations dans tous les scénarios. Le projet OMVS, qui vise à renforcer la capacité de transport entre le Mali et le Sénégal, n'a pas été sélectionné pour l'élaboration dans les scénarios modélisés dans le présent rapport.

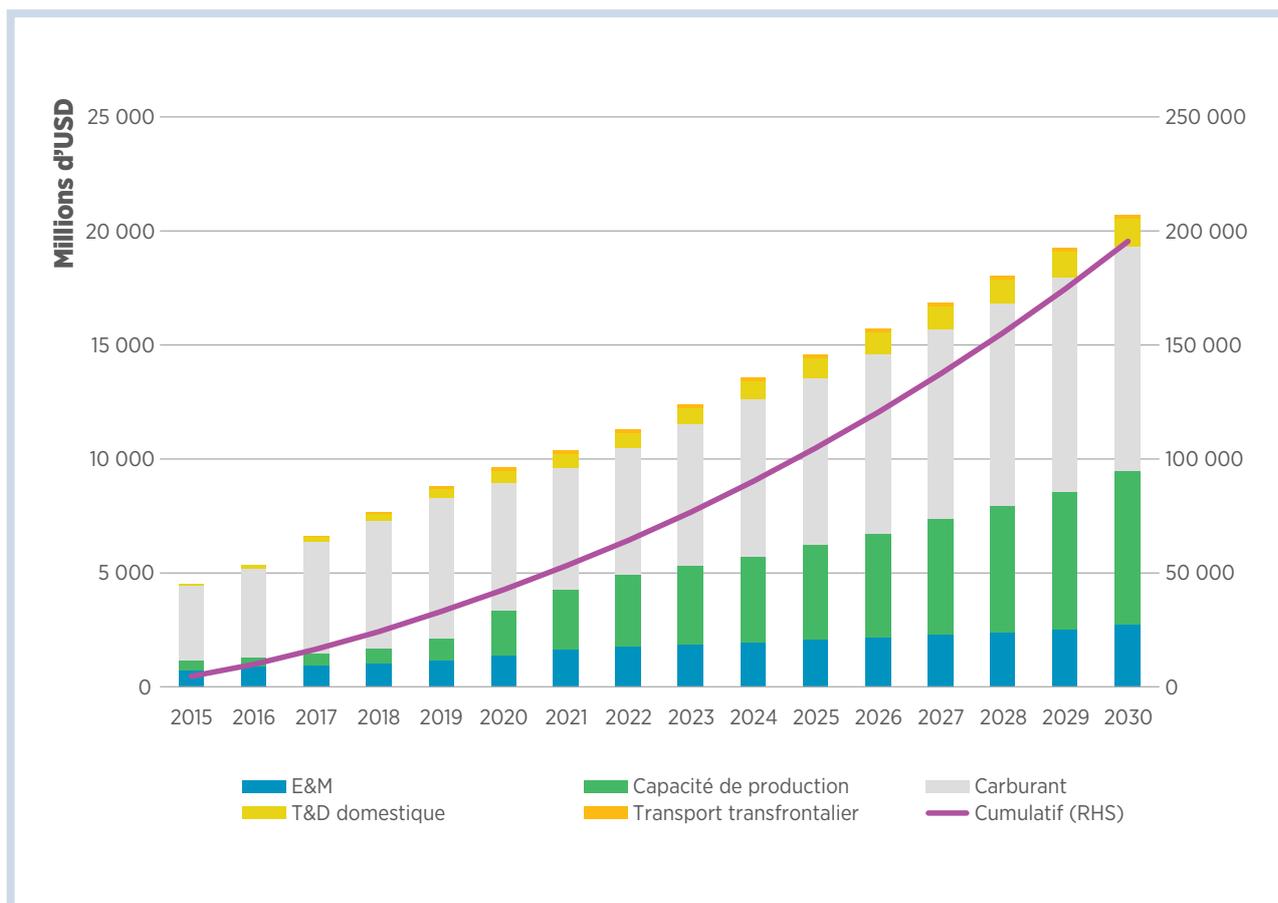
Conséquences pour le climat et les CDN dans le scénario « Objectifs nationaux »

Le niveau des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) issues du secteur de l'énergie dans tous les scénarios suit en grande partie la trajectoire du déploiement des énergies renouvelables et la réalisation des objectifs de production d'énergies renouvelables. Les différences d'émissions dans chaque scénario augmentent durant toute la période couverte par la modélisation et, comme on peut le constater dans le graphique 29, d'ici à 2030, le scénario « Objectifs nationaux » permet une réduction des émissions de 12,5 MtCO₂, soit 15 %,

par rapport au scénario de référence utilisé dans la présente analyse.

L'accent placé actuellement sur les CDN au titre de l'Accord de Paris renforce l'importance des avantages indicatifs pour le climat dans le scénario « Objectifs nationaux » présenté ici. Comme le montre le récent rapport de l'IRENA intitulé « Untapped Potential for Climate Action », il existe souvent une marge d'augmentation des ambitions des CDN en reflétant simplement les objectifs déterminés dans les plans nationaux relatifs à l'énergie (IRENA, 2017). Une analyse technique et économique robuste des systèmes d'énergie, à l'aide d'outils tels que le modèle SPLAT-W de l'IRENA, a un rôle central à jouer dans l'étude de ce potentiel inexploité, en garantissant que les actualisations régulières de l'objectif en matière d'énergies renouvelables et des CDN sont étayées par des analyses transparentes effectuées sur la base des données.

Graphique 30 Coûts totaux non actualisés des systèmes dans le scénario « Objectifs nationaux »



Conséquences économiques du scénario « Objectifs nationaux »

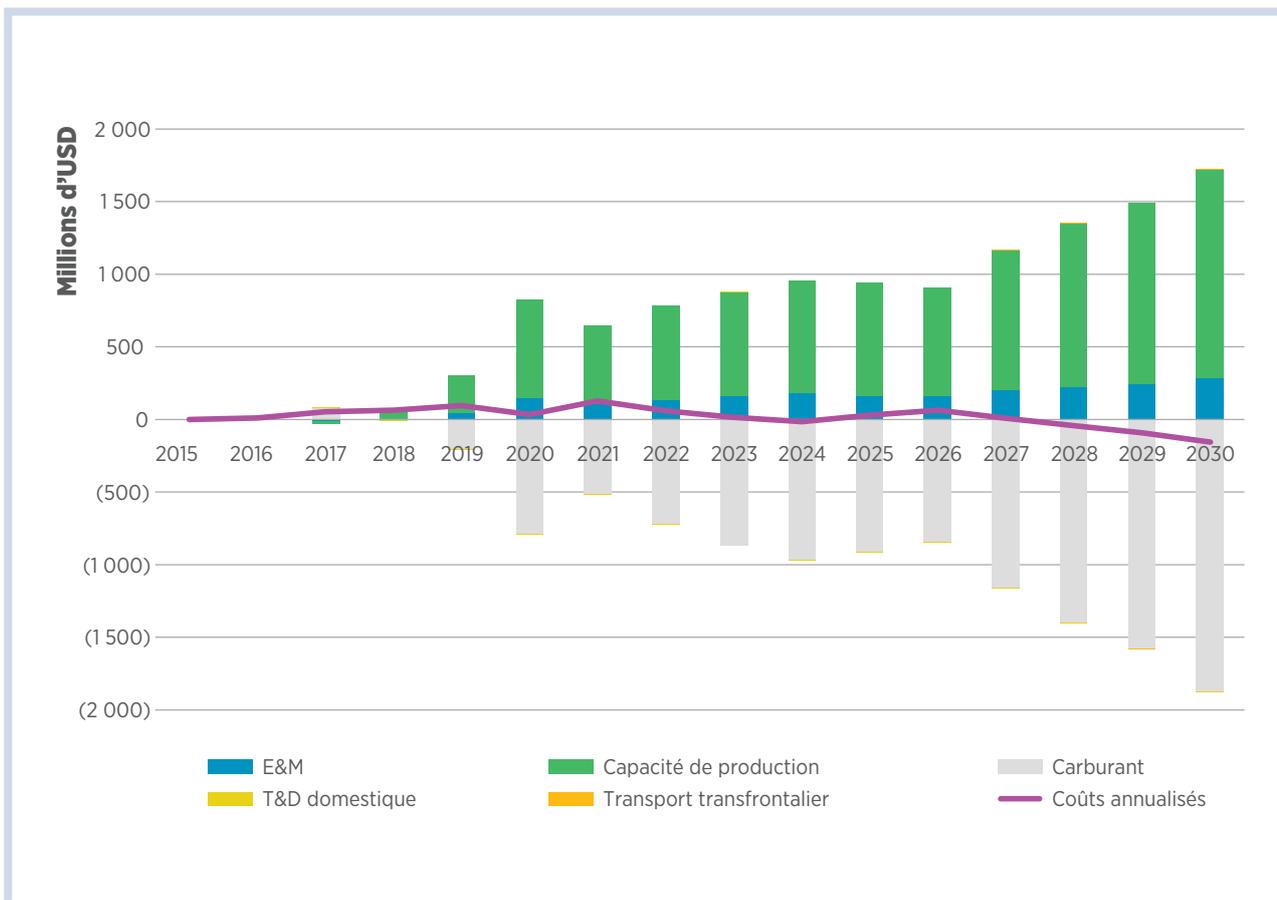
Le modèle SPLAT calcule les conséquences économiques d'un scénario donné pour ce qui est du coût d'investissement (dans la production et le T&D), des coûts de combustibles et des coûts d'E&M. La somme de ces éléments de coût constitue le coût du système que le modèle vise à réduire au minimum.

Le graphique 30 montre la ventilation des coûts non actualisés des systèmes entre 2015 et 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux ». Il est à noter que les coûts d'investissement sont annualisés pour la durée de vie de chaque technologie. Le graphique montre que si les coûts de combustibles restent la portion la plus importante des coûts totaux des systèmes, leur part globale diminue considérablement, étant donné que de grands investissements dans l'hydroélectricité et d'autres sources d'énergies renouvelables seront consentis dans les années 2020 afin de répondre à la demande croissante et d'atteindre les objectifs

nationaux. Entre 2016 et 2030, les dépenses régionales dans les combustibles chuteront de 75 à 50 % des coûts globaux des systèmes, tandis que l'investissement dans la capacité augmentera d'environ 10 % à 30 %. Malgré le développement du transport transfrontalier dans les années 2020, le T&D tant international que national demeure un élément moins important des coûts globaux des systèmes, et ne dépasse jamais 7 % du total. Pris ensemble, les coûts des systèmes entre 2016 et 2030 s'élèveraient à 192 milliards d'USD (non actualisés), atteignant un coût annualisé d'environ 20 milliards d'USD (non actualisés) d'ici à 2030.

Le graphique 31 présente une comparaison entre les coûts non actualisés des systèmes dans le scénario « Objectifs nationaux » et dans le scénario de référence sur toute la période de modélisation par élément de coût. Les différences ne sont pas significatives jusqu'en 2020, car bon nombre des mêmes projets engagés seraient mis en œuvre dans les deux scénarios pendant cette période. Toutefois, les différences entre

Graphique 31 Différences de coûts non actualisés des systèmes (par poste) entre le scénario « Objectifs nationaux » et le scénario de référence



les éléments de coût individuels deviennent de plus en plus importantes à plus long terme, car le surcroît d'investissement dans la capacité pour les énergies renouvelables comme le solaire photovoltaïque, la biomasse et l'énergie éolienne est compensé par des économies de coûts de combustibles du fait du déplacement de la production de gaz. En raison de cette dynamique, les résultats présentés ici laissent à

penser que le fait d'atteindre les objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables au sein de la CEDEAO entraînerait pour l'essentiel le même coût global des systèmes jusqu'à 2030, les différences sur le plan des coûts non actualisés annualisés dans le scénario « Objectifs nationaux » ne dépassant jamais +/- 1 % du total.



Le modèle SPLAT-W de l'IRENA a été mis au point afin de doter les décideurs et les analystes des pays membres de l'IRENA dans la région de la CEDEAO d'un outil de planification permettant de concevoir des systèmes d'énergie pour le moyen et le long terme, de hiérarchiser les options d'investissement et d'évaluer les conséquences économiques d'une trajectoire d'investissement donnée. Plus spécifiquement, SPLAT-W permet aux analystes d'explorer des trajectoires de systèmes d'énergie qui répondent à différentes exigences (y compris des objectifs en matière de fiabilité et d'énergies renouvelables), tout en tenant compte des coûts d'investissement et d'exploitation afin de répondre à la demande journalière ou saisonnière fluctuante.

Le présent rapport se fonde sur les évolutions récentes de la politique régionale, les contributions et résultats d'experts nationaux lors des sessions de formation sur le modèle SPLAT-W organisées en 2015 et 2016 par l'IRENA et le CEREEC, ainsi que différentes améliorations de la représentation des énergies renouvelables dans SPLAT-W. Il décrit les trois scénarios élaborés pour les pays membres de la CEDEAO en tant que base d'analyses ultérieures et de développement éventuel.

Les principales constatations issues de l'analyse du scénario de référence, du scénario « Objectif régional en matière d'énergies renouvelables » et du scénario « Objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables » utilisées dans le présent rapport sont les suivantes :

- malgré les prévisions de multiplication par quatre de la demande régionale, les hypothèses actualisées afin de correspondre aux projections de prix des combustibles fossiles beaucoup plus bas et le potentiel limité des grandes centrales hydroélectriques par rapport à l'analyse de 2013 de l'IRENA, la part des sources d'énergies renouvelables augmente dans le

scénario de référence du présent rapport et dépasse les objectifs de capacité de la PERC, pour atteindre 65 % de pic de charge d'ici à 2030 ;

- si le déploiement de la capacité d'énergies renouvelables dans le scénario de référence dépasse les attentes, la production d'énergies renouvelables dans ce même scénario est plus faible de 6 % par rapport à l'objectif de la PERC de 31 %, ce qui reflète la complexité de la définition d'objectifs en matière d'énergies renouvelables à l'aide de différents paramètres. Cela s'explique principalement par les hypothèses tenant compte d'une année de sécheresse utilisées pour la production hydroélectrique, ainsi que par un facteur de capacité moyenne dans le bouquet d'énergies renouvelables d'origine non hydroélectrique plus bas que prévu au cours du processus de définition des objectifs de la PERC ;
- les objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables permettraient une capacité encore plus grande d'énergies renouvelables par rapport au scénario de référence et au scénario « Objectif régional » et, pris ensemble, ces objectifs dépassent bel et bien l'objectif régional de 31 % de production d'énergies renouvelables pour 2030, cinq ans plus tôt que prévu, donnant lieu à une part de 38 % d'énergies renouvelables dans la production totale régionale d'ici à 2030 ;
- dans les projections de réductions des coûts technologiques liés aux énergies solaire photovoltaïque et éolienne, les énergies renouvelables non hydroélectriques constituent le premier facteur des nouvelles capacités supplémentaires dans tous les scénarios au milieu ou à la fin des années 2020, le solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne et la biomasse procurant 23 % de la production totale régionale d'ici à 2030 dans le scénario « Objectifs nationaux » ;

- selon le scénario analysé, la quantité de solaire photovoltaïque dans la région de la CEDEAO s'étend de 8 GW à plus de 20 GW à l'horizon 2030, ce qui implique un déploiement annuel moyen de 1,5 GW dans le cadre du scénario « Objectifs nationaux » ;
- la diversité, et donc la résilience, du bouquet d'approvisionnement en électricité au sein de la vaste majorité des pays membres de la CEDEAO augmente fortement grâce à l'ajout de différentes sources d'énergies renouvelables au bouquet de capacité ;
- la réalisation de pratiquement tous les projets transfrontaliers d'infrastructures de transport en cours se révèle bénéfique dans tous les scénarios analysés ;
- l'augmentation des coûts des investissements dans la capacité nécessaires pour réaliser les objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables est systématiquement compensée par des économies dans les coûts des combustibles liés au déplacement de la production de combustibles fossiles, donnant lieu à des coûts globaux des systèmes en grande partie équivalents à ceux du scénario de référence.

