



Les chiffres clés du secteur de l'électricité au Mali

Edition 2015



Commission de Régulation
de l'Electricité et de l'Eau

Energie eau

Les chiffres clés du secteur de l'électricité au Mali

Edition 2015



A propos de la CREE

La Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau a été créée par l'Ordonnance n° 00-021/P-RM du 15 mars 2000. Dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, elle a la charge de réguler le secteur de l'électricité et le service public de l'eau potable dans les centres urbains. Conformément aux dispositions de l'article 4 de l'Ordonnance, elle a pour missions générales de :

- soutenir le développement du service public de l'électricité et de l'eau ;
- défendre les intérêts des usagers et la qualité du service public ;
- et promouvoir et organiser la concurrence entre les opérateurs.

Son champ d'intervention s'étend exclusivement aux :

- concessionnaires d'électricité et ce compris les transactions passées par ceux-ci avec les permissionnaires et les autoproducteurs d'électricité ;
- gestionnaires délégués du service public de l'eau potable dans les centres urbains dénommés *opérateurs du secteur* ou *opérateurs* dans le cadre de l'ordonnance susvisée

Chiffres clés

La série *Chiffres clés* matérialise la volonté de la CREE de renforcer la transparence dans la régulation en partageant avec un public large et varié des informations d'intérêt général sur les secteurs qu'elle a la charge de réguler. Les numéros traitent, de façon synthétique et compréhensive, diverses questions relatives aux secteurs de l'électricité et de l'eau. Les résultats présentés sont basés sur des outils élaborés et/ou utilisés au sein de la CREE. Il s'agit des Modèles Economiques et Financiers, utilisés pour la tarification de l'électricité et de l'eau et de *CREEDataBase* (CREEDB), une compilation de données diverses sur les secteurs de l'électricité et de l'eau.

A propos des données

Les *Chiffres Clés* visent à offrir au lecteur – décideur public, investisseur, opérateur, chercheur ou simple citoyen – un aperçu rétrospectif et prospectif des secteurs respectifs de l'électricité et de l'eau. Pour ce faire, sont utilisées, d'un côté, les données historiques, principalement issues des rapports d'activités des opérateurs et du Maître d'ouvrage, pour :

- dresser l'état des lieux des deux secteurs ;
- prendre la mesure des progrès réalisés ;
- et mettre en évidence l'impact des changements majeurs survenus dans les dernières années.

De l'autre côté, pour les projections, le document mobilise les études prospectives dont principalement les schémas directeurs. Les données retenues ici sont alignées sur les traitements effectués dans les Modèles Economiques et Financiers (MEF-ELEC, MEF-EAU) utilisés pour la tarification. De ce fait, les projections présentées ici – production, ventes, rendements, etc. – tiennent compte des stratégies de développement des deux secteurs et surtout des objectifs assignés aux opérateurs et inscrits dans les contrats de concession et/ou d'affermage.

Pour chacun des deux secteurs un Groupe Technique est mis en place, composé de représentants de la CREE, des opérateurs (EDM-S.A. pour l'électricité et SOMAGEP-S.A. et SOMAPEP-S.A. pour l'eau) et du Maître d'ouvrage (DNE pour l'électricité et DNH pour l'eau). Au sein de ces Groupes sont discutés et validés les valeurs d'entrée des Modèles Economiques et Financiers, les hypothèses ainsi que l'horizon des projections. Les données présentées dans le présent document sont tirées des derniers modèles validés en date, mai 2016 pour l'électricité et juin 2016 pour l'eau.

Dans les *Chiffres Clés*, trois principes ont été retenus :

- une fenêtre temporelle couvrant 10 ans avant l'année de référence (historique) et 10 ans après (projections) ;
- une mise à jour annuelle ;
- et une publication sur le second semestre de l'année n+1.

Le présent numéro a pour année de référence 2015.

TABLE DES MATIERES

PERIMETRE.....	6
<i>Aperçu</i>	7
<i>Perspectives</i>	9
PUISSANCE.....	10
<i>Aperçu</i>	11
<i>Perspectives</i>	13
PRODUCTION.....	16
<i>Aperçu</i>	17
<i>Tendances et cycles</i>	19
<i>Perspectives</i>	22
DEMANDE.....	24
<i>Aperçu</i>	25
<i>Perspectives</i>	28
RESEAU.....	30
<i>Aperçu</i>	31
<i>Performances</i>	33
<i>Perspectives</i>	35

LISTE DES TABLEAUX

TABEAU 1 : LOCALITES D'INTERVENTION D'EDM-S.A., 2015.....	8
TABEAU 2 : NOUVELLES PUISSANCES INSTALLEES SUR LE RI (MW), 2015 - 2025.....	13
TABEAU 3 : EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ENERGIE DES CI (2005 - 2015).....	18
TABEAU 4 : EVOLUTION DU MIX ENERGETIQUE (2005 - 2015).....	19
TABEAU 5 : EFFETS FIXES MENSUELS (%).....	21
TABEAU 6 : MIX ENERGETIQUE (%), 2015-2025.....	22
TABEAU 7 : TAUX DE CROISSANCE DE LA PRODUCTION (%/AN), 2005-2025.....	22
TABEAU 8 : EVOLUTION DU RESEAU, 2005 - 2015.....	31
TABEAU 9 : REPARTITION DES INTERRUPTIONS, PAR TYPE, 2005-2015.....	35
TABEAU 10 : EXTENSION DU RESEAU, PAR TENSION, 2015-2025.....	36

LISTE DES GRAPHIQUES

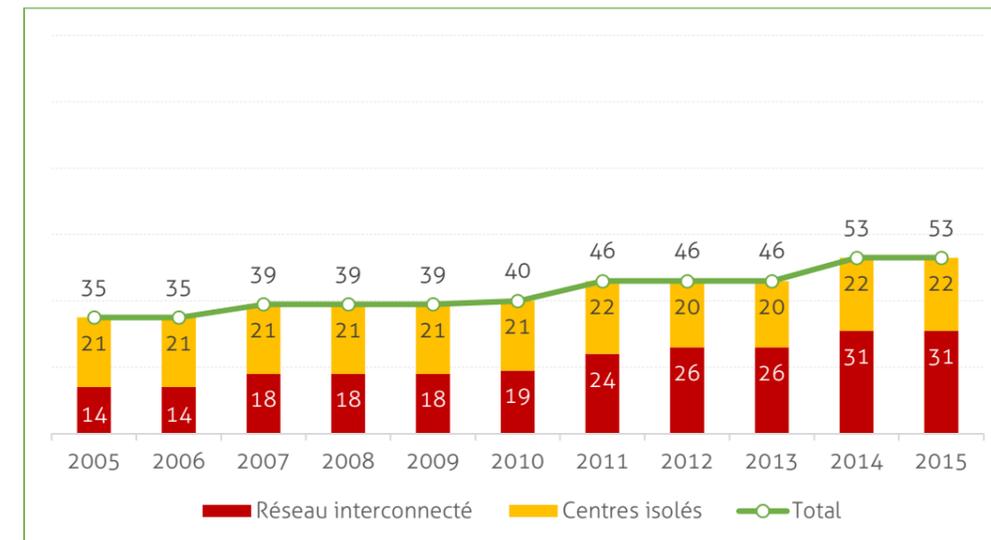
FIGURE 1: LOCALITES ELECTRIFIEES OU A ELECTRIFIER PAR EDM SA, 2005-2015.....	7
FIGURE 2: LOCALITES D'INTERVENTION D'EDM-S.A. - 2015.....	8
FIGURE 3: EVOLUTION DU NOMBRE DE LOCALITES ALIMENTEES PAR EDM-S.A.....	9
FIGURE 4: LOCALITES D'INTERVENTION D'EDM-S.A. - 2025.....	9
FIGURE 5: PUISSANCES INSTALLEES ET PUISSANCE DE POINTE, (EN MW), 2005-2015.....	11
FIGURE 6: PUISSANCES INSTALLEES, PAR REGION ET PAR SYSTEME, (MW), 2005-2015.....	12
FIGURE 7 : PUISSANCE DE POINTE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE, (EN MW), 2005-2025.....	13
FIGURE 8 : INVESTISSEMENTS FUTURS DANS LE SEGMENT DE LA PRODUCTION, PAR ANNUTES, (EN MILLIARDS DE FCFA), 2016-2025.....	14
FIGURE 9: PRODUCTION D'ENERGIE, PAR SYSTEME ET PAR SOURCE, (EN GWH), 2005-2015.....	17
FIGURE 10: MIX ENERGETIQUE (EN GWH) 2005-2015.....	18
FIGURE 11 : REPARTITION DE L'ENERGIE, PAR MOYEN D'ACQUISITION (%), 2015.....	19
FIGURE 12: REPARTITION DE LA PRODUCTION ANNUELLE, PAR MOIS (MOYENNES, EN %), 2011-2015.....	19
FIGURE 13 : PRODUCTION D'ENERGIE (GWH) ET TEMPERATURE MOYENNES (EN °), 2005-2015.....	20
FIGURE 14 : ENERGIE PRODUITE PAR MOIS : TENDANCE ET CYCLE, 2005-2017.....	21
FIGURE 15 : PRODUCTION D'ENERGIE, PAR SYSTEME ET PAR SOURCE, (EN GWH), 2005-2025.....	22
FIGURE 16: NOMBRE D'ABONNES ET VENTES D'ENERGIE (EN GWH), 2005-2015.....	25
FIGURE 17: REPARTITION DES VENTES D'ENERGIE, PAR TRANCHE TARIFAIRE, (EN %), 2015.....	26
FIGURE 18: REPARTITION DES VENTES D'ENERGIE, PAR TRANCHE HORAIRE, (EN GWH), 2015.....	27
FIGURE 19: COUT DE REVIENT, PRIX MOYEN ET SUBVENTIONS, (EN FCFA/KWH), 2011 - 2015.....	27
FIGURE 20: NOMBRE D'ABONNES ET VENTE D'ENERGIE (EN GWH), 2005-2025.....	28
FIGURE 21: TAILLE DU RESEAU, PAR NIVEAU DE TENSION, (EN KM), 2005-2015.....	31
FIGURE 22: TAILLE DU RESEAU DE DISTRIBUTION (BT ET MT), PAR REGION, PAR SYSTEMES, (EN KM), 2005-2015.....	32
FIGURE 23: PRODUCTION, VENTES (EN GWH) ET PERTES (EN %), 2005-2015.....	33
FIGURE 24: INTERRUPTIONS SUR LE RI (LIGNES 15 kV) : NOMBRE ET DUREE (EN HEURES) - DUREE MOYENNE (EN MIN), 2005-2015.....	34
FIGURE 25: TAILLE DU RESEAU BT, (EN KM), 2005-2015.....	35
FIGURE 26: INVESTISSEMENTS FUTURS DANS LES SEGMENTS DU TRANSPORT ET DE LA DISTRIBUTION, (EN MILLIARDS DE FCFA), 2015 - 2025.....	36
FIGURE 27: TAUX DE PERTE, (EN %), 2005-2025.....	37