Le modèle SPLAT-W permet la quantification et la justification des éléments ci-dessus. Dans la version actualisée du modèle SPLAT-W employée ici, les améliorations de la représentation des énergies renouvelables, y compris une résolution temporelle plus élevée, une meilleure calibration des intervalles de temps et des profils de production d'énergies solaire et éolienne par pays, permettent d'obtenir des informations supplémentaires. Grâce au modèle SPLAT-W actualisé, les analystes peuvent désormais procéder à une analyse par pays de l'acheminement horaire par jours représentatifs, en tenant compte de la composition de la demande, des ressources disponibles et des profils de ressources propres à chaque pays, ainsi que des connexions au sein du réseau régional de transport. Comme observé dans le présent rapport, cela permet une analyse plus fine de la production d'ERV, des sources de la flexibilité du système qui peuvent appuyer cette production ainsi que des possibilités d'échanges commerciaux complémentaires dont tireraient profit à la fois les pays riches et les pays pauvres en ressources.

RÉFÉRENCES

Adebisi, A. (2015), « Energie Durable pour Tous (SE4ALL) Agenda d'Actions Nigéria », Abidjan, 13-15 septembre 2015, http://www.ecreee.org/sites/default/files/events/presentation_se4all_action_agenda_Nigeria.pdf (consulté en janvier 2017).

AIE (Agence internationale de l'énergie) (2016), « World Energy Outlook 2016 », OCDE/AIE, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/weo-2016-en>.

Banque mondiale (2017), « Déflateur du PIB », « Indicateurs du développement dans le monde » (base de données), <http://databank.banquemondiale.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators> (consulté en janvier 2017).

Banque mondiale (2007), « Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies » (en anglais), série de documents techniques du Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), ESM 121/07, Washington, <http://documents.banquemondiale.org/curated/fr/634581468333897517/Technical-and-economic-assessment-of-off-grid-mini-grid-and-grid-electrification-technologies>.

CEREEC (Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO) (2013), « Politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO », CEREEC, Praia, www.ecreee.org/page/ecowas-renewable-energy-policy-erep (consulté en décembre 2016).

Hughes et al. (2017), « Hybrid renewable energy and hydrogen fuel cell mini-grids for rural off-grid electrification in South Africa », Energy Research Centre, université du Cap et Institut national de développement énergétique d'Afrique du Sud.

Idrissa, H. (2004), « Projet de création d'une société de traitement et de commercialisation du charbon minéral à des fins domestiques (SNTCD) », ministère

des mines et de l'énergie, République du Niger, www.cilss.bf/predas/Activites%20par%20Pays/NE/34-Projet%20de%20creation%20societe%20charbon%20mineral.pdf (consulté en décembre 2016).

IRENA (Agence internationale pour les énergies renouvelables) (2017), « Untapped Potential for Climate Action: Renewable Energy in Nationally Determined Contributions », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2016a), « Investment Opportunities in West Africa: Suitability Maps for Grid-Connected and Off-Grid Solar and Wind Projects », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2016b), « Solar photovoltaïque in Africa: Costs and Markets », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2015), « Renewable Energy Target Setting », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2014a), « Estimating the Renewable Energy Potential in Africa: A GIS-based Approach », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2014b), « Global Bioenergy Supply and Demand Projections: A Working Paper for REmap 2030 », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2013), « Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest: Planification et perspectives pour les énergies renouvelables », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA (2011), « Scenarios and Strategies for Africa », IRENA, Abou Dhabi.

IRENA et LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory) (2015), « Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor », IRENA, Abou Dhabi.

N'Goran, N. (2015), « Energie Durable pour Tous (SE4ALL) Agenda d'Actions Côte d'Ivoire », Abidjan, 13-15 septembre 2015, www.ecreee.org/sites/default/files/events/presentation_se4all_action_agenda_cote_divoire.pdf (consulté en janvier 2017).

Niane, I. (2015), « Energie Durable pour Tous (SE4ALL) Agenda d'Actions Sénégal », Abidjan, 13-15 septembre 2015, www.ecreee.org/sites/default/files/events/presentation_se4all_action_agenda_senegal.pdf (consulté en janvier 2017).

ONU DI (Organisation des Nations Unies pour le développement industriel) et ICSHP (Centre international sur la petite hydraulique) (2016), « World Small Hydropower Development Report 2016 », ONU DI, Vienne, et ICSHP, Hangzhou, www.smallhydropower.org/menu-pages/reports/2016/ (consulté en avril 2017).

Raul, J. A. (2015), « Agenda de Ação para a Energia Sustentável para Todos (SE4ALL) Guinée-Bissau », Abidjan, 13-15 septembre 2015, www.ecreee.org/sites/default/files/events/presentation_se4all_action_agenda_guinea_bissau.pdf (consulté en janvier 2017).

Tetty, G. D. (2015), « Energie Durable pour Tous (SE4ALL) Agenda d'Actions Sénégal », Abidjan, 13-

15 septembre 2015, http://www.ecreee.org/sites/default/files/events/sustainable_energy_action_plan_ghana.pdf (consulté en janvier 2017).

Touré, I. (2015), « Energie Durable pour Tous (SE4ALL) Agenda d'Actions Sénégal », Abidjan, 13-15 septembre 2015, http://www.ecreee.org/sites/default/files/events/sustainable_energy_action_plan_mali.pdf (consulté en janvier 2017).

WAPP (2015), « Plan d'affaires EEEOA 2016-2019 », WAPP, Cotonou, www.ecowapp.org/fr/documentation (consulté en janvier 2017).

WAPP (2011), « Actualisation du plan directeur révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO », WAPP, Cotonou, <http://www.ecowapp.org/fr/documentation> (consulté en décembre 2016).

ANNEXES

ANNEXE A. DONNÉES DÉTAILLÉES SUR LA DEMANDE

Tableau 16 Projections de la demande d'électricité finale (GWh)

GWh	Bénin	Burkina Faso	Cap-Vert	Côte d'Ivoire	Gambie	Ghana	Guinée	Guinée-Bissau	Libéria	Mali	Niger	Nigéria	Sénégal	Sierra Leone	Togo	Somme
2015	1 057	1 201	309	6 362	221	10 121	707	38	88	1 416	873	25 467	3 664	216	738	52 479
2016	1 173	1 332	325	6 881	225	11 043	938	64	117	1 569	1 033	34 080	3 979	302	791	63 853
2017	1 289	1 462	341	7 399	230	11 965	1 170	90	145	1 721	1 194	42 693	4 294	388	844	75 227
2018	1 405	1 593	357	7 918	235	12 886	1 401	117	174	1 873	1 355	51 307	4 609	475	897	86 601
2019	1 521	1 723	372	8 436	240	13 808	1 633	143	202	2 025	1 516	59 920	4 924	561	951	97 975
2020	1 637	1 854	388	8 954	244	14 730	1 864	169	230	2 178	1 677	68 533	5 239	647	1 004	109 349
2021	1 847	2 176	410	10 256	275	16 651	2 231	194	262	2 510	1 904	74 000	5 785	742	1 105	120 347
2022	2 057	2 498	432	11 558	306	18 572	2 598	218	293	2 842	2 131	79 467	6 331	836	1 205	131 345
2023	2 267	2 820	454	12 859	337	20 493	2 965	243	325	3 174	2 358	84 934	6 877	931	1 306	142 342
2024	2 477	3 142	476	14 161	367	22 414	3 332	267	356	3 506	2 585	90 401	7 423	1 025	1 407	153 340
2025	2 687	3 465	498	15 463	398	24 335	3 699	292	388	3 838	2 812	95 868	7 969	1 120	1 508	164 338
2026	2 897	3 787	520	16 764	429	26 256	4 066	316	419	4 170	3 038	101 335	8 515	1 214	1 608	175 335
2027	3 107	4 109	542	18 066	460	28 177	4 433	341	451	4 502	3 265	106 802	9 061	1 309	1 709	186 333
2028	3 317	4 431	564	19 368	490	30 098	4 800	365	482	4 834	3 492	112 269	9 607	1 404	1 810	197 331
2029	3 527	4 753	586	20 669	521	32 019	5 167	390	513	5 166	3 719	117 736	10 153	1 498	1 911	208 328
2030	3 737	5 076	608	21 971	552	33 940	5 534	414	545	5 498	3 946	123 203	10 699	1 593	2 011	219 326

ANNEXE B. HYPOTHÈSES DÉTAILLÉES SUR LES CENTRALES ÉLECTRIQUES

Tableau 17 Centrales non hydroélectriques existantes

Nom de la centrale	Type de centrale	Capacité de la centrale MW	Disponibilité %	Rendement %	E&M fixe USD/kW	Année d'installation	Vie ³³ Années
Bénin							
CAI	Gaz	80	0,86	0,28	20,65	2011	25
Turbine à gaz GAZ	Gaz	20	0,86	0,24	36,8	1998	27
Groupes diesel ODS	Pétrole	22,95	0,80	0,34	36,8	1998	17
Groupes diesel OHF	Pétrole	29,75	0,80	0,32	36,8	1998	17
Centrale FL DINa	Pétrole	12	0,30	0,34	36,8	2005	25
Centrale FL Porto-Novvo	Pétrole	12	0,40	0,34	36,8	2005	25
Burkina Faso							
Bobo 2	Pétrole	32,26	0,80	0,38	36,63	2014	30
Groupes diesel ODS	Pétrole	25,92	0,78	0,34	36,8	1977	30
Groupes diesel OHF	Pétrole	107	0,79	0,37	36,8	1978	30
Dori	Pétrole	0,64	0,80	0,35	36,63	2011	30
Gaoua	Pétrole	0,64	0,80	0,35	36,63	2012	30
Komsilga	Pétrole	89,59	0,80	0,38	36,63	2012	30
Cap-Vert							
Groupes diesel OHF	Pétrole	69	0,80	0,38	36,8	2000	30
Diesels existants 1	Pétrole	38	0,80	0,35	36,8	2003	10
Diesels existants 2	Pétrole	45,59	0,80	0,35	36,8	2005	10
Diesels existants 3	Pétrole	7,4	0,80	0,35	36,8	2006	10
Solaire photovoltaïque	Solaire photovoltaïque	5	0,25	1,00	29,35	2011	25
Wind30	Énergie éolienne	9,35	1,00	1,00	91,31	2011	25
Côte d'Ivoire							
5e centrale IPP (Bassam)	Gaz	430	0,86	0,50	31,21	2013	25
Turbine à gaz GAZ	Gaz	290	0,88	0,32	36,8	2000	25
Lushann	Gaz	100	0,86	0,50	31,21	2013	25
Vridi (CIPREL)	Gaz	333	0,86	0,50	31,21	2014	25
GTVridi	Gaz	84	0,89	0,25	36,8	1990	25
GTC1prel	Gaz	210	0,88	0,30	36,8	1995	25
GTC3prel	Gaz	111	0,88	0,30	36,8	2010	25
Aggreko	Gaz	70	0,88	0,30	36,8	2010	25

³³ La durée de vie devrait être considérée comme une indication, car de nombreuses centrales fonctionnent au-delà des chiffres déclarés.

Nom de la centrale	Type de centrale	Capacité de la centrale MW	Disponibilité %	Rendement %	E&M fixe USD/kW	Année d'installation	Vie ³³ Années
Gambie							
Groupes diesel ODS	Pétrole	8,2	0,80	0,29	36,8	1981	30
Groupes diesel OHF	Pétrole	75,4	0,80	0,37	36,8	1990	30
Ghana							
Aboadze T3 phase 1 (TEMA 1, 2, 2X)	Gaz	130	0,86	0,30	31,2	2013	25
Cycle combiné GAZ	Gaz	180	0,85	0,30	36,8	2010	25
Cycle combiné OLC	Pétrole	300	0,72	0,30	36,8	1998	35
Turbine à gaz ODS	Pétrole	70	0,80	0,29	36,8	2007	25
Turbine à gaz OLC	Pétrole	320	0,82	0,29	36,8	2001	25
VRA+BXC (2016)	Solaire photovoltaïque	22,5	0,12	1,00	21,74	2013	20
Guinée							
Boké	Pétrole	1,4	0,80	0,38	35,8	2012	33
Diesel	Pétrole	3,2	0,80	0,40	36,8	2005	30
Groupes diesel OHF	Pétrole	41	0,80	0,40	36,8	2006	30
Kaloum1 (réhab) 2014	Pétrole	24	0,80	0,40	36,7	2014	38
Kaloum2 (réhab) 2012	Pétrole	26	0,80	0,40	36,7	2012	38
Kamsar Mine (réhab)	Pétrole	34	0,80	0,39	36,6	2015	30
Tombo 3 (réhab) 2012	Pétrole	89,6	0,80	0,40	36,7	2012	38
Kaloum5	Pétrole	32,4	0,80	0,40	36,8	2004	30
Guinée-Bissau							
Bissau	Pétrole	15	0,80	0,38	36,63	2012	30
Groupes diesel ODS	Pétrole	3,67	0,67	0,36	36,8	2005	30
Libéria							
Bushrod	Pétrole	10	0,80	0,31	36,63	2013	30
Groupes diesel ODS	Pétrole	12,64	0,80	0,31	36,8	2006	30
Mali							
Albatros BOOT	Pétrole	92	0,80	0,38	36,63	2012	30
Balingue BID	Pétrole	60	0,80	0,38	36,63	2011	30
Groupes diesel ODS	Pétrole	56,85	0,80	0,37	36,8	2000	30
Groupes diesel OHF	Pétrole	57,5	0,80	0,38	36,8	2010	30
Turbine à gaz ODS	Pétrole	20	0,86	0,23	36,8	1999	25
KANGABA (CI)	Pétrole	0,47	0,80	0,31	36,63	2014	30
KOUTIALA (CI)	Pétrole	4,4	0,80	0,33	36,63	2012	30
SIKASSO (CO)	Pétrole	9,2	0,80	0,34	36,63	2011	30
Mopti SOLAR	Solaire photovoltaïque	10	0,12	1,00	21,74	2012	20

Nom de la centrale	Type de centrale	Capacité de la centrale MW	Disponibilité %	Rendement %	E&M fixe USD/kW	Année d'installation	Vie ³³ Années
Niger							
Turbine à vapeur COA	Coal	32	0,86	0,33	78,2	1980	35
Turbine à gaz GAZ	Gaz	10	0,86	0,28	36,8	1980	50
TAG Niamey 2	Gaz	10	0,86	0,28	20,65	2010	25
Groupes diesel ODS	Pétrole	36,9	0,80	0,35	36,8	1980	30
Groupes diesel OHF	Pétrole	10	0,80	0,38	36,8	1985	30
Niamey 2	Pétrole	15	0,80	0,38	36,63	2011	30
AGr diesel	Pétrole	30	0,80	0,35	36,8	2010	30
Nigéria							
Cycle combiné GAZ	Gaz	1,460	0,48	0,40	36,8	2005	35
Turbine à gaz GAZ	Gaz	3,002	0,37	0,28	36,8	1982	25
ICSPower (Alaoji)	Gaz	600	0,86	0,45	34,86	2015	25
Olorunsogoll	Gaz	675	0,86	0,45	34,86	2012	25
Sapele, Geregu, Ihovbor, Omotosho	Gaz	2,345	0,86	0,28	20,65	2012	25
Turbine à vapeur GAZ	Gaz	2,220	0,30	0,34	36,8	1978	35
Sénégal							
Cycle combiné GAZ	Gaz	49	0,86	0,39	36,8	2000	25
Groupes diesel OHF	Pétrole	335,5	0,80	0,40	36,8	1989	30
Turbine à gaz ODS	Pétrole	66	0,86	0,22	36,8	1984	25
Lieu	Pétrole	150	0,80	0,35	36,63	2011	30
Turbine à vapeur OHF	Pétrole	53	0,86	0,28	36,8	1966	30
Sierra Leone							
Addax	Biomasse	7,5	0,86	0,38	20,4	2014	30
Groupes diesel ODS	Pétrole	5	0,80	0,35	36,8	1987	30
Groupes diesel ODS	Pétrole	16	0,80	0,38	36,8	2006	30
Togo							
Groupes diesel OHF	Gaz	100	0,86	0,28	36,8	2010	30
Turbine à gaz GAZ	Gaz	20	0,86	0,28	36,8	2008	27
Groupes diesel ODS	Pétrole	48,7	0,80	0,27	36,8	1968	45

Tableau 18 Centrales hydroélectriques existantes

Nom de la centrale	Type d'hydroélectricité	Capacité de la centrale MW	Disponibilité (ann. moy.) %	Disponibilité (année de sécheresse) %	E&M fixe USD/kW	Année d'installation
Burkina Faso						
Bagre	BAR	12	0,55	0,21	66,24	1993
Kompienga	BAR	10	0,36	0,19	66,24	1988
Niofila	ROR	1	0,28	0,24	66,24	1996
Tourni	ROR	1	0,24	0,17	66,24	1996
Côte d'Ivoire						
Ayame 1	BAR	19,2	0,36	0,27	66,24	1998
Ayame 2	BAR	30,4	0,34	0,26	66,24	1998
Buyo	BAR	164,7	0,62	0,47	66,24	1980
Kossou	BAR	175,5	0,33	0,25	66,24	2004
Taabo	BAR	190	0,51	0,39	66,24	2004
Faye	ROR	5	0,43	0,33	66,24	1984
Ghana						
Akosombo	BAR	1020	0,53	0,37	66,24	2005
Bui	BAR	400	0,33	0,26	78,26	2013
Kpong	ROR	160	0,70	0,45	66,24	1982
Guinée						
Baneah (Réhab)	BAR	5	0,15	0,10	78,26	2015
Donkèa (Réhab)	ROR	15	0,55	0,42	78,26	2015
Garafiri	BAR	75	0,39	0,31	66,24	1999
Grandes Chutes (Réhab)	BAR	27	0,54	0,42	78,26	2015
Kaleta (OMVG) part Guinée 30 %	BAR	240	0,45	0,11	78,26	2015
Kinkon	BAR	3,4	0,39	0,36	66,24	2006
Tinkisso	ROR	1,7	0,44	0,35	66,24	2005
Libéria						
Existing Fire	BAR	4	1,00	0,90	66,24	2009
Existing Yand	BAR	1	0,39	0,30	66,24	2009
Mali						
Manantali (OMVS) part Mali 52 %	BAR	200	0,46	0,29	66,24	1988
Selingué	BAR	43,5	0,59	0,52	66,24	1980
Sotuba	ROR	5,7	0,77	0,75	66,24	1966

Nom de la centrale	Type d'hydroélectricité	Capacité de la centrale MW	Disponibilité (ann. moy.) %	Disponibilité (année de sécheresse) %	E&M fixe USD/kW	Année d'installation
Nigéria						
Jebba	BAR	540	0,59	0,35	66,24	1986
Kainji	BAR	760	0,67	0,35	66,24	1968
Shiroro	BAR	600	0,62	0,46	66,24	1989
Sénégal						
Manantali (OMVS) part Sénégal 33 %	BAR	67,7	0,45	0,28	66,24	1988
Sierra Leone						
Bumbuna 1	BAR	50	0,66	0,36	66,24	2007
Goma 1	ROR	6	0,59	0,03	66,24	2010
Togo						
Kpime	ROR	1,6	0,41	0,31	66,24	1963
Nangbeto	BAR	65	0,21	0,16	66,24	1987

Tableau 19 Centrales non hydroélectriques prévues et engagées

Nom de la centrale	Type de centrale	Capacité de la centrale MW	Disponibilité %	Rendement %	E&M fixe USD/kW	Coût d'inv. USD/kW	Année de mise en service	Vie Années	Statut
Bénin									
Projet biomasse 20 MW	Biomasse	20	0,50	0,38	20,4	2718	2020	30	Prévu
IPP_THERMAL	Gaz	90	0,86	0,28	20,65	688	2016	25	Prévu
MariaGleta	Gaz	450	0,86	0,41	64,7	2157	2020	25	Engagé
Projet TGCC 150 MW	Gaz	150	0,86	0,28	20,65	688	2035	25	Prévu
Projet gaz Satar	Gaz	20	0,85	0,28	20,65	688	2016	25	Engagé
Projet gaz GTBID	Gas	100	0,17	0,28	20,65	688	2016	25	Engagé
AFD_SOLAR	Solaire photovoltaïque	5	0,12	1,00	21,74	3978	2016	20	Prévu
CEB_SOLAR	Solaire photovoltaïque	5	0,12	1,00	21,74	3978	2016	20	Prévu
IPP_SOLAR	Solaire photovoltaïque	85	0,12	1,00	514,05	3978	2016	20	Prévu
IPP_WIND	Énergie éolienne	10	0,30	1,00	94,57	1902	2016	20	Prévu
Burkina Faso									
Diapaga	Pétrole	0,46	0,80	0,35	36,63	1221	2020	30	Prévu
Donsin	Pétrole	100	0,80	0,38	36,63	1221	2020	30	Prévu
Fada	Pétrole	7,5	0,80	0,38	36,63	1221	2018	30	Engagé
Gorom-Gorom	Pétrole	0,3	0,80	0,35	36,63	1221	2020	30	Prévu
Ouaga Est	Pétrole	108	0,80	0,38	36,63	1221	2020	30	Prévu
Ouahigouya	Pétrole	30	0,80	0,35	36,63	1221	2019	30	Prévu
PIE Thermique	Pétrole	100	0,80	0,38	36,63	1221	2020	30	Prévu
Mana (SEMAFO)	Solaire photovoltaïque	20	0,24	1,00	488,06	3978	2018	20	Engagé
Ouaga Solaire	Solaire photovoltaïque	30	0,12	1,00	21,74	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire BID	Solaire photovoltaïque	12,73	0,12	1,00	21,74	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire EMOA	Solaire photovoltaïque	18,18	0,12	1,00	21,74	3978	2018	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Kodené	Solaire photovoltaïque	15,45	0,12	1,00	488,06	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Pa	Solaire photovoltaïque	15,45	0,12	1,00	488,06	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Patte d'Oie	Solaire photovoltaïque	5,82	0,12	1,00	488,06	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Afd	Solaire photovoltaïque	2,86	0,12	1,00	21,74	3978	2016	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Zig	Solaire photovoltaïque	1,18	0,12	1,00	21,74	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Zagtoulé	Solaire photovoltaïque	15,45	0,12	1,00	488,06	3978	2017	20	Engagé
PPP/PIE Solaire Zano	Solaire photovoltaïque	10	0,12	1,00	488,06	3978	2017	20	Engagé
Cap-Vert									
Stockage pompé prévu 1	Stockage pompé	20	0,33	1,00		4348	2018	60	Prévu
Stockage pompé prévu 2	Stockage pompé	20	0,33	1,00		4348	2023	60	Prévu
Côte d'Ivoire									
4e centrale IPP (Abbata)	Gaz	450	0,86	0,50	31,2	1040	2015	25	Prévu

Nom de la centrale	Type de centrale	Capacité de la centrale MW	Disponibilité %	Rendement %	E&M fixe USD/ kW	Coût d'inv. USD/kW	Année de mise en service	Vie Années	Statut
Gambie									
Brikama	Pétrole	33	0,80	0,38	23,12	1541	2015	30	Engagé
Kotu	Pétrole	11	0,80	0,38		1541	2018	30	Engagé
Brikama	Solaire photovoltaïque	3	0,22	1,00		2174	2018	25	Engagé
Bakau	Énergie éolienne	0,6	0,28	1,00	32,61	2067	2016	25	Engagé
Ghana									
Aboadze T3 phase 1 (TEMA 1,2,2X)	Gaz	45	0,86	0,30	31,2	1040	2013	25	Prévu
AMERI	Gaz	230	0,86	0,30	31,2	1040	2016	25	Engagé
Sunon Asogli phase 2	Gaz	170	0,86	0,30	31,2	1040	2016	25	Engagé
CENIT Energy	Pétrole	100	0,75	0,30	20,65	688	2014	25	Prévu
Karpower	Pétrole	225	0,86	0,30	31,2	1040	2016	10	Engagé
KTPP	Pétrole	200	0,86	0,30	31,2	1040	2016	10	Engagé
Ayitepa Wind Farm	Énergie éolienne	225	0,30	1,00	21,74	1932	2018	20	Engagé
Guinée									
Boké	Pétrole	1,4	0,80	0,38	35,85	1163	2012	33	Prévu
K-Energie	Pétrole	75	0,80	0,39	36,63	1221	2016	30	Engagé
Kipé	Pétrole	50	0,80	0,39	36,63	1221	2016	30	Engagé
Iles de loos	Solaire photovoltaïque	1	0,21	1,00	30,43	1946	2016	25	Prévu
Kankan	Solaire photovoltaïque	8	0,21	1,00	30,43	1946	2019	25	Prévu
Kerouané	Solaire photovoltaïque	1	0,21	1,00	30,43	1946	2016	25	Prévu
Khoummaguély	Solaire photovoltaïque	80	0,21	1,00	30,43	1946	2017	25	Prévu
Kouroussa	Solaire photovoltaïque	1	0,21	1,00	30,43	1946	2016	25	Prévu
Madiana	Solaire photovoltaïque	1	0,21	1,00	30,43	1946	2016	25	Prévu
Libéria									
Biomasse MSW	Biomasse	5,7	0,50	0,38	20,4	2718	2022	30	Prévu
Bushrod 2	Pétrole	28	0,80	0,38	36,63	1221	2017	30	Engagé
Mali									
Sosumar 1	Biomasse	3	0,86	0,38	140,87	3917	2014	30	Prévu
VICA BOOT	Biomasse	30	0,86	0,41	20,4	1040	2012	25	Prévu
BOUGOUNI (CI)	Pétrole	2,5	0,80	0,33	36,63	1221	2015	30	Prévu
DJENNE (CI)	Pétrole	0,91	0,80	0,29	36,63	1221	2018	30	Prévu
MOPTI (CI)	Pétrole	8,4	0,80	0,34	36,63	1221	2018	30	Prévu
OUELLESBOUGOU (CI)	Pétrole	0,44	0,80	0,31	36,63	1221	2016	30	Prévu
SAN (CI)	Pétrole	3,7	0,80	0,35	36,63	1221	2017	30	Prévu
TOMINIAN (CI)	Pétrole	0,36	0,80	0,31	36,63	1221	2017	30	Prévu
WAPP CC	Pétrole	150	0,86	0,41	31,2	1040	2019	25	Prévu
WAPP SOLAR	Solaire photovoltaïque	30	0,12	1,00	21,74	3978	2020	20	Prévu

Nom de la centrale	Type de centrale	Capacité de la centrale MW	Disponibilité %	Rendement %	E&M fixe USD/ kW	Coût d'inv. USD/kW	Année de mise en service	Vie Années	Statut
Niger									
Salkadamna	Charbon	600	0,86	0,33	279,63	9321	2018	35	Prévu
Tchiro	Charbon	25	0,85	0,37	78,37	2612	2017	30	Prévu
Zinder	Gaz	8	0,86	0,41	57,04	1901	2020	25	Prévu
Dosso	Pétrole	1,5	0,80	0,35	36,63	1221	2016	30	Prévu
Gaya	Pétrole	1,2	0,80	0,35	36,63	1221	2016	30	Prévu
Goudel	Pétrole	12	0,80	0,38	67,11	2237	2020	30	Prévu
Niamey 2	Pétrole	0,4	0,80	0,38	36,63	1221	2011	30	Prévu
Tillabery	Pétrole	1,5	0,80	0,35	36,63	1221	2016	30	Prévu
Gourou Banda	Pétrole	80	0,80	0,35	36,65	1222	2016	30	Prévu
Solar Mal	Solaire photovoltaïque	7	0,12	1,00	21,74	4698	2016	20	Engagé
Énergie éolienne	Énergie éolienne	30	0,30	1,00	18,48	1715	2020	20	Prévu
Nigéria									
CPG Okija	Gaz	1,500	0,86	0,45	34,86	1162	2016	25	Prévu
Ethiope	Gaz	2,800	0,86	0,28	20,65	688	2017	25	Prévu
SupertekNig,	Gaz	1,000	0,86	0,45	34,86	1162	2017	25	Prévu
Westcom	Gaz	1,000	0,86	0,28	20,65	688	2020	25	Prévu
Sénégal									
Mboro	Charbon	300	0,86	0,33	575	2489	2019	35	Prévu
Sendou	Charbon	125	0,86	0,33	399,9	971	2018	35	Engagé
IPP Tobene	Pétrole	70	0,80	0,38	321,23	1418	2016	30	Engagé
IPP Contour Global	Pétrole	52	0,80	0,38	289,5	1418	2016	1	Engagé
Centrale Diass financement Kfw	Solaire photovoltaïque	15	0,19	1,00	61,96	5030	2017	20	Prévu
Centrale Niass financement EAU	Solaire photovoltaïque	15	0,19	1,00	61,96	5030	2018	20	Prévu
ziguinchor	Solaire photovoltaïque	7,5	0,19	1,00	330,45	5030	2021	20	Engagé
5 IPP de 20 MW	Solaire photovoltaïque	100	0,19	1,00	330,45	5030	2017	25	Prévu
taiba ndiaye	Énergie éolienne	150	0,30	1,00	380,45	1934	2017	20	Engagé
Sierra Leone									
Addax	Biomasse	7,5	0,86	0,38	20,4	3917	2014	30	Engagé
Western Area Power Project (WB)	Pétrole	57	0,80	0,38	44,02	2208	2018	25	Engagé
Solar2	Solaire photovoltaïque	11	0,12	1,00	21,74	1840	2017	20	Engagé
Togo									
Groupes diesel OHF	Gaz	200	0,86	0,28	36,8	1163	2010	30	Prévu
IPP_THERMAL	Gaz	50	0,86	0,28	19,66	655	2020	25	Prévu
CEB_SOLAR	Solaire photovoltaïque	5	0,12	1,00	29,35	2261	2017	20	Prévu
IPP_SOLAR	Solaire photovoltaïque	5	0,12	1,00	29,35	2261	2017	20	Prévu
IPP_SOLAR 3 (Kara)	Solaire photovoltaïque	5	0,47	1,00	29,35	2261	2019	20	Prévu
IPP_WIND	Énergie éolienne	25	0,30	1,00	91,31	2890	2018	25	Prévu

Tableau 20 Centrales hydroélectriques prévues et engagées

Nom de la centrale	Type d'hydro-électricité	Capacité de la centrale MW	Disponibilité (ann. moy.) %	Disponibilité (année de sécheresse) %	E&M fixe USD/ kW	Coût d'inv. USD/ kW	Année de mise en service	Vie Années	Statut
Bénin									
Adjarala	BAR	147	0,28	0,18	73,83	2461	2020	50	Engagé
Dogo-bis	BAR	128	0,35	0,27	68,65	2288	2018	50	Engagé
Ketou	BAR	160	0,35	0,27	68,65	2288	2018	50	Engagé
Yeri Hydro Dam	BAR	1	0,24	0,18	66,24	2288	2016	50	Engagé
Burkina Faso									
Aval	BAR	14	0,29	0,22	330,17	11006	2023	50	Engagé
Bontioli	BAR	5,1	0,29	0,22	330,17	11006	2022	50	Engagé
Bougouriba	BAR	12	0,29	0,22	330,17	11006	2025	50	Prévu
Folonzo	BAR	10,8	0,29	0,22	330,17	11006	2022	50	Engagé
Gongourou	BAR	5	0,29	0,22	330,17	11006	2022	50	Engagé
Noumbiel	BAR	60	0,39	0,29	155,46	5182	2025	50	Prévu
Samandéni	BAR	2,6	0,29	0,22	330,17	11006	2017	50	Engagé
Côte d'Ivoire									
Aboisso/Comoé	BAR	90	0,50	0,38	89,87	2996	2026	50	Prévu
Boutoubré	BAR	156	0,57	0,44	83,81	2794	2021	50	Prévu
GriboPopoli	BAR	112	0,52	0,40	105,95	3532	2027	50	Prévu
Louga	BAR	280	0,54	0,41	154,93	5,164	2020	50	Prévu
Soubre	BAR	270	0,47	0,36	74,88	2496	2018	50	Prévu
Tiassalé	ROR	51	0,48	0,37	132,66	4422	2030	50	Prévu
Tiboto/Cavally (Intl.) part CI 50 %	BAR	220	0,61	0,46	83,81	2794	2022	50	Prévu
Ghana									
Daboya	BAR	43	0,52	0,39	153,2	5107	2020	50	Prévu
Hemang	ROR	93	0,42	0,32	87,65	2922	2020	50	Prévu
Juale	BAR	87	0,53	0,40	115,83	3861	2020	50	Prévu
Kulpawn	BAR	36	0,53	0,40	264,5	8817	2020	50	Prévu
Pwalugu	BAR	48	0,44	0,33	118,22	3940	2020	50	Prévu