Electricité

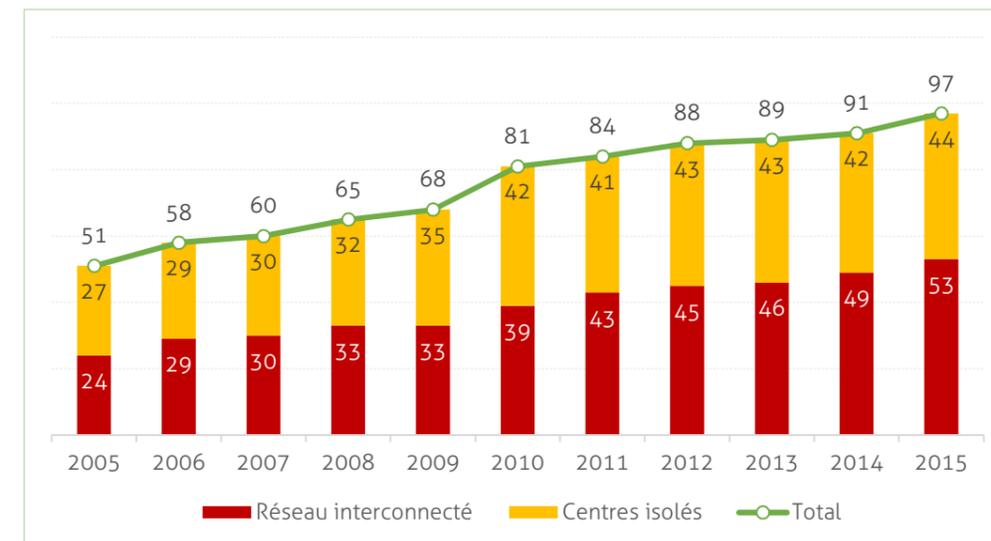
Périmètre

- *Aperçu*
- *Perspectives*

Aperçu



Situation actuelle



Prévision contractuelle

Source : A partir de données EDM-S.A. et de la Convention de concession EDM-S.A.

Figure 1: Localités électrifiées ou à électrifier par EDM SA, 2005-2015

A travers son contrat de concession, la société Energie Du Mali S.A. a accepté la charge du développement et de l'exploitation des services de production, de transport et de distribution de l'électricité dans un périmètre géographique composé de 98 localités. Cette liste de localités est associée à un calendrier contractuel d'électrification ou de raccordement de ces localités au réseau interconnecté.

17 localités, dont 3 centres isolés, ont été raccordées au réseau interconnecté entre 2005 et 2015

Sur la même période, **4** localités ont été électrifiées en centres isolés

En 2005, la société EDM-S.A. accusait, conformément à son contrat un retard de **15 nouvelles localités** à électrifier. Ce retard est passé à

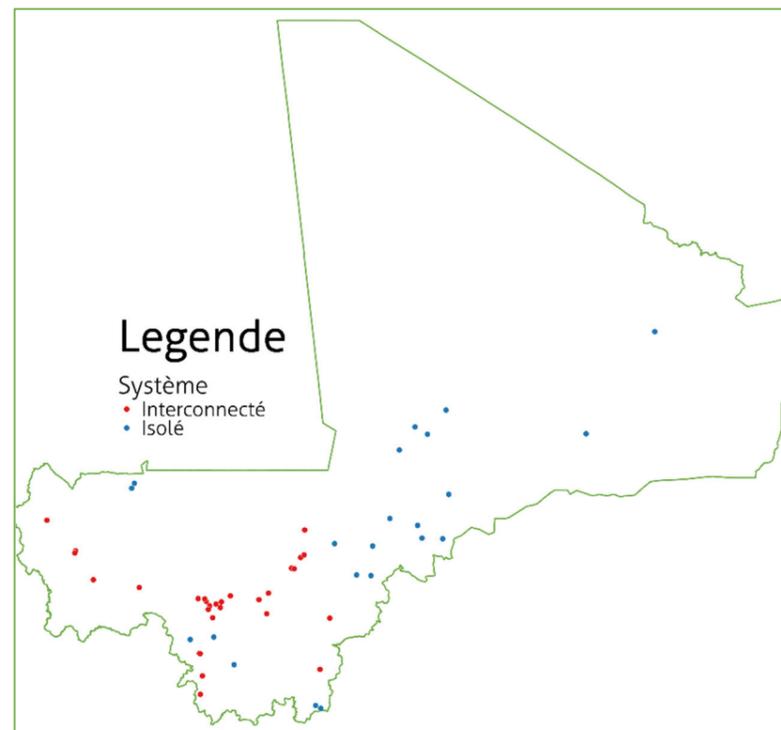
53 localités en 2015

Tableau 1 : Localités d'intervention d'EDM-S.A., 2015

DISTRICT	KOULIKORO	SIKASSO	SEGOU	MOPTI
BAMAKO	BAGUINEDA	BOUGOUNI	BAROUELI	BANDIAGARA
	BANAMBA	FINKOLO	BLA	BANKAS
KAYES	BANANKORO	KADIOLO	DIABALY	DIA
	BANKOUMANA	KALANA	DIORO	DIAFARABE
BAFOULABE	DIO	KANGARE	DOUGABOUGOU	DINANGOUREOU
DIAMOU	DIOLA	KARANGANA	KE-MACINA	DJENNE
DIEMA	DOUMANZANA	KIGNAN	KIMPARANA	DOUENTZA
DJIDIAN	FALAKO	KLELA	KONOBougOU	KONNA
KAYES	FANA	KOLON DIEBA	MARKALA	KORO
KENIEBA	GOUMBOU	KOUMANTOU	MOLODO-CENTRE	MOPTI
KITA	KALABAN-CORO	KOURI	NIONO-SOCOURA	SOFARA
KONIAKARI	KAMBILA	KOUTIALA	PELENGANA	TENENKOU
MAHINA	KANGABA-CITE	MAHOU	SAN-COMMUNE	YOUWAROU
MANANTALI	KATI	MIENA	SANSANDING	
NIORO COMMUNE	KOLOKANI	MOLOBALA	SEBOUGOU	
SEGALA	KOULIKORO	M'PESSOBA	SEGOU-COMMUNE	TOMBOUCTOU
YELIMANE-GRAND	MASSIGUI	NIENA	SIRIBALA-COURA	
	MORIBOUGOU	SANZANA	SOKOLO	DIRE
KIDAL-TAOUDENI	NARA	SELINGUE	TOMINIAN	GOUNDAM-VILLE
	OUESSEBOUGOU	SIKASSO		GOURMA-RHAROUS
KIDAL	SANANKOROBA	SYAMA	GAO-MENAKA	NIAFUNKE
TESSALIT	TIENFALA	YANFOLILA		TOMBOUCTOU
	TOUBAKOURA	YOROSSO	ANSONGO	TONKA
		ZEBELA	BOUREM	DIRE
		ZEGOUA	GAO-COMMUNE	
			MENAKA	