Nom de la centrale	Type d'hydro-électricité	Capacité de la centrale MW	Disponibilité (ann. moy.) %	Disponibilité (année de sécheresse) %	E&M fixe USD/kW	Coût d'inv. USD/kW	Année de mise en service	Vie Années	Statut
Guinée									
Amaria	BAR	280	0,61	0,42	43,89	1463	2020	50	Engagé
Balassa	BAR	181	0,30	0,20	49,89	1663	2030	50	Engagé
Bouréya	BAR	114	0,73	0,38	68,48	2283	2023	50	Prévu
Daboya (recherche de Finance)	BAR	2,8	0,31	0,20	139,35	4645	2021	50	Prévu
Fomi	BAR	90	0,47	0,33	253,64	8455	2029	50	Prévu
Keno (recherche de Finance)	BAR	2,1	0,31	0,20	139,35	4645	2021	50	Prévu
Kogbedou (recherche de Finance)	BAR	44	0,11	0,01	139,35	4645	2021	50	Prévu
Koukoutamba	BAR	294	0,34	0,26	45,66	1522	2021	50	Engagé
Morissananko	BAR	100	0,60	0,48	67,18	2239	2026	50	Prévu
N'Zebela (recherche de Finance)	BAR	27	0,50	0,24	139,35	4645	2021	50	Prévu
Poudaldé	BAR	90	0,43	0,38	54,36	1812	2040	50	Prévu
Samankou (réhab)	BAR	130	0,44	0,49	175,63	5855	2020	100	Prévu
Touba (recherche de Finance)	BAR	5	0,54	0,01	139,35	4645	2021	50	Prévu
Korafindi	BAR	100	0,63	0,48	67,18	2239	2045	50	Prévu
Autres projets hydro	BAR	61,7	0,30	0,19	81,53	2718	2030	50	Engagé
Digan (OMVG) part Guinée 40 %	BAR	93	0,30	0,03	39,16	1305	2018	50	Prévu
FelloSounga (OMVG) part Guinée 40 %	BAR	82	0,46	0,38	113,28	3776	2018	50	Prévu
Autres barrages	BAR	2930	0,50	0,40	78,26	2609	2031	50	Prévu
Souapiti (Construction)	BAR	515	0,52	0,48	139,35	4645	2021	50	Engagé
Mise à niveau Tinkisso	ROR	4,6	0,44	0,30	130,44	4348	2016	50	Prévu
Guinée-Bissau									
Saltinho (OMVG) part Guinée-Bissau 8 %	ROR	20	0,45	0,13	139,35	4645	2020	50	Prévu
Libéria									
DAMEnvisagée	BAR	702,5	0,49	0,37	97,28	3243	2030	50	Prévu
Mount Coffee (+via réservoir)	BAR	66	0,75	0,59	189,24	6308	2017	50	Engagé
SaintPaul -1B	BAR	78	0,75	0,57	101,84	3395	2025	50	Prévu
SaintPaul -2	BAR	120	0,75	0,57	101,84	3395	2027	50	Prévu
Mali									
Felou (OMVS) part Mali 45 %	BAR	60	0,48	0,57	64	2145	2018	50	Prévu
Gouina (OMVS) part Mali 45 %	ROR	140	0,48	0,19	83,19	2773	2019	50	Engagé
Kenié	ROR	34	0,66	0,54	119,71	3990	2015	50	Prévu
Sotuba2	ROR	6	0,74	0,71	78,26	2609	2014	50	Prévu

Nom de la centrale	Type d'hydro-électricité	Capacité de la centrale MW	Disponibilité (ann. moy.) %	Disponibilité (année de sécheresse) %	E&M fixe USD/ kW	Coût d'inv. USD/ kW	Année de mise en service	Vie Années	Statut
Niger									
Dyodyonga	BAR	26	0,49	0,37	74,77	2492	2020	50	Prévu
Gambou	BAR	122,5	0,49	0,37	153,66	5122	2020	50	Prévu
Kandadji	BAR	130	0,55	0,42	101,58	3386	2017	50	Engagé
Namari Goungo	BAR	80	0,49	0,37	74,77	2492	2020	50	Prévu
Nigéria									
Mambilla	BAR	3050	0,49	0,37	50,16	1672	2021	50	Prévu
Zungeru	BAR	700	0,49	0,37	50,16	1672	2019	50	Prévu
Sierra Leone									
Benkongor1	BAR	34,8	0,78	0,66	79,8	2660	2025	50	Prévu
Benkongor2	BAR	80	0,59	0,48	79,8	2660	2026	50	Prévu
Benkongor3	BAR	85,5	0,69	0,56	79,8	2660	2027	50	Prévu
Bumbuna2	BAR	40	0,63	0,68	63,59	2120	2022	50	Prévu
Bumbuna3 (Yiben)	BAR	90	0,50	0,40	63,59	2120	2023	50	Prévu
Bumbuna4&5	BAR	95	0,59	0,56	63,59	2120	2024	50	Prévu
DAM Envisagée	BAR	323	0,66	0,53	83,51	2784	2028	50	Prévu
Togo									
Amou Oblo	BAR	2	0,34	0,26	103,51	3450	2019	50	Prévu
Banga	BAR	6	0,34	0,26	103,51	3450	2020	50	Prévu
Glei	BAR	2	0,34	0,26	103,51	3450	2019	50	Prévu
Kara (Collège Militaire)	BAR	16	0,34	0,26	103,51	3450	2022	50	Prévu
Kpéssi	BAR	8	0,34	0,26	103,51	3450	2020	50	Prévu
Landa	BAR	4	0,34	0,26	103,51	3450	2020	50	Prévu
Tetetou	BAR	50	0,34	0,26	103,51	3450	2020	50	Prévu
Titira	BAR	12	0,34	0,26	103,51	3450	2021	50	Prévu
Tomegbé	BAR	8	0,34	0,26	103,51	3450	2021	50	Prévu

ANNEXE C. PARAMÈTRES TECHNOLOGIQUES GÉNÉRIQUES

Tableau 21 Autres paramètres pour les technologies en matière d'énergies renouvelables

	Disponibilité %	E&M fixes (2015) USD/kW	Rendement thermique	Durée de construction Années	Vie Années
Système diesel/essence 1 kW (urbain/rural)	30 %	23	16 %	0	10
Système diesel 100 kW (industriel)	80 %	21	35 %	0	20
Diesel centralisé	80 %	35	35 %	2	25
Fioul lourd	80 %	44	35 %	2	25
TGCO	85 %	20	30 %	2	25
TGCC	85 %	35	48 %	3	30
Charbon supercritique	85 %	78	37 %	4	35
Petite hydroélectricité	50 %	124	-	2	30
Biomasse	50 %	82	38 %	4	30
Éolien terrestre	Par pays	95	-	2	25
Solaire photovoltaïque (installation)	Par pays	30	-	1	25
Solaire photovoltaïque (de toiture)	Par pays	50	-	1	20
photovoltaïque avec batterie (capacité de stockage de 2 h)	Par pays	61	-	1	20
ESC sans stockage	Par pays	65	-	4	25
ESC avec stockage	Par pays	93	-	4	25

Tableau 22 LCOE : technologies génériques

	Production (sans T&D)		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
LCOE (USD/MWh)								
Système diesel/essence 1 kW (urbain/rural)	311	607			311	607	311	607
Système diesel 100 kW (industriel)	131	266	131	266				
Diesel centralisé	138	273	148	288	171	313	188	360
Fioul lourd	98	178	105	187	121	203	133	234
TGCO (gaz importé/GNL)	123	144	132	152	157	165	172	190
TGCO (gaz de pipeline)	116	136	124	143	143	156	157	179
TGCO (gaz domestique)	91	106	98	112	108	122	128	140
TGCC (gaz importé/GNL)	92	105	98	111	117	120	129	138
TGCO (gaz de pipeline)	87	100	94	105	108	114	119	131
TGCC (gaz domestique)	72	81	77	86	85	93	101	107
Charbon supercritique (importé)	97	103	105	108	124	117	137	135
Charbon supercritique (domestique)	83	86	89	91	98	99	109	114
Biomasse	95	95	102	100	117	109	129	125
Biomasse	134	134					134	134

Tableau 23 LCOE : technologies génériques éoliennes et solaires³⁴

LCOE (USD/MWh)	Production (sans T&D)		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Bénin								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	221	119	221	119	221	119	221	119
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	481	249					481	249
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	232	136			232	136		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	938	493					938	493
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	247	143			247	143		
Solaire photovoltaïque (installation)	155	74	166	78	191	84	210	97
ESC sans stockage	355	227	381	239	438	260	482	299
ESC avec stockage	360	231	387	243	445	264	489	303
Énergie éolienne éloignée du réseau	337	206	362	217	416	236	458	271
Énergie éolienne proche du réseau	298	168	320	176	368	192	405	220
Burkina Faso								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	203	109	203	109	203	109	203	109
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	442	229					442	229
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	213	125			213	125		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	861	453					861	453
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	227	131			227	131		
Solaire photovoltaïque (installation)	142	68	153	71	168	78	181	89
ESC sans stockage	326	208	350	219	385	238	415	274
ESC avec stockage	331	212	355	223	391	242	422	279
Énergie éolienne éloignée du réseau	222	136	239	143	263	156	284	179
Énergie éolienne proche du réseau	197	111	211	116	233	127	251	146
Côte d'Ivoire								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	216	116	216	116	216	116	216	116
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	470	243					470	243
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	226	133			226	133		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	916	482					916	482
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	242	140			242	140		
Solaire photovoltaïque (installation)	151	72	162	76	187	82	205	95
ESC sans stockage	346	222	372	233	428	254	471	292
ESC avec stockage	352	225	378	237	434	258	478	296
Énergie éolienne éloignée du réseau	335	205	359	216	413	234	455	270
Énergie éolienne proche du réseau	296	166	318	175	366	190	402	219

³⁴ Étant donné que la qualité des ressources des technologies génériques en matière d'énergies éolienne et solaire est propre à chaque pays dans le présent rapport, le LCOE pour ces technologies est également propre à chaque pays. Pour plus de détails, voir section 3.7 Options de production d'électricité.

LCOE (USD/MWh)	Production (sans T&D)		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Gambie								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	207	112	207	112	207	112	207	112
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	453	234					453	234
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	218	128			218	128		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	882	464					882	464
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	233	134			233	134		
Solaire photovoltaïque (installation)	145	69	156	73	186	79	204	91
ESC sans stockage	334	214	358	225	426	244	468	281
ESC avec stockage	339	217	364	228	432	248	475	285
Énergie éolienne éloignée du réseau	389	238	418	251	496	273	546	313
Énergie éolienne proche du réseau	344	193	370	204	439	221	483	255
Ghana								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	212	114	212	114	212	114	212	114
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	463	240					463	240
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	223	131			223	131		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	902	474					902	474
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	238	137			238	137		
Solaire photovoltaïque (installation)	149	71	160	75	184	81	202	93
ESC sans stockage	341	218	366	230	421	250	463	287
ESC avec stockage	346	222	372	233	428	254	470	292
Énergie éolienne éloignée du réseau	257	158	276	166	318	180	350	207
Énergie éolienne proche du réseau	228	128	245	135	281	146	309	168
Guinée								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	205	111	205	111	205	111	205	111
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	448	232					448	232
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	216	127			216	127		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	873	459					873	459
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	230	133			230	133		
Solaire photovoltaïque (installation)	144	69	155	72	184	79	202	90
ESC sans stockage	330	211	355	223	421	242	463	278
ESC avec stockage	335	215	360	226	428	246	471	282
Énergie éolienne éloignée du réseau	295	180	316	190	376	206	414	237
Énergie éolienne proche du réseau	261	147	280	154	333	168	366	193

LCOE (USD/MWh)	Production (sans T&D)		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Guinée-Bissau								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	211	113	211	113	211	113	211	113
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	460	238					460	238
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	221	130			221	130		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	896	471					896	471
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	236	137			236	137		
Solaire photovoltaïque (installation)	148	71	159	74	189	81	207	93
ESC sans stockage	339	217	364	228	432	248	476	285
ESC avec stockage	344	220	370	232	439	252	483	290
Énergie éolienne éloignée du réseau	279	171	299	180	355	195	391	224
Énergie éolienne proche du réseau	246	139	265	146	314	158	346	182
Libéria								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	235	127	235	127	235	127	235	127
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	514	266					514	266
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	247	145			247	145		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	1 000	526					1 000	526
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	264	152			264	152		
Solaire photovoltaïque (installation)	165	79	177	83	210	90	232	104
ESC sans stockage	378	242	406	255	483	277	531	319
ESC avec stockage	384	246	413	259	490	281	539	324
Énergie éolienne éloignée du réseau	802	491	862	517	1 024	562	1 126	646
Énergie éolienne proche du réseau	710	399	762	420	906	456	996	525
Mali								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	202	109	202	109	202	109	202	109
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	442	229					442	229
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	213	125			213	125		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	860	452					860	452
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	227	131			227	131		
Solaire photovoltaïque (installation)	142	68	152	71	175	77	193	89
ESC sans stockage	325	208	349	219	401	238	442	274
ESC avec stockage	330	212	355	223	407	242	449	278
Énergie éolienne éloignée du réseau	197	120	211	127	242	138	267	158
Énergie éolienne proche du réseau	174	98	187	103	214	112	236	129

LCOE (USD/MWh)	Production (sans T&D)		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Niger								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	190	102	190	102	190	102	190	102
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	414	214					414	214
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	199	117			199	117		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	806	424					806	424
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	213	123			213	123		
Solaire photovoltaïque (installation)	133	63	143	67	157	73	175	83
ESC sans stockage	305	195	327	205	361	223	401	257
ESC avec stockage	310	198	333	209	366	227	407	261
Énergie éolienne éloignée du réseau	111	68	120	72	132	78	147	90
Énergie éolienne proche du réseau	99	55	106	58	117	63	130	73
Nigéria								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	216	116	216	116	216	116	216	116
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	472	244					472	244
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	227	134			227	134		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	920	484					920	484
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	243	140			243	140		
Solaire photovoltaïque (installation)	152	72	163	76	179	83	213	95
ESC sans stockage	348	223	373	234	411	255	488	293
ESC avec stockage	353	226	379	238	418	259	496	297
Énergie éolienne éloignée du réseau	272	166	292	175	322	190	382	219
Énergie éolienne proche du réseau	241	135	258	142	284	155	338	178
Sénégal								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	203	109	203	109	203	109	203	109
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	420	218					420	218
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	213	126			213	126		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	864	455					864	455
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	228	132			228	132		
Solaire photovoltaïque (installation)	143	68	153	72	177	78	194	89
ESC sans stockage	327	209	351	220	406	239	444	275
ESC avec stockage	332	212	357	224	412	243	451	280
Énergie éolienne éloignée du réseau	154	94	166	99	192	108	210	124
Énergie éolienne proche du réseau	136	77	147	81	170	88	185	101

LCOE (USD/MWh)	Production (sans T&D)		Industriel		Urbain		Rural	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Sierra Leone								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	228	123	228	123	228	123	228	123
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	499	258					499	258
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	240	141			240	141		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	971	511					971	511
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	256	148			256	148		
Solaire photovoltaïque (installation)	160	76	172	80	204	87	225	101
ESC sans stockage	367	235	394	247	469	269	515	309
ESC avec stockage	373	239	401	251	476	273	523	314
Énergie éolienne éloignée du réseau	538	330	578	347	687	377	756	434
Énergie éolienne proche du réseau	476	268	512	282	608	306	669	352
Togo								
Solaire photovoltaïque (de toiture – commercial)	197	107	197	107	197	107	197	107
Solaire photovoltaïque (de toiture – rural)	444	230					444	230
Solaire photovoltaïque (de toiture – urbain)	207	122			207	122		
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – rural)	885	466					885	466
Solaire photovoltaïque avec stockage de 2 h (de toiture – urbain)	220	127			220	127		
Solaire photovoltaïque (installation)	159	76	171	80	196	87	216	100
ESC sans stockage	365	234	392	246	451	267	496	307
ESC avec stockage	371	237	398	250	458	271	503	312
Énergie éolienne éloignée du réseau	283	173	304	182	349	198	384	228
Énergie éolienne proche du réseau	250	141	269	148	309	161	340	185

ANNEXE D. DONNÉES DÉTAILLÉES SUR LE TRANSPORT

Tableau 24 Données détaillées sur les infrastructures existantes de transport transfrontalier

Pays 1	Pays 2	Tension de ligne kV	Capacité de ligne MW	Distance km	Coefficient de perte	Taux d'arrêt forcé
Ghana	Côte d'Ivoire	225	327	220	3,03 %	0,40 %
Ghana	Togo	161×2	438	91	2,50 %	0,20 %
Sénégal	Mali	225	100	1 200	5,46 %	2,20 %
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	225	327	222	3,48 %	0,40 %
Nigeria	Bénin	330	686	75	2,50 %	0,10 %
Togo	Bénin	161	345	65	2,50 %	0,10 %
Nigéria	Niger	132×2	169	162	2,62 %	0,30 %

Tableau 25 Données détaillées sur les projets futurs de transport transfrontalier

De	À	Centrales	Tension kV	Capacité par ligne MW	Distance km	Pertes	Investissement total Million d'USD	Coût d'investissement USD/kW	Première année
Dorsale 330 kV (engagé)									
Ghana	Togo/Bénin	Volta-Sakete	330	655,2	240	2,50 %	90	137,4	2017
Côte d'Ivoire	Ghana	Riviera-Presea	330	655,2	240	2 %	90	137,4	2017
CLSG (engagé)									
Côte d'Ivoire	Libéria	Man (CI) — Yekepa (LI)	225	337,6	140	2,50 %	59,7	176,9	2018
Libéria	Guinée	Yekepa (LI) — Nzerekore (GU)	225	337,6	140	2,50 %	59,7	176,9	2018
Libéria	Sierra Leone	Yekepa (LI) — Buchanan (LI) — Monrovia (LI) — Bumbuna (SI)	225	303,4	580	6,79 %	247,5	815,6	2018
Sierra Leone	Guinée	Bumbuna (SI) — Linsan (GU)	225	333,7	190	2,50 %	81,1	242,9	2018
OMVG (engagé)									
Sénégal	Guinée	Kaolack (SE) — Linsan (GU)	225	286,3	800	9,37 %	289,8	1 012,3	2019
Sénégal	Gambie	Birkelane (SE) — Soma (GA)	225	340,7	100	2,50 %	36,2	106,3	2019
Gambie	Guinée-Bissau	Soma (GA) — Bissau (GB)	225	329,1	250	2,93 %	90,6	275,3	2019
Guinée-Bissau	Guinée	Mansoa (GB) — Linsan (GU)	225	309,6	500	5,86 %	181,2	585	2019
Corridor Nord									
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi (NG) — Niamey (NI)	330	653,1	268	3,14 %	143,1	219,1	2020
Niger	Togo/Bénin	Zabori (NI) — Bembereke (TB)	330	649,7	312	3,65 %	166,6	256,4	2020
Niger	Burkina Faso	Niamey (NI) — Ouagadougou (BU)	330	637,5	469	5,49 %	250,4	392,8	2020

De	À	Centrales	Tension kV	Capacité par ligne MW	Distance km	Pertes	Investissement total Million d'USD	Coût d'investissement USD/kW	Première année
Hub Intraazonal (engagé)									
Ghana	Burkina Faso	Han (GH) —Bobo Dioulasso (BU)	225	332,2	210	2,50 %	67	201,7	2017
Burkina Faso	Mali	Bobo Dioulasso (BU) —Sikasso (MA)	225	305,8	550	6,44 %	175,5	573,9	2017
Mali	Côte d'Ivoire	Segou (MA) — Ferkessédougou (CI)	225	319,7	370	4,33 %	136,9	428,3	2017
Guinée	Mali	Fomi (GU)– Bamako (MA)	225	321,3	350	4,10 %	117,6	366,1	2020
Dorsale Mediane									
Nigéria	Togo/ Bénin	Kaindji (NG)– Kara/Bembereke/ Parakou (TB)	330	646,7	350	4,10 %	164,6	254,6	2020
Togo/Bénin	Ghana	Kara/Bembereke/ Parakou (TB) — Yendi (GH)	330	654,5	250	2,93 %	117,6	179,7	2020
OMVS									
Mali	Sénégal	Gouina (MA) — Tambacounda (SE)	225	329,1	250	2,93 %	94,6	287,6	2020

Tableau 26 Pertes détaillées dans le transport et la distribution par pays

	Pertes de transport		Pertes de distribution		
			2015	2020	2030
Bénin					
Industrie lourde		5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale		5 %	14,75 %	10 %	8 %
Rurale		5 %	22,50 %	20 %	20 %
Burkina Faso					
Industrie lourde		5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale		5 %	11 %	10 %	8 %
Rurale		5 %	17,50 %	20 %	20 %
Côte d'Ivoire					
Industrie lourde		5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale		5 %	14,75 %	10 %	8 %
Rurale		5 %	23 %	20 %	20 %
Gambie					
Industrie lourde		5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale		5 %	17,50 %	10 %	8 %
Rurale		5 %	25 %	20 %	20 %
Ghana					
Industrie lourde		5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale		5 %	14,75 %	10 %	8 %
Rurale		5 %	22,50 %	20 %	20 %

	Pertes de transport	Pertes de distribution		
		2015	2020	2030
Guinée				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	17,50 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	25 %	20 %	20 %
Guinée-Bissau				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	17,50 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	25 %	20 %	20 %
Libéria				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	17,50 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	25 %	20 %	20 %
Mali				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	14,50 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	22,50 %	20 %	20 %
Niger				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	11 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	20 %	20 %	20 %
Nigéria				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	11 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	25 %	20 %	20 %
Sénégal				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	15,25 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	22,50 %	20 %	20 %
Sierra Leone				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	17,50 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	25 %	20 %	20 %
Togo				
Industrie lourde	5 %	2 %	2 %	0 %
Urbaine/commerciale	5 %	14,75 %	10 %	8 %
Rurale	5 %	22,50 %	20 %	20 %

ANNEXE E. SÉLECTION DE RÉSULTATS RÉGIONAUX PAR SCÉNARIO

Scénario	Référence	Objectif régional de la PERC	Objectifs nationaux
Description	Le contexte et la description complets figurent aux chapitres 1 et 3.	Scénario de référence, avec un objectif minimal à l'échelle de la région de 23 % d'énergies renouvelables dans la production globale d'énergie connectée au réseau d'ici à 2020, et de 31 % d'ici à 2030, conformément aux objectif de la PERC	Scénario de référence, avec des objectifs minimaux à l'échelle nationale pour le pourcentage d'énergies renouvelables dans la production domestique totale sur la base des objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables
Capacité de solaire photovoltaïque supplémentaire 2015-2030 (capacité totale en 2030) (GW)	8.2 (8.2)	9.0 (9.0)	21.5 (21.5)
Capacité éolienne supplémentaire 2015-2030 (capacité totale en 2030) (GW)	1.6 (1.6)	1.6 (1.6)	1.6 (1.6)
Capacité de biomasse supplémentaire 2015-2030 (capacité totale en 2030) (GW)	1.4 (1.4)	4.5 (4.5)	3.1 (3.1)
Capacité hydroélectrique supplémentaire 2015-2030 (capacité totale en 2030) (GW)	7.3 (11.4)	7.4 (11.5)	7.4 (11.5)
Part d'énergies renouvelables de la production centralisée d'électricité d'ici à 2030 (non hydroélectrique)	25 % (10 %)	31 % (16 %)	37 % (22 %)
Émissions totales 2015-2030 (MtCO ₂)	936	891	855
Intensité moyenne des émissions de la production centralisée d'énergie en 2030 (tCO ₂ /MWh)	0.34	0.31	0.29
Coûts totaux non actualisés du système 2015-2030 (milliard d'USD)	195.4	193.6	195.4
Coûts E&M totaux non actualisés 2015-2030 (% des coûts totaux du système) (milliard d'USD)	25.6 (13 %)	26.9 (14 %)	27.6 (14 %)
Coûts CAPEX totaux non actualisés 2015-2030 (% des coûts totaux du système) (milliard d'USD)	40.4 (21 %)	44.3 (23 %)	50.1 (26 %)
Coûts de combustibles totaux non actualisés 2015-2030 (% des coûts totaux du système) (milliard d'USD)	116.8 (60 %)	109.7 (56 %)	105.1 (54 %)
Coûts T&D domestiques totaux non actualisés 2015-2030 (% des coûts totaux du système) (milliard d'USD)	10.7 (5 %)	10.7 (5 %)	10.7 (5 %)
Coûts de transport transfrontalier totaux non actualisés 2015-2030 (% des coûts totaux du système) (milliard d'USD)	1.9 (1 %)	1.9 (1 %)	2 (1 %)
Prix moyen de l'électricité 2015-2030 (prix moyen en 2030) (USD/MWh)	89 (95)	88 (94)	89 (94)

Remarque : tCO₂/MWh = tonnes de dioxyde de carbone par mégawattheure.

ANNEXE F. PLAN DE CONSTRUCTION DÉTAILLÉ DANS LE SCÉNARIO « OBJECTIFS NATIONAUX »

Résumé de la nouvelle capacité de transport

Dorsale

- 2017 Ghana vers Togo 655 MW, Togo vers Bénin 655 MW
- 2019 Côte d'Ivoire vers Ghana 655 MW

CLSG

- 2018 Côte d'Ivoire vers Libéria 338 MW, Libéria vers Guinée 338 MW, Libéria vers Sierra Leone 303 MW, Sierra Leone vers Guinée 334 MW

OMVG

- 2019 Sénégal vers Guinée 286 MW, Sénégal vers Gambie 341 MW, Guinée vers Sénégal 286 MW, Gambie vers Sénégal 341 MW

Hub Intrazone

- 2017 Ghana vers Burkina Faso 332 MW
- 2020 Burkina Faso vers Mali 306 MW

Corridor Nord

- 2023 Niger vers Burkina Faso 137 MW
- 2024 Niger vers Burkina Faso 11 MW
- 2026 Niger vers Burkina Faso 59 MW
- 2027 Niger vers Burkina Faso 21 MW
- 2028 Niger vers Burkina Faso 31 MW
- 2029 Niger vers Burkina Faso 53 MW
- 2030 Niger vers Bénin 30 MW, Niger vers Burkina Faso 46 MW

Dorsale Médiane

- 2027 Nigéria vers Bénin 65 MW
- 2028 Nigéria vers Bénin 126 MW
- 2029 Nigéria vers Bénin 173 MW
- 2030 Nigéria vers Bénin 130 MW

Résumé de la nouvelle capacité de production

Bénin

- 2016 barrage hydroélectrique Yerikpo 1 MW, projet gazier GTBID 100 MW, projet gazier Satar 20 MW, système photovoltaïque prévu (installation) 40 MW
- 2018 Dogo-bis 128 MW, Ketou 160 MW
- 2020 Adjarala 147 MW, MariaGleta 450 MW
- 2025 système photovoltaïque générique (installation) 27 MW
- 2026 système photovoltaïque générique (installation) 91 MW
- 2027 système photovoltaïque générique (installation) 97 MW
- 2028 système photovoltaïque générique (installation) 106 MW
- 2029 biomasse générique 12 MW, système photovoltaïque générique (installation) 78 MW
- 2030 biomasse générique 35 MW, système photovoltaïque générique (installation) 23 MW

Burkina Faso

- 2016 PPP/PIE Solaire AfD 3 MW
- 2017 Samandéni 3 MW, Ouaga Solaire 30 MW, PPP/PIE Solaire BID 13 MW, PPP/PIE Solaire Kodené 15 MW, PPP/PIE Solaire Pa 15 MW, PPP/PIE Solaire Patte d'Oie 6 MW, PPP/PIE Solaire Zagtoulé 15 MW, PPP/PIE Solaire Zano 10 MW
- 2018 Fada 8 MW, Mana (SEMAFO) 20 MW
- 2019 système diesel générique 100 kW (industrie) 15 MW, système photovoltaïque générique (installation) 16 MW
- 2020 biomasse générique 55 MW
- 2021 biomasse générique 120 MW
- 2022 biomasse générique 65 MW, Bontioli 5 MW, Folonzo 11 MW, Gongourou 5 MW

- 2023 biomasse générique 78 MW, Aval 14 MW
- 2024 biomasse générique 66 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 10 MW, diesel générique centralisé 9 MW
- 2025 biomasse générique 38 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 2 MW, diesel générique centralisé 25 MW, système photovoltaïque générique (installation) 261 MW
- 2026 biomasse générique 38 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 2 MW, diesel générique centralisé 29 MW, système photovoltaïque générique (installation) 37 MW
- 2027 biomasse générique 38 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 2 MW, diesel générique centralisé 29 MW, système photovoltaïque générique (installation) 52 MW
- 2028 biomasse générique 38 MW, diesel générique centralisé 37 MW, système photovoltaïque générique (installation) 38 MW
- 2029 biomasse générique 38 MW, diesel générique centralisé 37 MW, système photovoltaïque générique (installation) 20 MW
- 2030 biomasse générique 37 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 7 MW, PIE thermique 40 MW, système photovoltaïque générique (installation) 36 MW

Cap-Vert

- 2018 stockage pompé prévu 1 2 MW, système photovoltaïque générique (installation) 5 MW, éolien générique proche du réseau 5 MW
- 2019 système diesel 100 kW (industrie) 3 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - commercial) 1 MW, système photovoltaïque générique (installation) 10 MW, éolien générique proche du réseau 10 MW
- 2020 système photovoltaïque générique (installation) 27 MW, éolien générique proche du réseau 32 MW
- 2021 système photovoltaïque générique (installation) 9 MW
- 2022 stockage pompé prévu 1 5 MW, système photovoltaïque générique (installation) 14 MW, éolien générique proche du réseau 6 MW
- 2023 système diesel générique 100 kW (industrie) 2 MW, stockage pompé prévu 1 6 MW, système photovoltaïque générique (installation) 13 MW, éolien générique proche du réseau 4 MW
- 2024 système diesel générique 100 kW (industrie) 2 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 1 MW, stockage pompé prévu 1 6 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - commercial) 18 MW, système photovoltaïque générique (installation) 2 MW, éolien générique proche du réseau 1 MW
- 2025 système diesel générique 100 kW (industrie) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 1 MW, stockage pompé prévu 2 9 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - commercial) 19 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - urbain) 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 5 MW, éolien générique proche du réseau 2 MW
- 2026 système diesel générique 100 kW (industrie) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (commercial) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 1 MW, stockage pompé prévu 2 7 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - commercial) 7 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - urbain) 15 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2027 système diesel générique 100 kW (industrie) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (commercial) 7 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (rural) 4 MW, stockage pompé prévu 2 1 MW, système photovoltaïque générique (de toiture - commercial) 3 MW
- 2028 système diesel générique 100 kW (industrie) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (commercial) 10 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 4 MW, système photovoltaïque générique avec batterie de 2h (de toiture - rural) 2 MW
- 2029 système diesel générique 100 kW (industrie) 1 MW, système diesel/essence générique 1 kW (commercial) 6 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 4 MW, système photovoltaïque générique avec batterie de 2h (de toiture - rural) 5 MW
- 2030 système diesel générique 100 kW (industrie) 12 MW, système diesel/essence générique 1 kW (commercial) 3 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial) 10 MW, système photovoltaïque générique avec batterie de 2h (de toiture - rural) 5 MW

Côte d'Ivoire

- 2016 4^e centrale IPP (Abbata) 150 MW
- 2017 4^e centrale IPP (Abbata) 150 MW
- 2020 cycle combiné de gaz générique 545 MW
- 2021 système photovoltaïque générique (installation) 112 MW
- 2022 système photovoltaïque générique (installation) 140 MW
- 2023 cycle combiné de gaz générique 299 MW, système photovoltaïque générique (installation) 168 MW
- 2024 cycle combiné de gaz générique 141 MW, système photovoltaïque générique (installation) 186 MW
- 2025 système photovoltaïque générique (installation) 222 MW
- 2026 cycle combiné de gaz générique 42 MW, hydroélectricité générique (petite) 16 MW, système photovoltaïque générique (installation) 498 MW
- 2027 cycle combiné de gaz générique 181 MW, hydroélectricité générique (petite) 17 MW, système photovoltaïque générique (installation) 86 MW
- 2028 Tiboto/Cavally (Intl.) part CI 50 % 81 MW, cycle combiné de gaz générique 101 MW, hydroélectricité générique (petite) 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 417 MW
- 2029 Boutoubré 82 MW, Tiboto/Cavally (Intl.) part CI 50 % 113 MW, hydroélectricité générique (petite) 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 135 MW
- 2030 Boutoubré 74 MW, Soubre 85 MW, Tiboto/Cavally (Intl.) part CI 50 % 27 MW, système photovoltaïque générique (installation) 340 MW