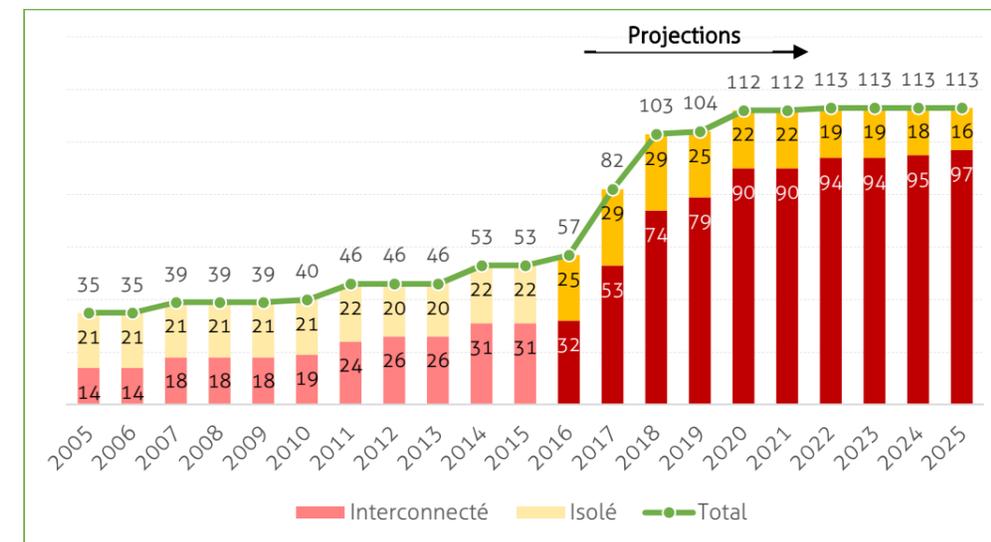
Réseau interconnecté
 Centre isolé
 Non prévue contractuellement RI
 Non prévue contractuellement CI

En 15 ans (2001-2015), EDM-S.A. a élargi ses activités de service public d'électricité dans 26 nouvelles localités, portant ainsi à 53, le nombre de localités alimentées en électricité par la société en 2015. Cependant, 9 de ces localités ne font pas partie de son périmètre concédé. Il s'agit des localités de Baguineda, Dio, Kambila, Kati, Sanankoroba, Tienfala, Konobougou, Pelengana, Sebourgou. Ainsi, en 2015, 53 localités du périmètre restaient encore à être électrifiées pour qu'EDM-S.A. soit en conformité avec son engagement contractuel.



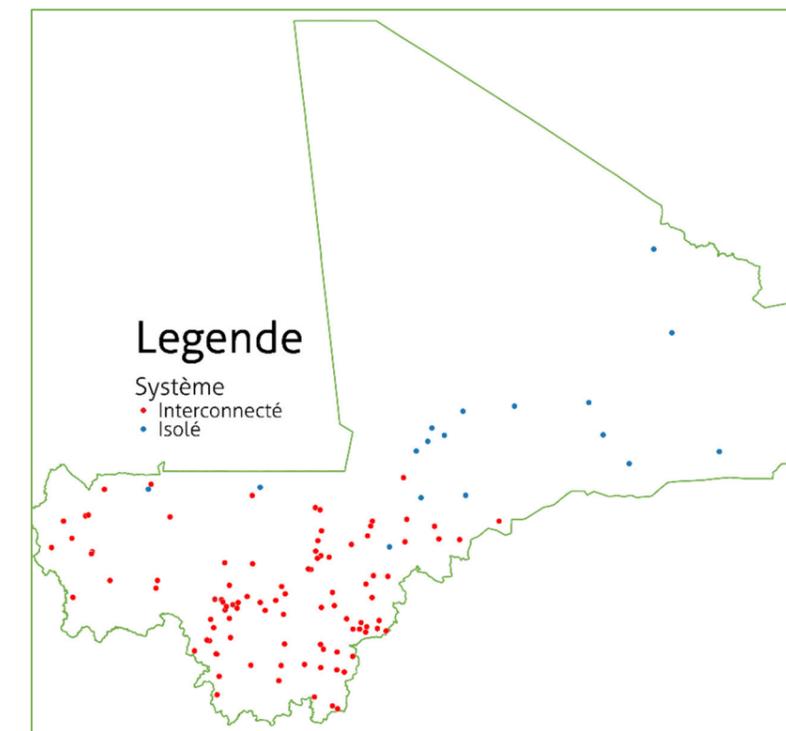
Source: A partir de données EDM-S.A. (2015)
Figure 2: Localités d'intervention d'EDM-S.A. - 2015

Perspectives



Source : A partir de données EDM-S.A. et du MEF-ELEC
Figure 3: Evolution du nombre de localités alimentées par EDM-S.A.

Afin de prévoir la demande future en électricité, le Modèle Economique et Financier (MEF-ELEC) intègre une hypothèse d'évolution du périmètre qui tient aussi bien compte de l'année d'électrification ou de raccordement des localités au réseau que de taux de couverture. Sur la base du modèle, il est prévu une forte augmentation du nombre de localités électrifiées entre 2015 et 2018 (environ 15 localités/an).



Source: A partir de données INSTAT (2013), EDM-S.A. (2015) et MEF-ELEC
Figure 4: Localités d'intervention d'EDM-S.A. - 2025

Le nombre total de localités électrifiées atteindra 113 à partir de 2022, soit une augmentation de 109,2% par rapport au niveau de 2015. Ce niveau sera maintenu jusqu'en 2025. Le nombre de localités interconnectées sera alors de 97, contre 16 pour les centres isolés.

113

localités seront alimentées en électricité d'ici 2025, dont 97 en RI et 16 en CI

60

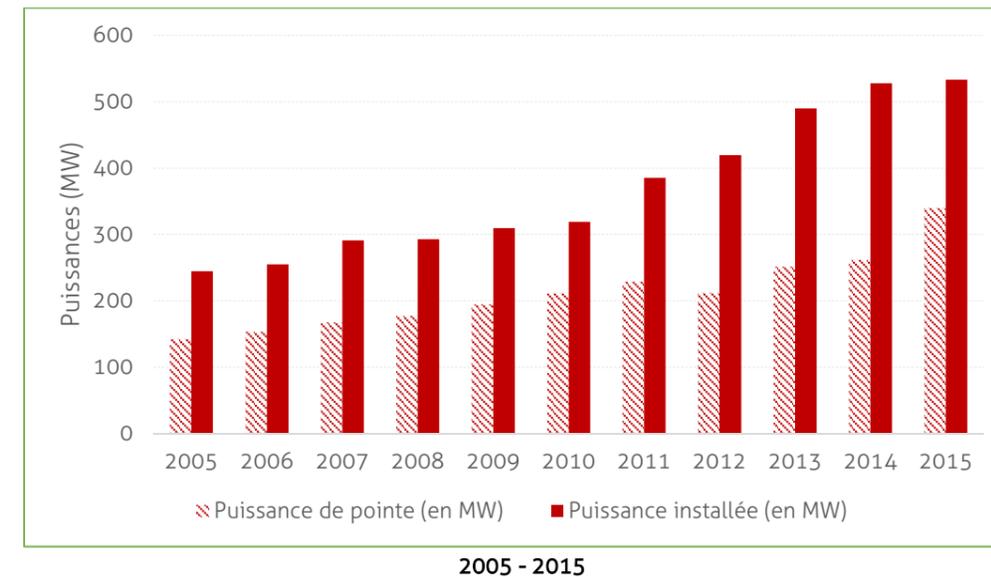
nouvelles localités seront électrifiées d'ici 2025

Electricité

Puissance

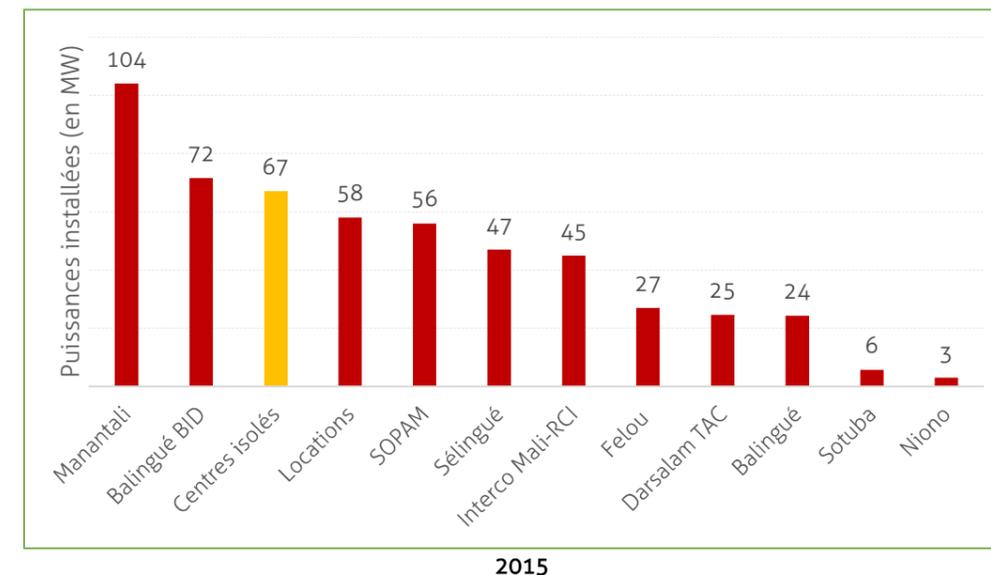
- *Aperçu*
- *Perspectives*

Aperçu



533 MW
de puissance électrique installée en 2015

8,1%
de croissance moyenne annuelle de la puissance installée sur 10 ans



Une puissance de pointe de **340 MW** en 2015

La puissance de pointe croît en moyenne de **9,1%/an**

Source : A partir de données EDM-SA.