Gambie

- 2016 Bakau 1 MW
- 2017 Brikama 20 MW
- 2018 système photovoltaïque générique (installation) 18 MW
- 2019 système photovoltaïque générique (installation) 18 MW
- 2020 biomasse générique 6 MW
- 2021 biomasse générique 6 MW
- 2022 biomasse générique 4 MW, cycle combiné de gaz générique 29 MW
- 2023 biomasse générique 8 MW
- 2024 biomasse générique 6 MW
- 2025 système photovoltaïque générique (installation) 5 MW

- 2026 système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2027 biomasse générique 3 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2028 biomasse générique 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2029 biomasse générique 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2030 biomasse générique 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW

Ghana

- 2016 Karpower 225 MW, Aboadze T3 phase 1 (TEMA1, 2, 2X) 30 MW, AMERI 230 MW, Sunon Asogli phase 2 170 MW, KTPP 200 MW, VRA+BXC (2016) 20 MW
- 2018 système photovoltaïque générique (installation) 74 MW, ferme éolienne Ayitepa 225 MW
- 2019 système photovoltaïque générique (installation) 325 MW
- 2020 biomasse générique 141 MW, cycle combiné de gaz générique 1000 MW
- 2021 biomasse générique 94 MW
- 2022 biomasse générique 99 MW, cycle combiné de gaz générique 129 MW
- 2023 biomasse générique 113 MW, cycle combiné de gaz générique 104 MW
- 2024 biomasse générique 75 MW, cycle combiné de gaz générique 210 MW, hydroélectricité générique (petite) 33 MW, système photovoltaïque générique (installation) 92 MW
- 2025 cycle combiné de gaz générique 67 MW, système photovoltaïque générique (installation) 845 MW
- 2026 cycle combiné de gaz générique 276 MW, système photovoltaïque générique (installation) 40 MW
- 2027 cycle combiné de gaz générique 98 MW, hydroélectricité générique (petite) 33 MW, système photovoltaïque générique (installation) 1423 MW
- 2028 cycle combiné de gaz générique 136 MW, hydroélectricité générique (petite) 13 MW
- 2029 cycle combiné de gaz générique 55 MW, hydroélectricité générique (petite) 4 MW
- 2030 système diesel/essence générique 1 kW (rural) 9 MW, cycle combiné de gaz générique 280 MW, hydroélectricité générique (petite) 4 MW

Guinée

- 2016 K-Energie 75 MW, Kipé 50 MW, Loffa (réhab) 1 MW
- 2018 système photovoltaïque générique (installation) 10 MW, Kerouané 1 MW, Koummaguély 64 MW
- 2019 système diesel générique 100 kW (industrie) 23 MW, système photovoltaïque générique (installation) 50 MW, Îles de Loos 1 MW, Kankan 8 MW, Koummaguély 16 MW, Kouroussa 1 MW, Madiana 1 MW
- 2020 biomasse générique 56 MW, Amaria 280 MW, hydroélectricité générique (petite) 3 MW
- 2021 biomasse générique 26 MW, Koukoutamba 294 MW
- 2022 biomasse générique 27 MW, hydroélectricité générique (petite) 1 MW
- 2023 biomasse générique 27 MW
- 2024 biomasse générique 13 MW, système photovoltaïque générique (installation) 36 MW
- 2025 système photovoltaïque générique (installation) 240 MW
- 2026 Morissananko 100 MW, système photovoltaïque générique (installation) 42 MW
- 2027 système photovoltaïque générique (installation) 42 MW
- 2028 système photovoltaïque générique (installation) 42 MW
- 2029 système photovoltaïque générique (installation) 41 MW
- 2030 autres projets hydroélectriques 62 MW, système photovoltaïque générique (installation) 57 MW

Guinée-Bissau

- 2018 système diesel générique 100 kW (industrie) 1 MW, système photovoltaïque générique (installation) 7 MW
- 2019 système photovoltaïque générique (installation) 11 MW
- 2020 biomasse générique 19 MW
- 2021 biomasse générique 5 MW, cycle combiné de gaz générique 2 MW
- 2022 cycle combiné de gaz générique 26 MW
- 2025 système photovoltaïque générique (installation) 14 MW
- 2026 système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2027 système photovoltaïque générique (installation) 3 MW

- 2028 biomasse générique 4 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2029 biomasse générique 8 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW
- 2030 biomasse générique 8 MW, système photovoltaïque générique (installation) 3 MW

Libéria

- 2016 système diesel générique 100 kW (industrie) 2 MW, système diesel générique/essence 1 kW (rural) 1 MW
- 2017 Mount Coffee (+via réservoir) 22 MW
- 2018 Mount Coffee (+via réservoir) 44 MW
- 2022 biomasse MSW 2 MW
- 2028 hydroélectricité générique (petite) 1 MW
- 2029 hydroélectricité générique (petite) 2 MW
- 2030 biomasse générique 3 MW, Saint-Paul-2 7 MW, hydroélectricité générique (petite) 2 MW

Mali

- 2017 groupes diesel OHF 2 MW
- 2018 groupes diesel OHF 2 MW, Felou (OMVS) part Mali 45 % 60 MW
- 2019 Gouina (OMVS) part Mali 45 % 140 MW
- 2021 groupes diesel OHF 2 MW
- 2022 biomasse générique 10 MW, groupes diesel OHF 2 MW
- 2023 biomasse générique 30 MW, groupes diesel OHF 2 MW
- 2024 biomasse générique 34 MW, groupes diesel OHF 2 MW
- 2025 groupes diesel OHF 2 MW, système photovoltaïque générique (installation) 447 MW
- 2026 biomasse générique 43 MW, groupes diesel OHF 2 MW, système photovoltaïque générique (installation) 47 MW
- 2027 biomasse générique 60 MW, groupes diesel OHF 2 MW, système photovoltaïque générique (installation) 39 MW
- 2028 système diesel générique/essence 1 kW (rural) 2 MW, groupes diesel OHF 2 MW, système photovoltaïque générique (installation) 29 MW
- 2029 système diesel générique/essence 1 kW (rural) 2 MW, groupes diesel OHF 2 MW, système photovoltaïque générique (installation) 26 MW
- 2030 biomasse générique 85 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 5 MW, système diesel/essence générique 1 kW (résidentiel/commercial)

17 MW, système diesel/essence générique 1 kW (rural)
2 MW, groupes diesel OHF 2 MW

Niger

- 2016 système diesel générique 100 kW (industrie) 6 MW, Solar Mal 7 MW
- 2017 Tchiro 11 MW, Kandadji 130 MW
- 2018 Tchiro 14 MW
- 2020 biomasse générique 27 MW, éolien générique proche du réseau 12 MW, éolien générique éloigné du réseau 30 MW
- 2021 charbon générique 99 MW, éolien générique proche du réseau 49 MW
- 2022 charbon générique 39 MW, éolien générique proche du réseau 44 MW
- 2023 charbon générique 39 MW, éolien générique proche du réseau 47 MW
- 2024 charbon générique 39 MW, éolien générique proche du réseau 49 MW
- 2025 charbon générique 39 MW, système photovoltaïque générique (installation) 6 MW, éolien générique éloigné du réseau 89 MW, éolien générique proche du réseau 27 MW
- 2026 charbon générique 40 MW, éolien générique éloigné du réseau 12 MW, éolien générique proche du réseau 18 MW
- 2027 charbon générique 38 MW, système photovoltaïque générique (installation) 9 MW, éolien générique proche du réseau 18 MW
- 2028 charbon générique 36 MW, système photovoltaïque générique (installation) 55 MW, éolien générique proche du réseau 20 MW
- 2029 charbon générique 36 MW, système photovoltaïque générique (installation) 76 MW, éolien générique proche du réseau 22 MW
- 2030 biomasse générique 33 MW, charbon générique 31 MW, système photovoltaïque générique (installation) 4 MW, éolien générique proche du réseau 16 MW

Nigéria

- 2016 Jebba 80 MW, Kainji 340 MW, Shiroro 150 MW, CPG Okija 1 277 MW
- 2018 système photovoltaïque générique (installation) 417 MW
- 2019 Zungeru 700 MW, système photovoltaïque générique (installation) 750 MW
- 2020 biomasse générique 729 MW, cycle combiné de

gaz générique 2 000 MW, système photovoltaïque générique (installation) 1 250 MW

- 2021 Mambilla 2 305 MW, cycle combiné de gaz générique 2 000 MW
- 2022 Mambilla 745 MW, cycle combiné de gaz générique 2 000 MW
- 2023 cycle combiné de gaz générique 1221 MW
- 2024 cycle combiné de gaz générique 793 MW
- 2025 cycle combiné de gaz générique 509 MW, système photovoltaïque générique (installation) 882 MW
- 2026 cycle combiné de gaz générique 434 MW, système photovoltaïque générique (installation) 1608 MW
- 2027 cycle combiné de gaz générique 236 MW, système photovoltaïque générique (installation) 2000 MW
- 2028 cycle combiné de gaz générique 370 MW, système photovoltaïque générique (installation) 2000 MW
- 2029 cycle combiné de gaz générique 577 MW, cycle ouvert de gaz générique 276 MW, système photovoltaïque générique (installation) 2 000 MW
- 2030 cycle combiné de gaz générique 2000 MW, cycle ouvert de gaz générique 2000 MW, système photovoltaïque générique (installation) 2 000 MW

Sénégal

- 2016 IPP Contour Global 52 MW, IPP Tobene 70 MW
- 2017 Centrale Diass financement Kfw 15 MW, taiba ndiaye 50 MW
- 2018 Sendou 125 MW, Centrale Niass financement 15 MW, éolien générique proche du réseau 22 MW, taiba ndiaye 50 MW
- 2019 Mboro 300 MW, système photovoltaïque générique (installation) 156 MW, taiba ndiaye 50 MW
- 2020 biomasse générique 47 MW, système photovoltaïque générique (installation) 134 MW
- 2021 biomasse générique 44 MW
- 2022 biomasse générique 50 MW, cycle combiné de gaz générique 100 MW
- 2023 biomasse générique 47 MW, cycle combiné de gaz générique 100 MW
- 2024 biomasse générique 47 MW, cycle combiné de gaz générique 100 MW, système photovoltaïque générique (installation) 5 MW
- 2025 système photovoltaïque générique (installation) 308 MW, éolien générique proche du réseau 400 MW

- 2026 éolien générique proche du réseau 212 MW
- 2027 cycle combiné de gaz générique 57 MW, éolien générique proche du réseau 109 MW
- 2028 biomasse générique 158 MW, système photovoltaïque générique (installation) 63 MW, éolien générique proche du réseau 13 MW
- 2029 biomasse générique 76 MW, cycle combiné de gaz générique 81 MW, système photovoltaïque générique (installation) 72 MW
- 2030 charbon générique 34 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 42 MW, cycle ouvert de gaz générique 56 MW, système photovoltaïque générique (installation) 72 MW

Sierra Leone

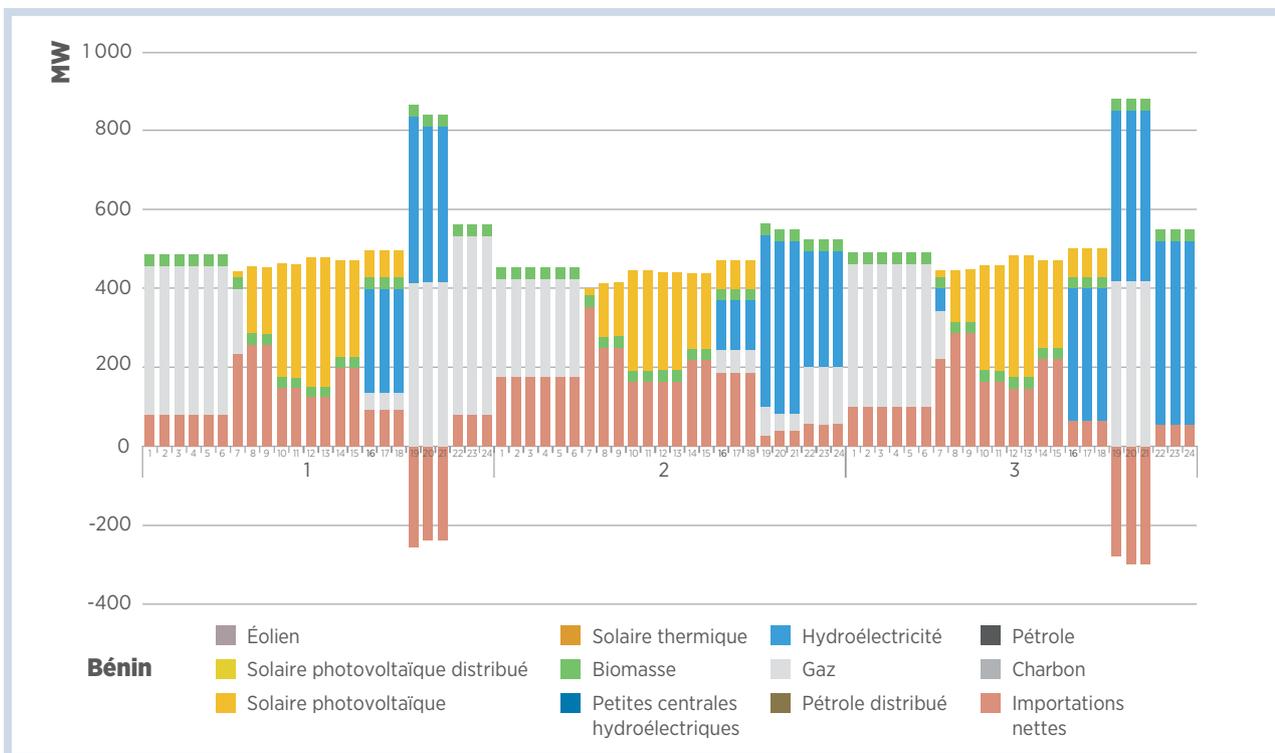
- 2016 système diesel générique 100 kW (industrie) 7 MW
- 2017 Addax 8 MW, système diesel générique 100 kW (industrie) 7 MW, Solar2 6 MW
- 2018 Western Area Power Project (WB) 57 MW, Solar2 6 MW
- 2021 biomasse générique 6 MW
- 2022 Bumbuna2 40 MW
- 2023 Bumbuna3 (Yiben) 90 MW
- 2024 Bumbuna4&5 95 MW
- 2025 Benkongor1 35 MW
- 2026 Benkongor2 80 MW
- 2027 Benkongor3 86 MW
- 2028 DAM Envisagée 100 MW
- 2029 DAM Envisagée 100 MW
- 2030 DAM Envisagée 100 MW