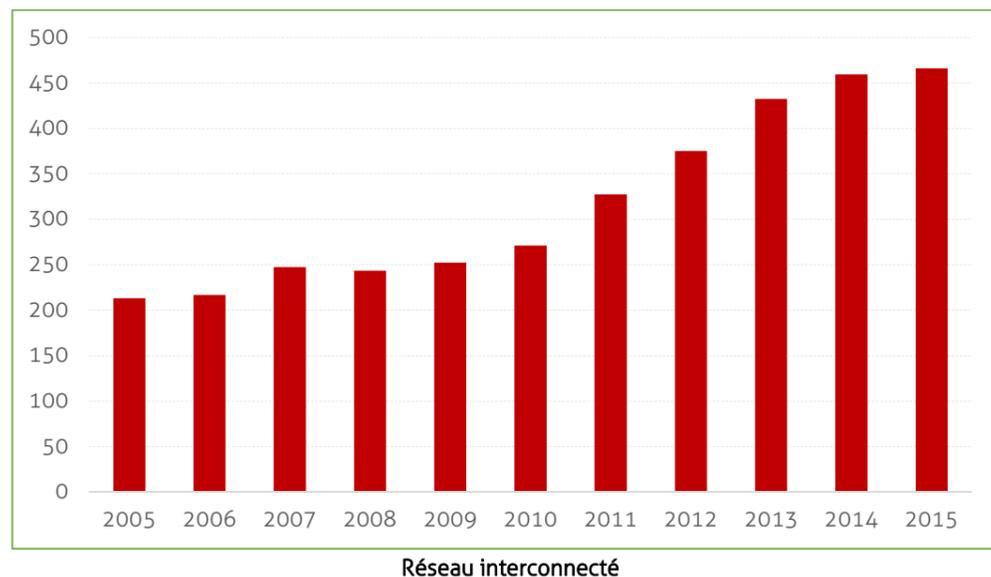
Figure 5: Puissances installées et puissance de pointe, (en MW), 2005-2015

La puissance installée a connu une croissance significative entre 2005 et 2015. Elle est passée de 244,72 MW à 528,08 MW, soit une croissance moyenne annuelle de 8,1% (8,14% sur le réseau interconnecté et 7,82% pour les centres isolés). Quant à la puissance de pointe¹, elle a affiché un taux de croissance de 9,1%/an, passant de 142 MW à 340 MW. Le facteur de charge² moyen sur la période a été de 58,19%. L'évolution de la puissance installée (213,17 MW en 2005 – 466,21 MW en 2015) sur le réseau interconnecté a surtout été marquée par l'introduction des centrales thermiques Balingué BID (48,6 MW

¹ La plus grande puissance appelée par le réseau au cours d'une année

² Rapport entre la puissance de pointe et la puissance installée

puis 71,6 MW en 2015) et SOPAM (56 MW) en 2011, de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire (30 MW) en 2012 et de la centrale hydroélectrique de Felou (64,5 MW) en 2013. Par ailleurs, les achats d'énergie (à court terme) avec les pays voisins (Mauritanie, Sénégal) et/ou la location de sources de production avec des producteurs indépendants d'électricité (Aggreko, APR, etc.) ont également contribué à cette évolution.



Le réseau interconnecté concentre **87%** de la puissance installée



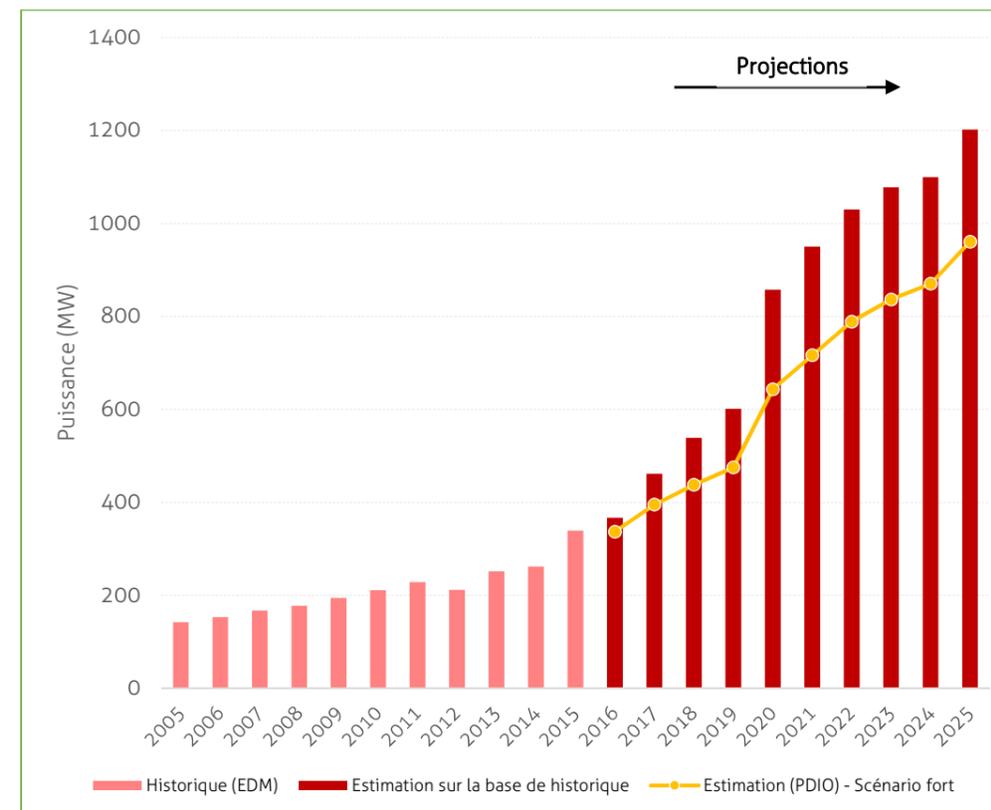
Baisse de la puissance installée dans les CI suite au raccordement de **Sikasso** et **Koutiala** en 2012 au réseau interconnecté

Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 6 : Puissances installées, par région et par système, (MW), 2005-2015

Quant aux centres isolés, la puissance installée dans ces dernières (31,55 MW en 2005 – 66,97 MW en 2015) a évolué en fonction du renforcement des sources existantes, de l'électrification de nouvelles localités ou du raccordement de certaines villes au réseau interconnecté. L'évènement le plus notable dans ces centres, lors de ces dix dernières années, a été sans doute le raccordement des villes de Koutiala et de Sikasso au réseau interconnecté en 2012. Depuis, elle a connu de nouvelles hausses avec notamment le renforcement des capacités installées à Bandiagara et San en 2013 et celle de Gao en 2014. Cette tendance s'est inversée en 2015 avec le raccordement de la ville de Niono au RI.

Perspectives



Source : A partir de données EDM-S.A. et du PDIO

Figure 7 : Puissance de pointe sur le réseau interconnecté, (en MW), 2005-2025

Une puissance de pointe de **906 MW** attendue pour 2025

Les estimations prévoient une hausse de **10,6% par an** de la puissance de pointe sur les dix prochaines années

Tableau 2 : Nouvelles puissances installées sur le RI (MW), 2015 - 2025

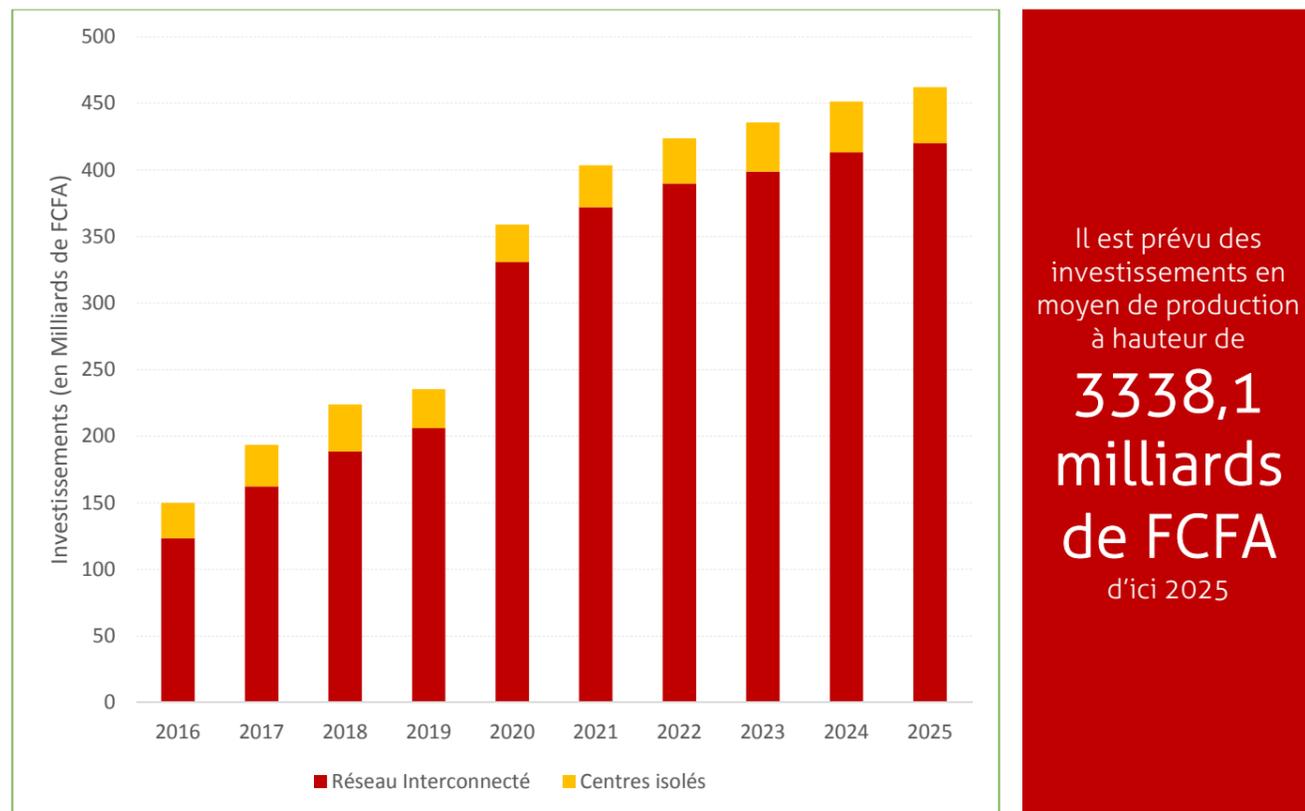
Source	Type	Puissance installée (MW)	Année de mise en service
Kené	Hydroélectrique	34	2019
Sotuba II	Hydroélectrique	6	2019
Gouina	Hydroélectrique	44,4*	2019
Markala	Hydroélectrique	13,5	2020
Talo	Hydroélectrique	2	2020
Koukoutamba	Hydroélectrique	74*	2022
Boureya	Hydroélectrique	26*	2023
Badoumbe	Hydroélectrique	70	2025
Bagoé II	Hydroélectrique	36	2025
Albatros	Thermique	92	2017
Extension BID	Thermique	23	2016
Centrale HFO	Thermique	200	2020
Interco. Mauritanie	Importation	48	2017
Interco. Cote d'Ivoire	Importation	130	2018
Interco. Guinée	Importation	200	2022
Interco. Ghana	Importation	100	2025
Kita	Photovoltaïque	50	2017
Ségou	Photovoltaïque	33	2017
Kati	Photovoltaïque	40	2018
Sikasso	Photovoltaïque	50	2018
Total	-	1271,9	-