Togo

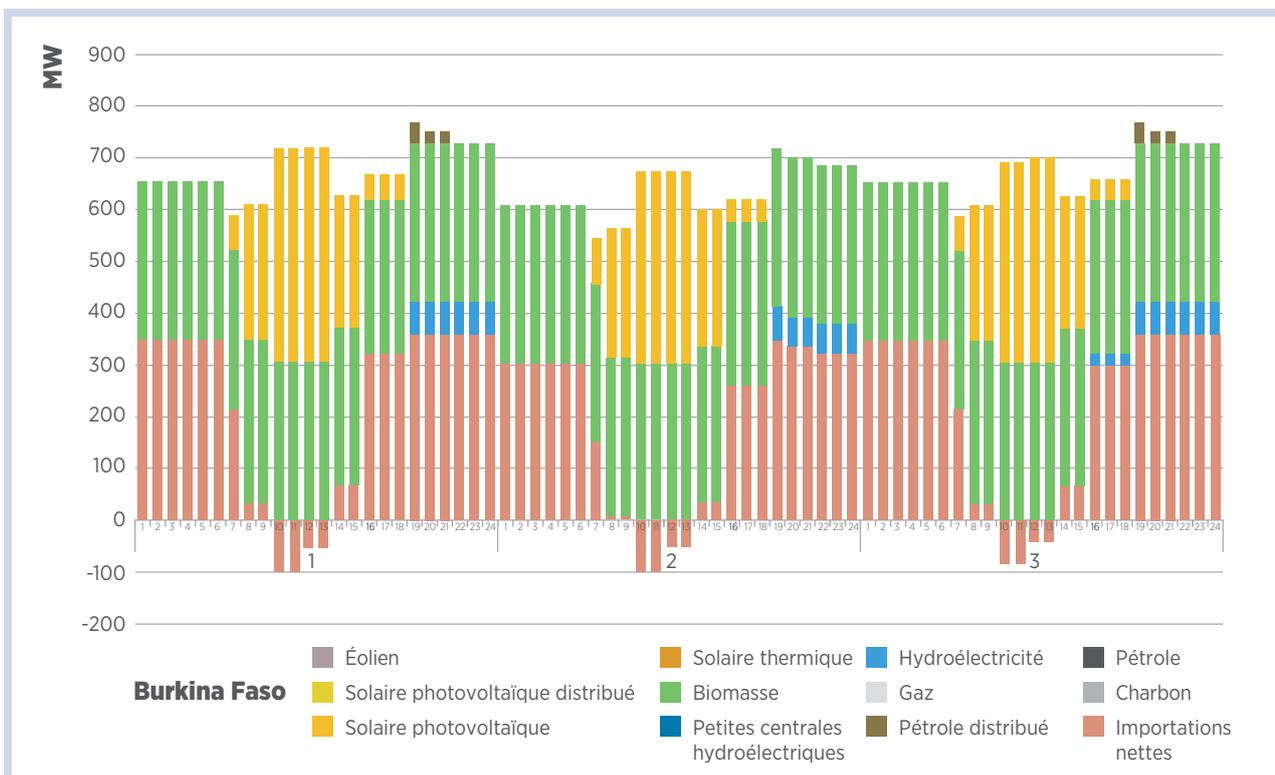
- 2019 système photovoltaïque générique (installation) 17 MW
- 2020 biomasse générique 16 MW, cycle combiné de gaz générique 5 MW
- 2021 biomasse générique 8 MW
- 2022 biomasse générique 9 MW
- 2023 biomasse générique 10 MW
- 2024 biomasse générique 10 MW, cycle combiné de gaz générique 17 MW
- 2025 biomasse générique 9 MW, cycle combiné de gaz générique 10 MW, hydroélectricité générique (petite) 5 MW
- 2026 biomasse générique 10 MW, cycle combiné de gaz générique 10 MW, hydroélectricité générique (petite) 5 MW
- 2027 biomasse générique 12 MW, cycle combiné de gaz générique 12 MW, hydroélectricité générique (petite) 1 MW
- 2028 biomasse générique 12 MW, cycle combiné de gaz générique 11 MW, hydroélectricité générique (petite) 1 MW
- 2029 biomasse générique 26 MW, cycle combiné de gaz générique 4 MW, hydroélectricité générique (petite) 1 MW
- 2030 système de diesel générique/essence 1 kW (rural) 1 MW, cycle ouvert de gaz générique 16 MW, hydroélectricité générique (petite) 1 MW

ANNEXE G. ACHEMINEMENT DÉTAILLÉ PAR PAYS EN 2030 DANS LE SCÉNARIO « OBJECTIFS NATIONAUX »