Source : A partir du PDIO

* Quantité correspondant à la part du Mali dans l'ouvrage OMVS

Selon le Plan Directeur d'Investissements Optimaux (PDIO) établi par la DNE (couvrant la période 2015-2032), une puissance additionnelle de 1 271,9 MW sera installée sur le réseau interconnecté d'ici à 2025, portant ainsi la capacité de production raccordée au RI à 1 609,41 MW. Le mix de puissance sera alors composé de sources hydroélectriques à hauteur de 30,44%, suivies par les importations qui en représenteront 29,7%, par les sources thermiques avec une part de 29,11% et enfin par les sources photovoltaïques qui en constitueront 10,75%. Ainsi en 2025, l'offre sera largement suffisante pour couvrir la demande qui culminera à 906 MW en 2025, à la suite d'une croissance moyenne de 10,6%/an.

La réalisation de ces nombreux ouvrages nécessitera d'importants investissements. La figure ci-dessous présente la répartition de ces investissements par annuités.



Source : A partir du PDIO

Figure 8 : Investissements futurs dans le segment de la production, par annuités, (en Milliards de FCFA), 2016-2025

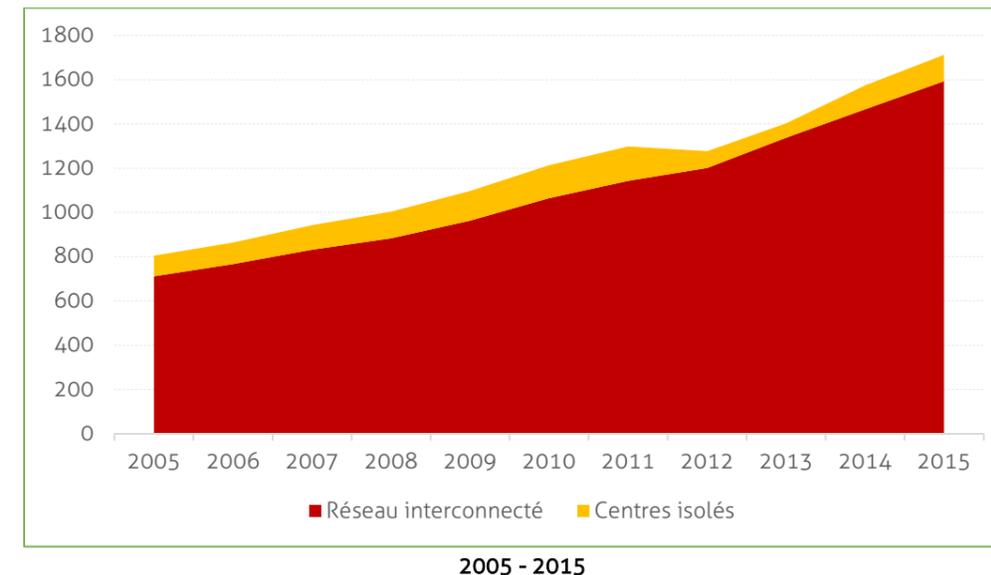
Cumulés, ces investissements devraient s'élever à un montant de 3338,1 milliards de FCFA d'ici 2025, soit en moyenne 333,8 milliards de FCFA par an. Ce montant est reparti comme suit : 90%, soit 3005,4 milliards de FCFA pour le renforcement de l'offre sur le réseau interconnecté et 10%, soit 332,7 milliards de FCFA pour l'augmentation du parc de production dans les centres isolés.

Electricité

Production

- *Aperçu*
- *Tendances et cycles*
- *Perspectives*

Aperçu

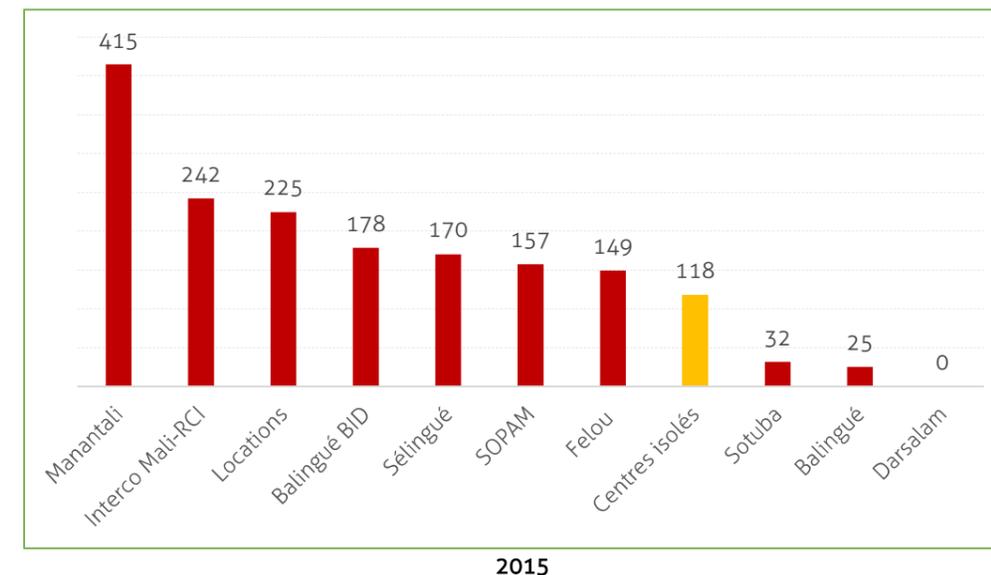


1 712
GWh
d'énergie produite en
2015

En moyenne,
90,5%
de l'énergie était
destinée au Réseau
interconnecté

Taux de croissance
annuel moyen de
7,84%
entre 2005 et 2015

Depuis sa mise en
service en 2002,
Manantali
est le plus important
contributeur à la
production



Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 9: Production d'énergie, par système et par source, (en GWh), 2005-2015

Avec un taux de croissance annuel moyen soutenu de 7,84%, la quantité d'électricité produite a plus que doublé sur la période 2005 – 2015, passant de 804 GWh à 1 712 GWh. Cette forte croissance s'est cependant atténuée en 2012 en raison de la crise sécuritaire qu'a connu le Mali. Sur la période observée, le réseau interconnecté est resté le principal moteur de la production, avec 90,5% d'énergie concentrée en son sein. En 2015, les sources de production raccordées au réseau interconnecté ont produit 1 594 GWh contre une production de 711 GWh 10 ans plus tôt, soit une croissance moyenne de 8,41%/an. La centrale hydroélectrique de Manantali, à elle seule, a produit 26% de l'énergie véhiculée sur le RI en 2015, faisant d'elle la plus importante source en termes de production. Elle est suivie par l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire et les diverses locations de source de production effectuées par EDM-S.A. afin de répondre à la demande.

Tableau 3 : Evolution de la production d'énergie des CI (2005 - 2015)

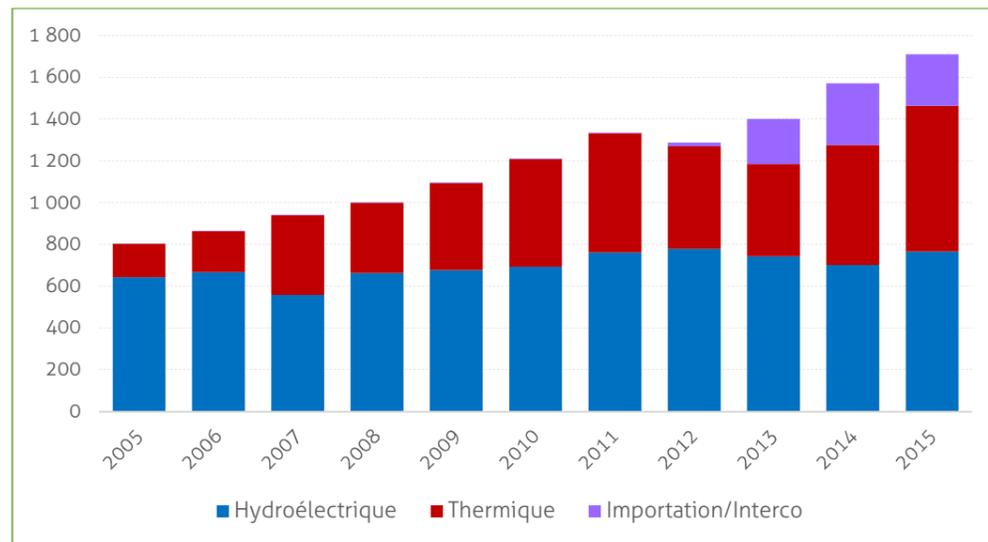
Centres isolés	2005 (GWh)	2015 (GWh)	Taux de croissance (%/an)
Bandiagara	1,07	3,08	11,15
Bankass***	-	1,32	-
Bougouni	4,42	10,07	8,58
Diré	0,78	2,25	11,18
Djenné	1,03	2,68	10,03
Douentza	0,76	2,07	10,54
Gao	11,18	17,89	4,81
Goundam	0,62	1,41	8,56
Kadiolo-Zegoua	1,93	4,40	8,59
Kangaba	0,64	2,42	14,23
Ké-Macina***	-	1,36	-
Kidal*	1,99	-	-100,00
Koro***	-	1,83	-
Koutiala**	11,75	-	-100,00
Mopti	19,30	34,63	6,02
Niafunké	0,76	1,36	5,99
Niono**	5,06	-	-100,00
Nioro	2,73	7,54	10,69
Ouelessebougou	0,54	2,44	16,28
San	3,77	9,17	9,30
Sikasso**	18,98	-	-100,00
Tombouctou	6,05	11,06	6,22
Tominian	0,41	1,30	12,23
Total	93,78	118,27	2,35%

Source : A partir de données EDM-S.A.
* Données non disponibles pour l'année 2015 | ** Localités raccordés au RI
*** Données non disponibles pour l'année 2005

En ce qui concerne la production dans les centres isolés, elle a très peu augmenté durant la décennie 2005 – 2015. Elle est passée de 93,78 GWh à 118,27 GWh, soit une croissance annuelle moyenne de 2,35%. Malgré ce faible taux, certaines localités ont connu d'importantes augmentations de leur production. C'est notamment le cas pour les villes de Bandiagara, Diré, Kangaba, Ouelessebougou et Tominian, qui affichent toutes, une croissance à deux chiffres. Cependant, leur faible poids dans la production des CI a limité leur impact sur la croissance globale. En termes de poids, ce sont surtout les villes de Gao, Mopti et Tombouctou qui ont les plus importantes productions parmi les centres isolés en 2015.

La période observée a également été le témoin

de plusieurs électrifications et raccordements de centres isolés au réseau interconnecté, comme ce fut le cas pour Sikasso et Koutiala en 2012 et Niono en 2014.



Source : A partir de données EDM S.A.

Figure 10: Mix énergétique (en GWh) 2005-2015

Concernant le mix énergétique, il a fortement évolué au fil du temps, passant d'une production largement dominée par l'hydroélectricité en 2005 à une quasi égalité entre les sources thermique et hydroélectrique en termes de contribution.

Une forte progression des importations sur les 5 dernières années

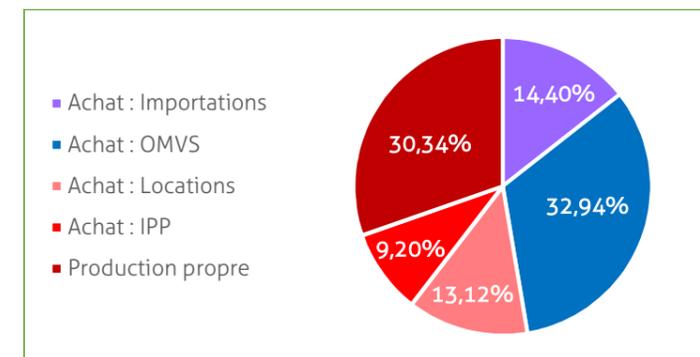
15,79%
de croissance annuelle moyenne de la production thermique

Stagnation de la production hydroélectrique

Tableau 4 : Evolution du mix énergétique (2005 - 2015)

Sources	2005		2015	
	GWh	%	GWh	%
Hydroélectricité	641,52	79,76	765,88	44,80
Thermique	160,83	20,00	699,59	40,78
Importation	1,93	0,24	246,54	14,42
Total	804,29	100	1712,02	100

Source : A partir de données EDM-S.A.

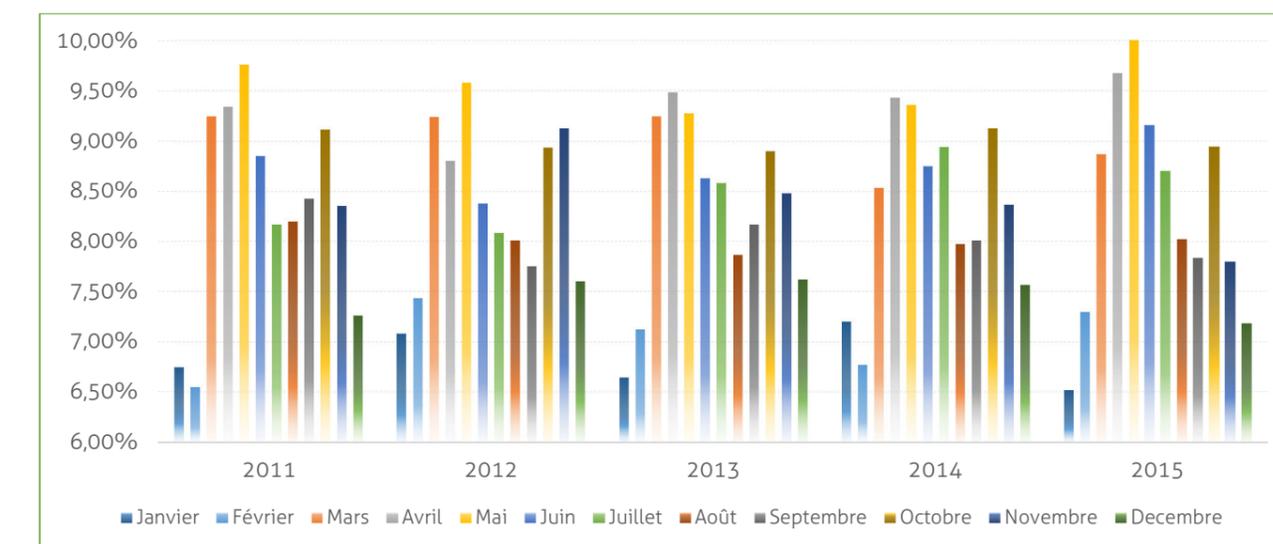


Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 11 : Répartition de l'énergie, par moyen d'acquisition (%), 2015

Enfin, la troisième source de production, à savoir l'interconnexion, a, elle aussi, enregistré une forte croissance à partir de 2012. En 2015, la quantité d'énergie importée s'élevait à 245,54 GWh et représentait 14,42% de la production totale. Avec cette énergie, la part des achats d'énergie s'élevait à 69,66% en 2015 contre 50% en 2005, dénotant ainsi d'une diminution de la part des productions d'énergie à partir des moyens propres à EDM-S.A. Par ailleurs, 13,12% des achats s'est faite dans le cadre de location de centrales et le reste (56,54%) auprès de la SOGEM, de la CIE et du producteur indépendant SOPAM.

Tendances et cycles

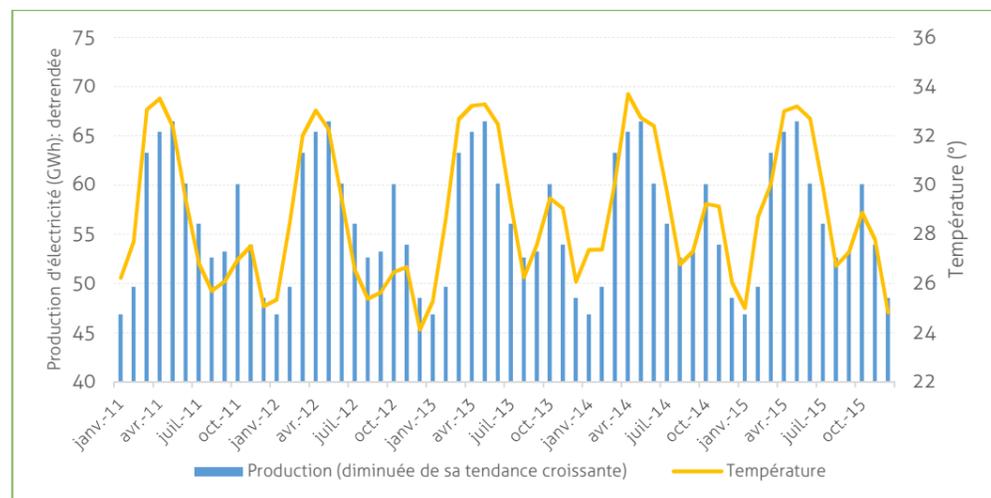


Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Aoû.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
6,83%	7,03%	9,03%	9,34%	9,60%	8,75%	8,49%	8,01%	8,04%	9,00%	8,43%	7,44%