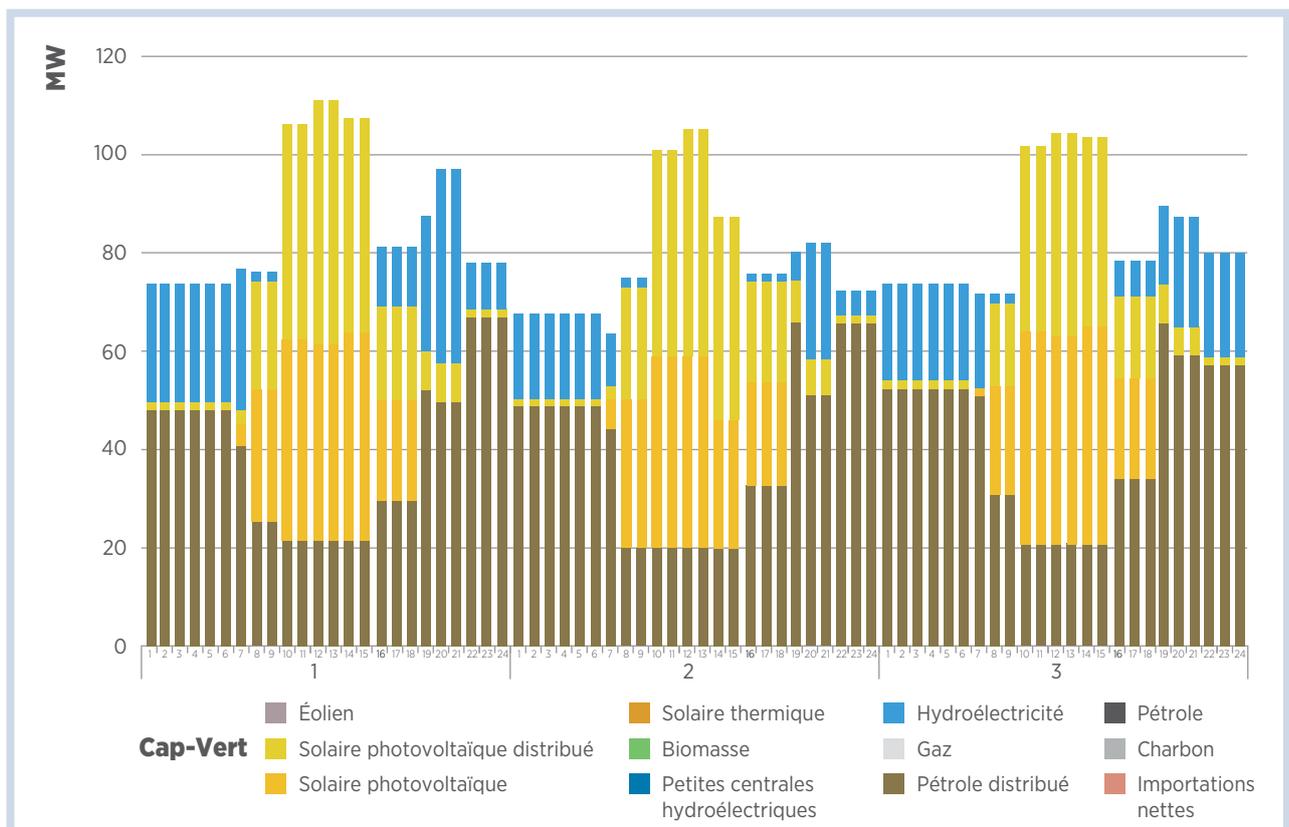
Bénin



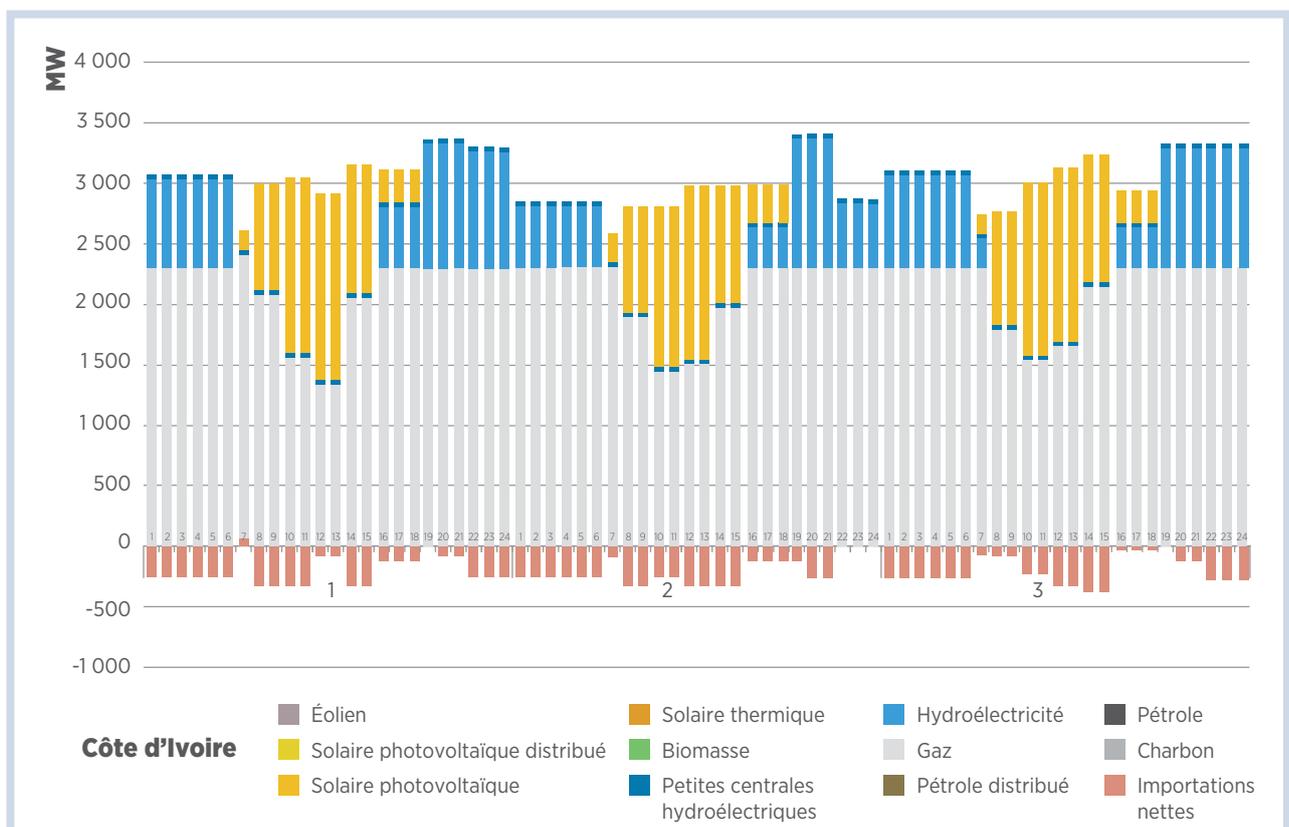
Burkina Faso



Cap-Vert



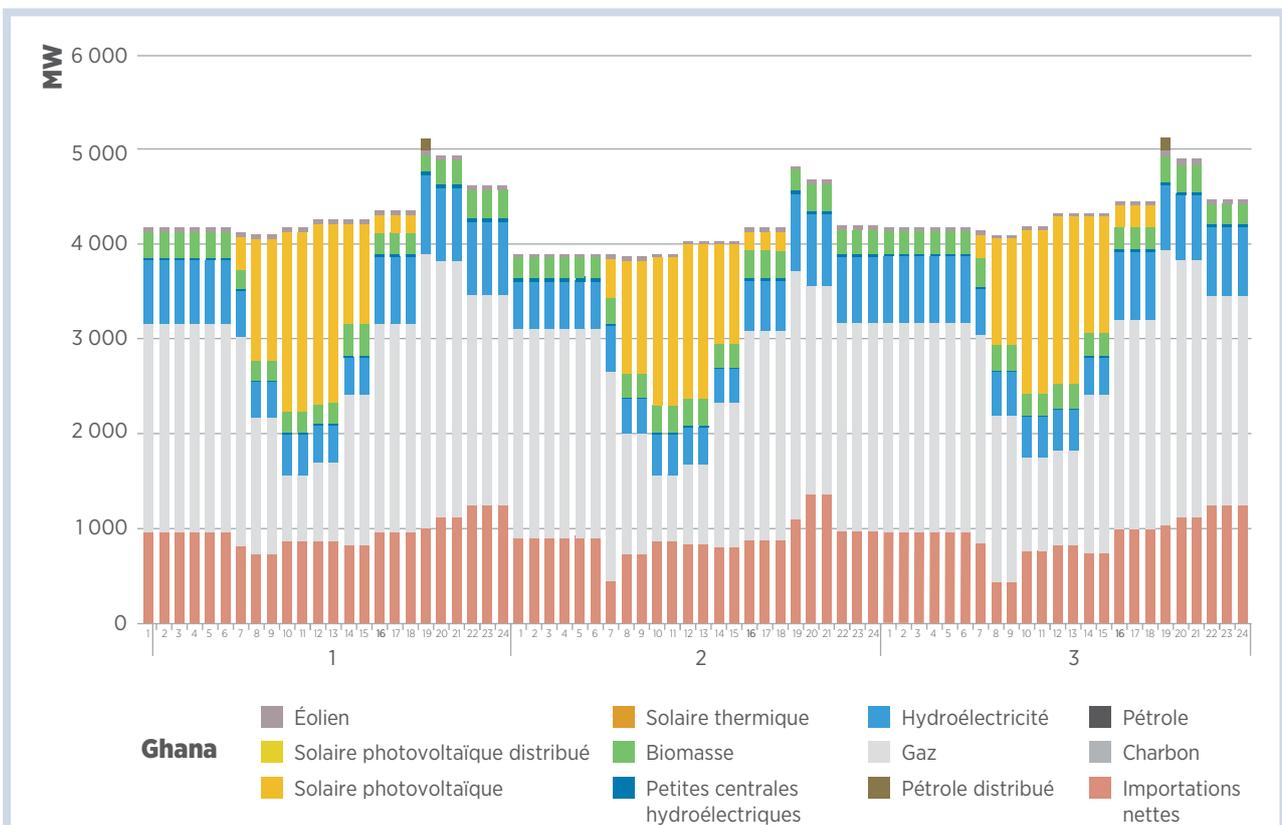
Côte d'Ivoire



Gambie



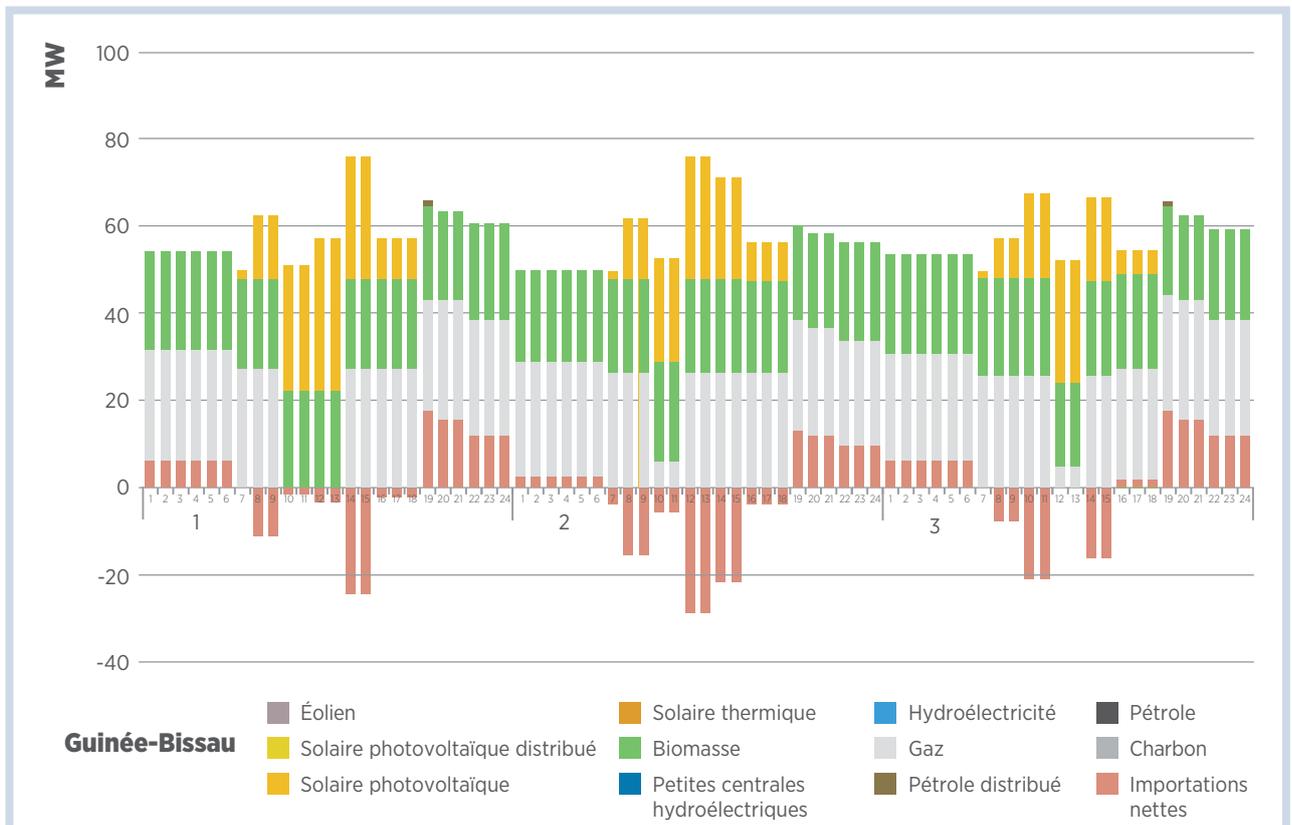
Ghana



Guinée



Guinée-Bissau



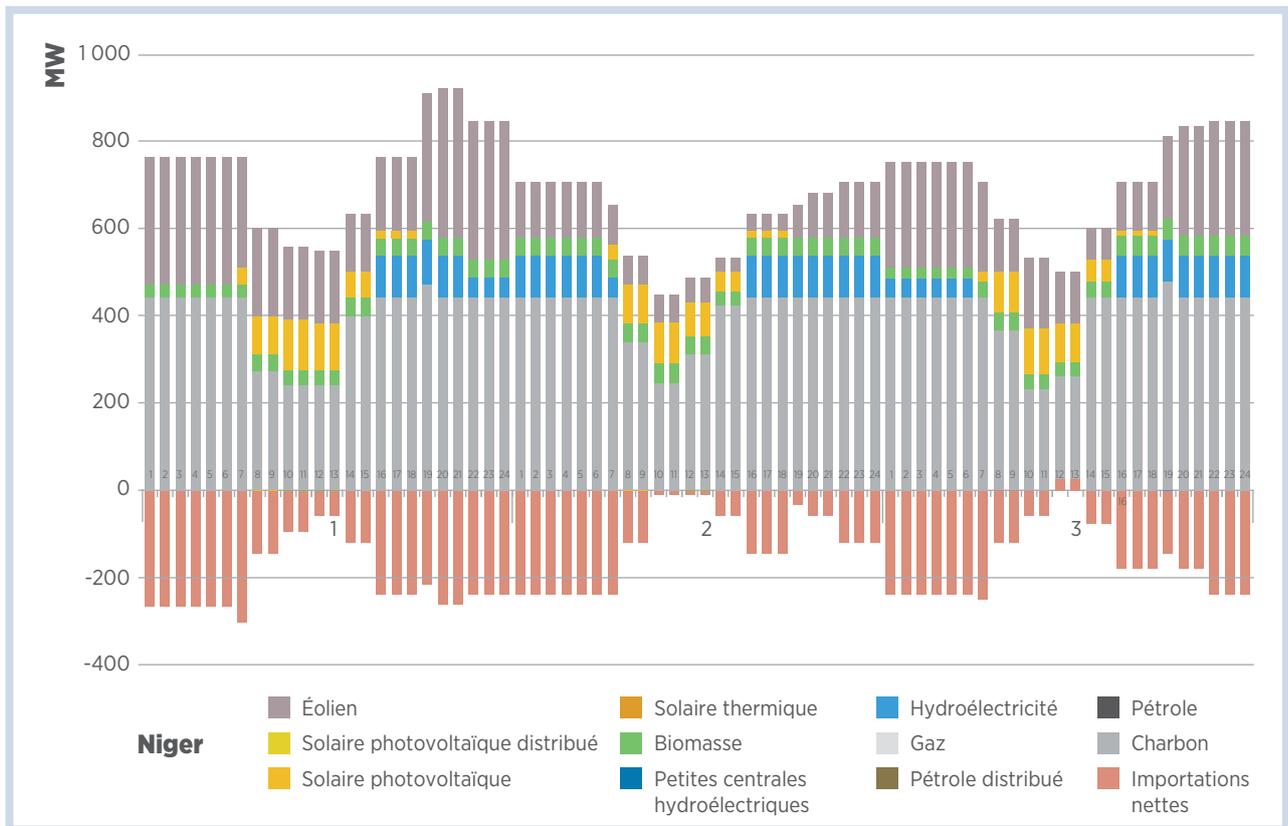
Libéria



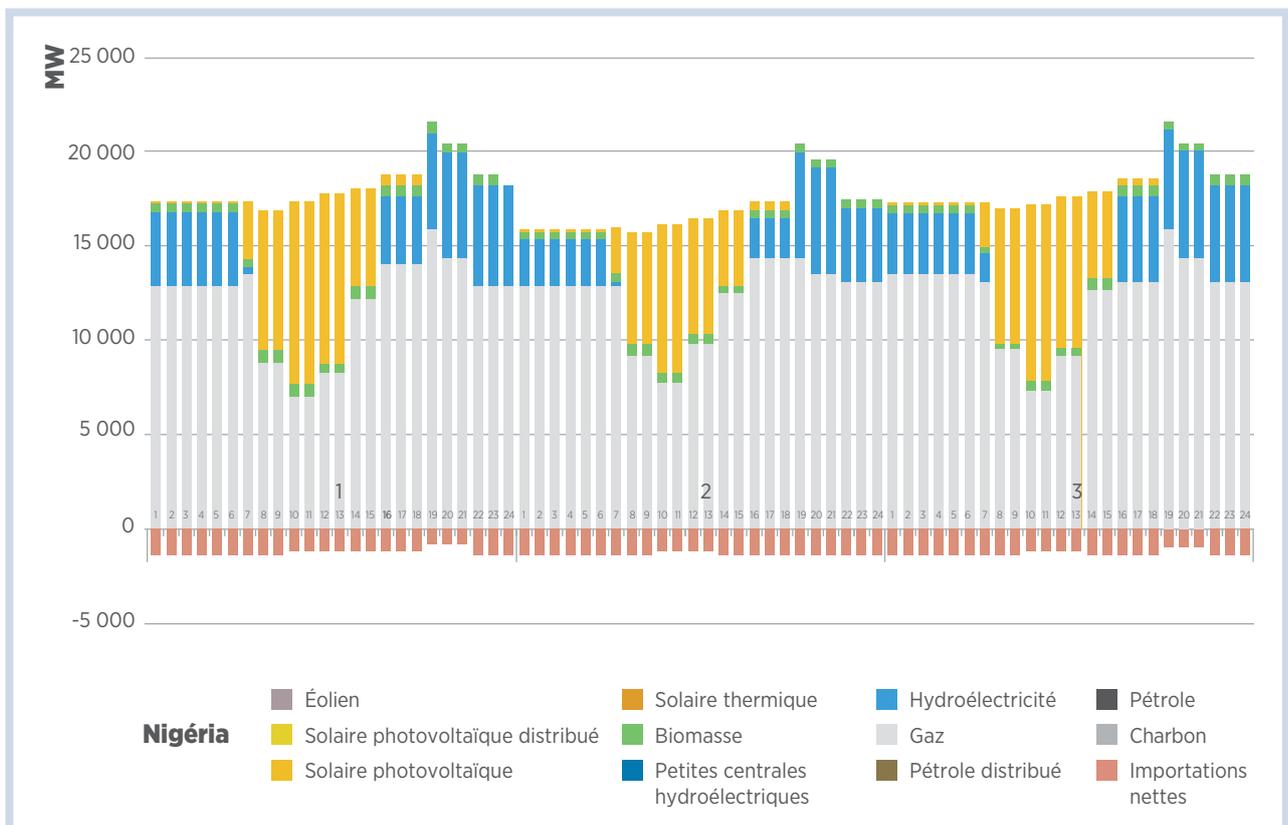
Mali



Niger



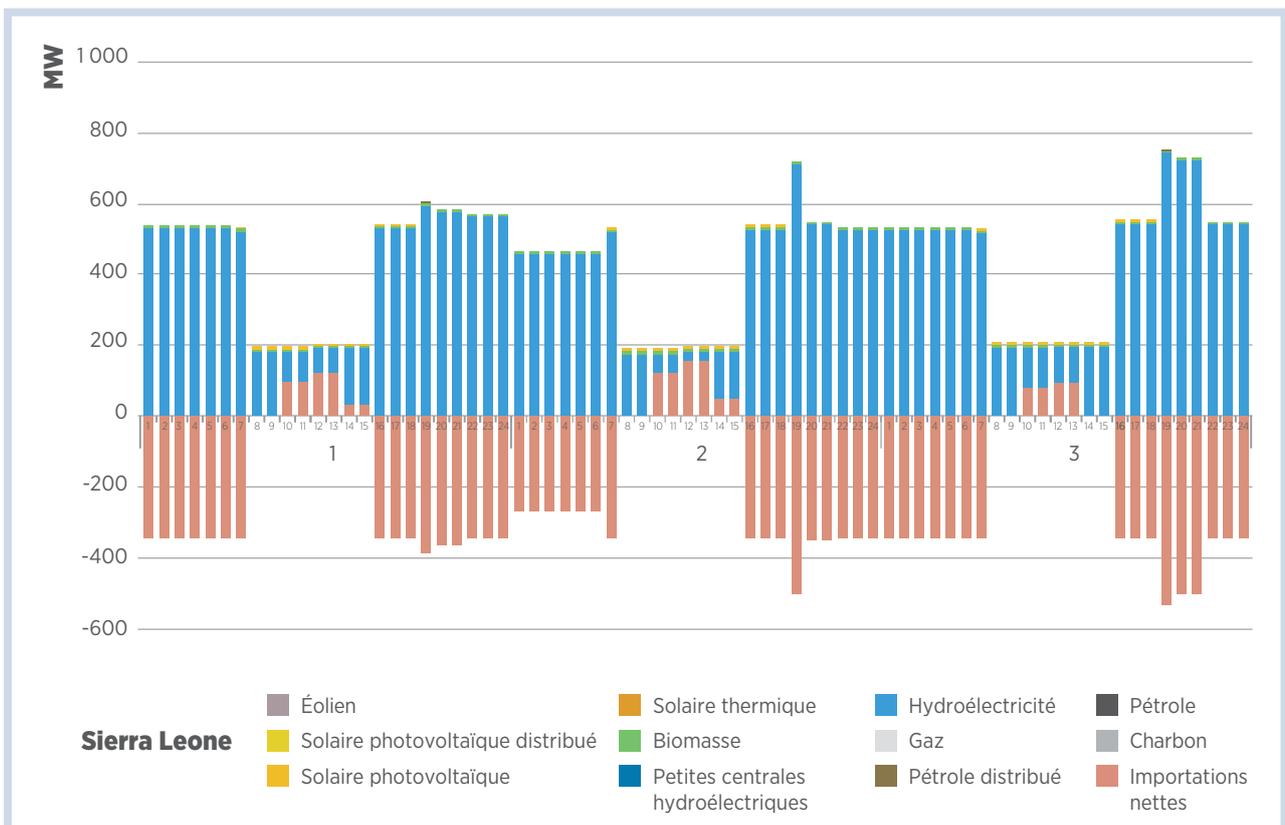
Nigéria



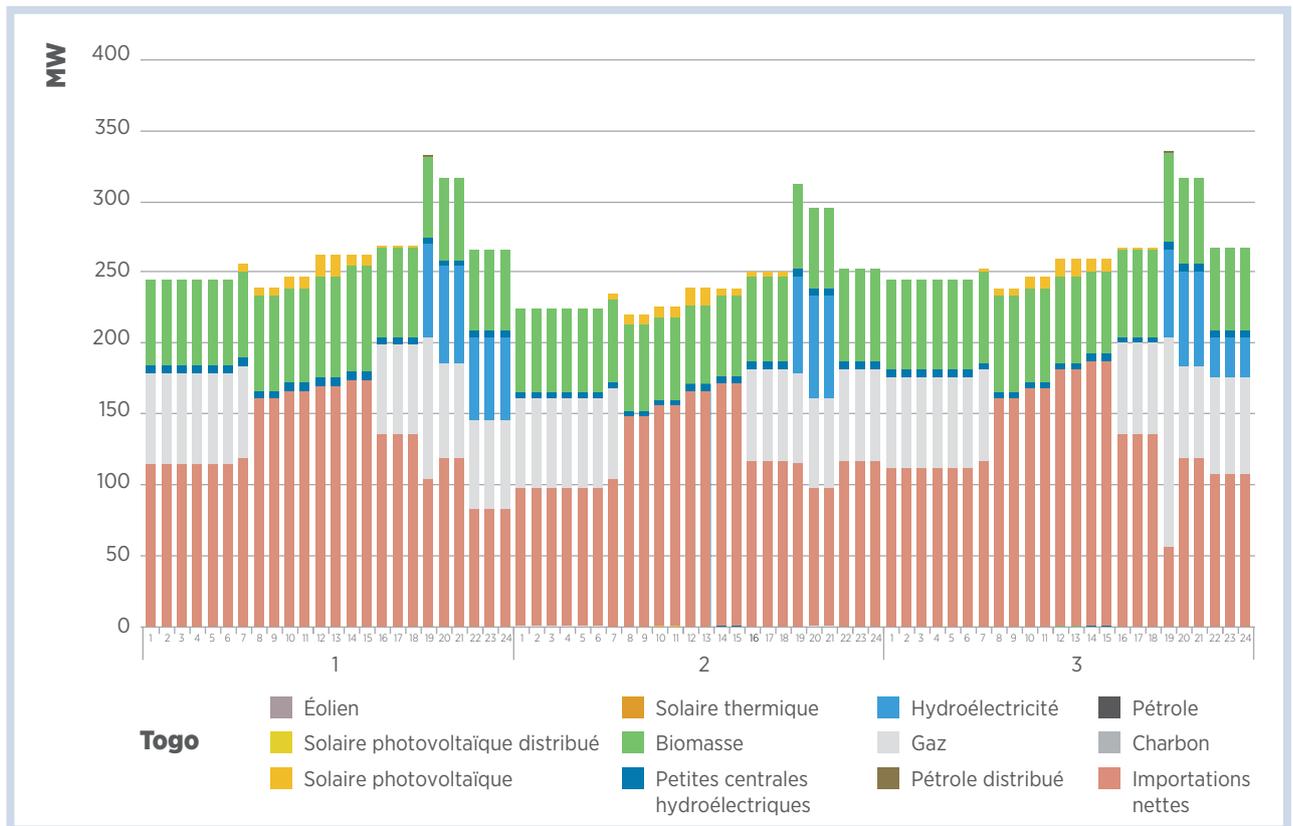
Sénégal



Sierra Leone



Togo



Experts nationaux participant aux ateliers sur SPLAT-W, 2015-2016

Todéman F. Assan, Direction générale de l'énergie, Bénin

Massombé Crespin Kabore, Ministère des Mines et de l'Énergie, Burkina Faso

Ariel Cruz Assunção, Direction générale de l'énergie, Cap-Vert

Lamin K. Marong, ministère de l'Énergie, Gambie

Momodou Lamin Sompou Ceesay, Autorité de régulation des services publics, Gambie

Alhaji Salifu Cham, Société nationale de l'eau et de l'électricité, Gambie

Momo Maninka Bangoura, ministère de l'Énergie et de l'Eau, Guinée

Albert Saa Dembadouno, ministère de l'Énergie et de l'Eau, Guinée

Mamadou Diouma Bah, ministère de l'Énergie et de l'Eau, Guinée

Prince C. Wilson, ministère des Terres, des mines et de l'Énergie, Libéria

Varney K. Garpue, Agence des zones rurales et des énergies renouvelables, Libéria

Oumarou Adamou, ministère de l'Énergie et du Pétrole, Niger

Pape Daouda Tine, Société nationale d'électricité, Sénégal

Issa Rouhou Laye Sonko, ministère de l'Énergie et du Développement des Énergies renouvelables, Sénégal

Sinneh Abdulsallam Kamara, Société de production et de transport de l'électricité, Sierra Leone

Robin Fola Mansaray, ministère de l'Énergie, Sierra Leone

Paul Charles Saffa, ministère de l'Énergie, Sierra Leone

Gbaty Tiadja Gbandey, ministère des Mines et de l'Énergie, Togo

Hodabalo Assih, ministère des Mines et de l'Énergie, Togo

N'bouéké Afanou, ministère des Mines et de l'Énergie, Togo

Remarque : les titres honorifiques n'ont pas été indiqués.



© IRENA 2018

www.irena.org