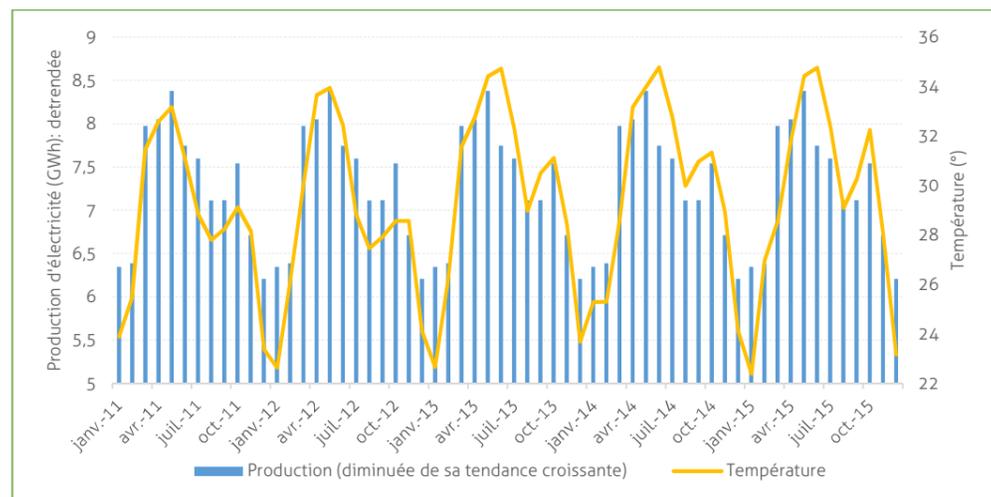
Source : A partir de données EDM S.A.

Figure 12: Répartition de la production annuelle, par mois (moyennes, en %), 2011-2015

La répartition de l'énergie produite suivant les mois dénote clairement de l'existence d'un cycle, qui est fonction du climat. Ainsi, on peut observer que les mois les plus énergivores sont Mars, Avril et Mai qui, en moyenne, concentrent chacun plus de 9% de la production annuelle d'énergie. Ces trois mois, correspondant au principal pic de chaleur, sont suivis d'une baisse de la production d'énergie jusqu'à la seconde vague de chaleur, au mois d'Octobre (9,00% de la production annuelle).



Réseau interconnecté



Centres isolés

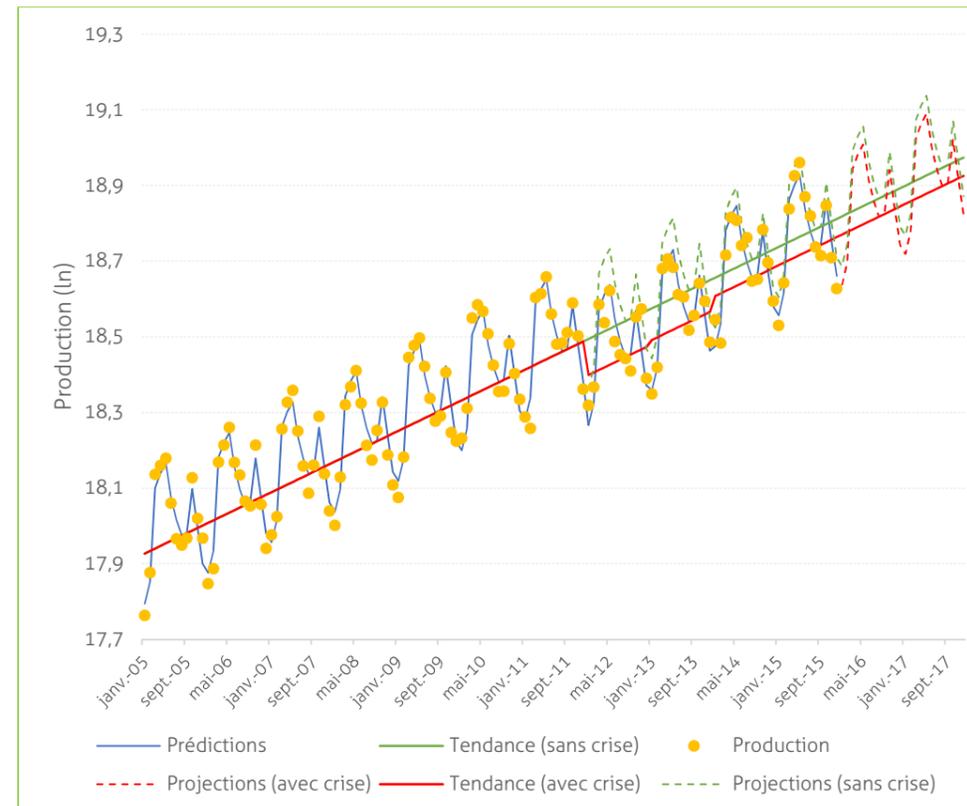
Source : A partir de données EDM-S.A. et NASA (<http://power.larc.nasa.gov>)

Figure 13 : Production d'énergie (GWh) et température moyennes (en °), 2005-2015

La figure ci-dessus représente l'évolution de la température et celle de la production d'énergie (diminuée de sa tendance croissante) sur le réseau interconnecté et dans les centres isolés. Les tendances observées permettent de quantifier la corrélation existante entre ces deux éléments. Cette corrélation se traduit par une élasticité de la production d'énergie à la variation de la température qui est de 0,972 pour le réseau interconnecté et de 0,784 pour les centres isolés.

Elasticité de la production d'énergie à la variation de température :
0,784 (CI) et
0,972 (RI)

Température moyenne de **29°** sur le RI en 2015, contre une moyenne de **29,52°** dans les centres isolés



Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 14 : Energie produite par mois : tendance et cycle, 2005-2017

Tableau 5 : Effets fixes mensuels (%)

Janvier	Février	Mars	Avril
-12,39	-7,65	17,43	21,26
Mai	Juin	Juillet	Août
23,51	12,02	4,87	0
Septembre	Octobre	Novembre*	Décembre
0	11,59	0	-9,74

Source : A partir de données EDM S.A.
 Estimations à partir de la série 2005-2015
 *: mois de référence

L'analyse des volumes mensuels de production permet de faire ressortir une croissance mensuelle de 0,68%, soit 8,44% de hausse par an.

Cette tendance a été marquée par la crise de l'année 2012 qui a conduit à une baisse de 9,10% de la production par rapport à sa tendance de long terme. Malgré un retour progressif à la normale dans les années qui suivirent, la nouvelle tendance était encore, en 2015, inférieure de 4,82% par rapport à la tendance historique.

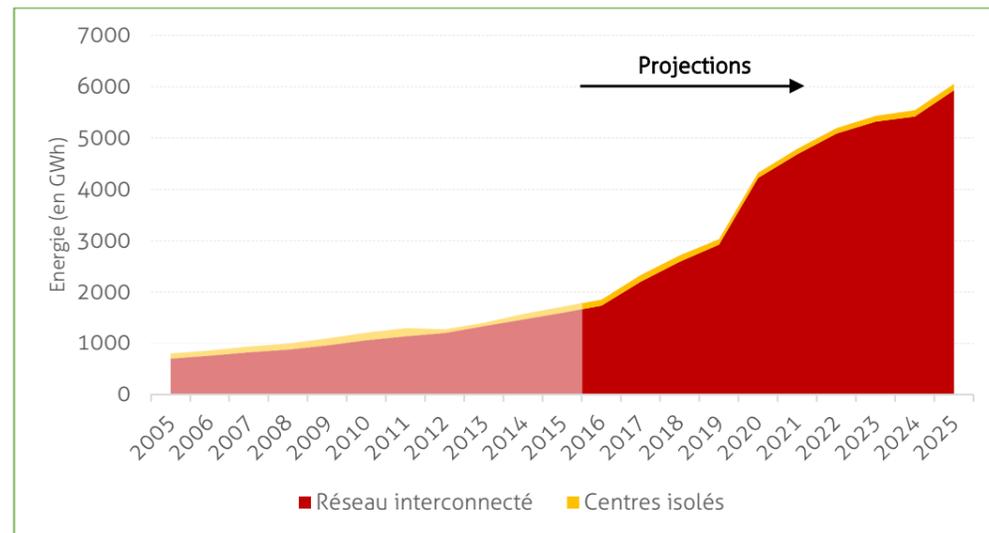
La décomposition de la production selon les mois permet également de déterminer les effets fixes de chaque mois, c'est-à-dire l'écart entre la production mensuelle et la moyenne attendue. Ainsi, la production de Janvier est en moyenne de 12,39% inférieure à la valeur moyenne attendue et celle de Mai, de 23,51% supérieure.

En se basant sur cette modélisation, il est possible de faire des prévisions par rapport aux pointes futures, selon certaines hypothèses. Pour 2016 par exemple, en supposant qu'il n'y aura pas de déviation par rapport à 2015, le modèle prévoit une production totale de 1 856,6 GWh avec une répartition lors de la pointe comme suit : Mars (168,9 GWh), Avril (175,6 GWh) et Mai (180,04 GWh).

Tendance normale :
 croissance de
8,44%
 /an

180 GWh
 de production
 attendue en mai
 2016

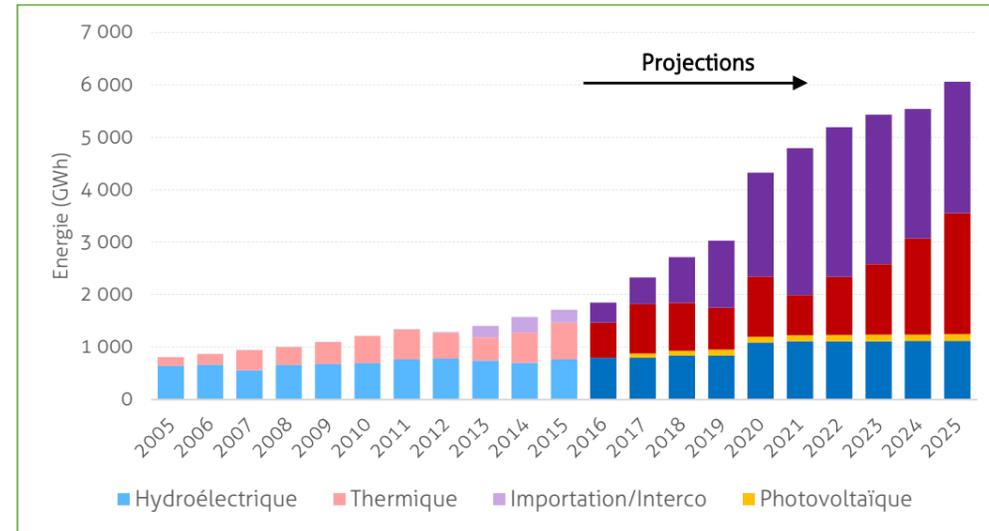
Perspectives



Par système

6 057 GWh
de production d'énergie prévue pour 2025

98%
de l'énergie sera concentrée sur le Réseau interconnecté



Par source

Une hausse attendue de **254%** de la production d'énergie d'ici 2025

Une forte augmentation de la production thermique et des importations d'énergie entre 2020 et 2025

Source : A partir de données EDM-S.A. et du MEF-ELEC

Figure 15 : Production d'énergie, par système et par source, (en GWh), 2005-2025

Tableau 6 : Mix énergétique (%), 2015-2025

Centre	2015	2020	2025
Hydroélectricité	44,80	25,05	18,43
Photovoltaïque	-	2,64	2,13
Thermique	40,78	26,46	38,11
Importation	14,42	45,84	41,33
Total	100,00	100,00	100,00

Source : A partir de données EDM S.A. et tirées du MEF-ELEC

Tableau 7 : Taux de croissance de la production (%/an), 2005-2025

Centre	RI	CI	Total
2005-2010	8,38	9,75	8,55
2010-2015	8,43	-4,56	7,14
2015-2020	21,53	-3,91	20,35
2020-2025	7,03	4,87	6,98

Source : A partir de données EDM S.A. et tirées du MEF-ELEC

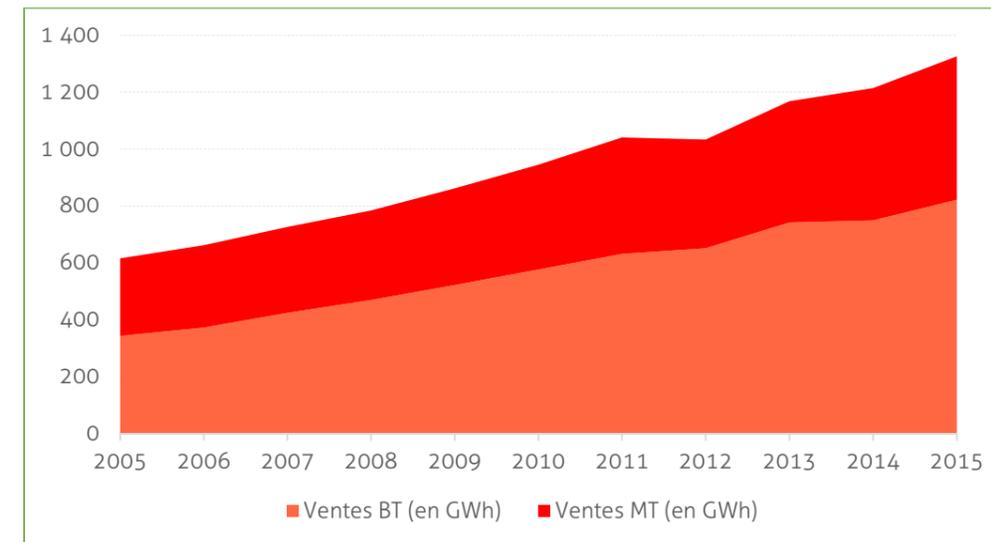
Sur la base des hypothèses retenues dans le modèle économique et financier, la production d'énergie devrait passer de 1 712 GWh en 2015 à 6 058 GWh en 2025, soit une croissance moyenne de 13,48%/an. La production dans les centres isolés évoluera très peu dans les prochaines années et ne représentera plus que 2% de la production totale en 2025 contre 98% pour la production sur le RI. Les importations d'énergie et les productions à partir de sources thermiques connaîtront une forte augmentation entre 2020 et 2025. Toutefois, dès l'an 2019, les interconnexions se positionneront comme la première source d'énergie avec une part de 42,32% et se maintiendront à cette position jusqu'en 2025.

Electricité

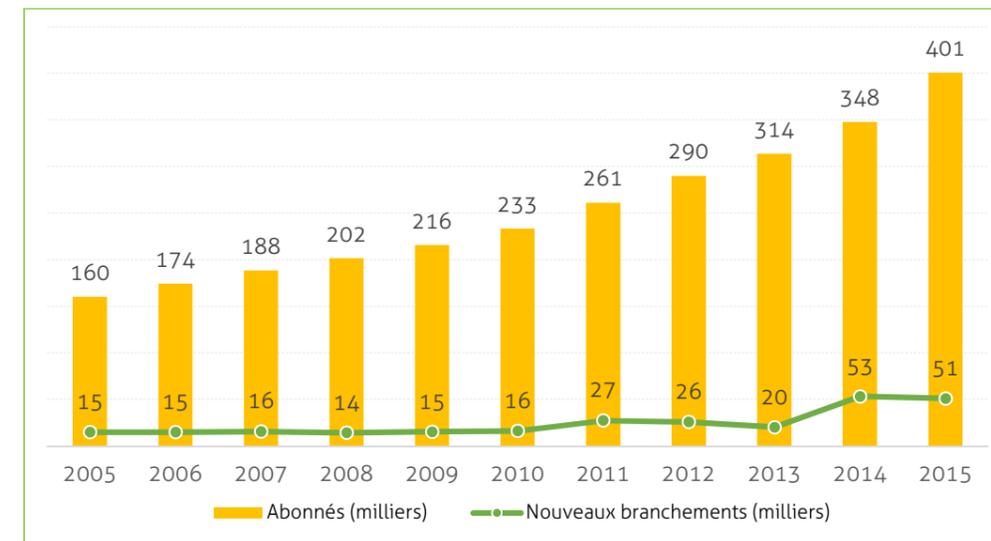
Demande

- *Aperçu*
- *Perspectives*

Aperçu



EDM-S.A. a facturé
1 327
GWh
 d'énergie en 2015 et
 comptabilisait
400 690
abonnés
 dans son périmètre



Entre 2005 et 2015,
 les ventes d'énergie
 ont augmenté en
 moyenne de
7,96%
 par an

Sur la même période,
 la clientèle a connu
 une croissance
 moyenne de
9,6%/an

Source : A partir de données EDM-S.A.

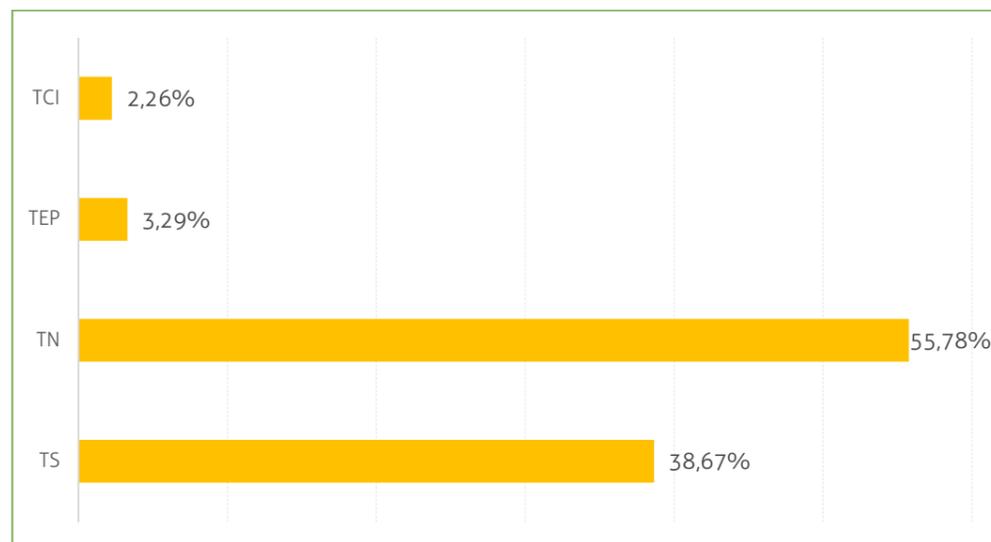
Figure 16: Nombre d'abonnés et ventes d'énergie (en GWh), 2005-2015

En 2015, la société EDM-S.A. desservait 400 690 abonnés contre 160 200 en 2005. Au cours des 10 dernières années, le nombre d'abonnés a cru en moyenne de 9,60% par an. Il a principalement été tiré par les abonnés Basse Tension (BT) qui représentent 99,51% de la clientèle d'EDM-S.A. en 2015.

Cette forte croissance a été soutenue par un nombre important de nouveaux branchements effectués chaque année.

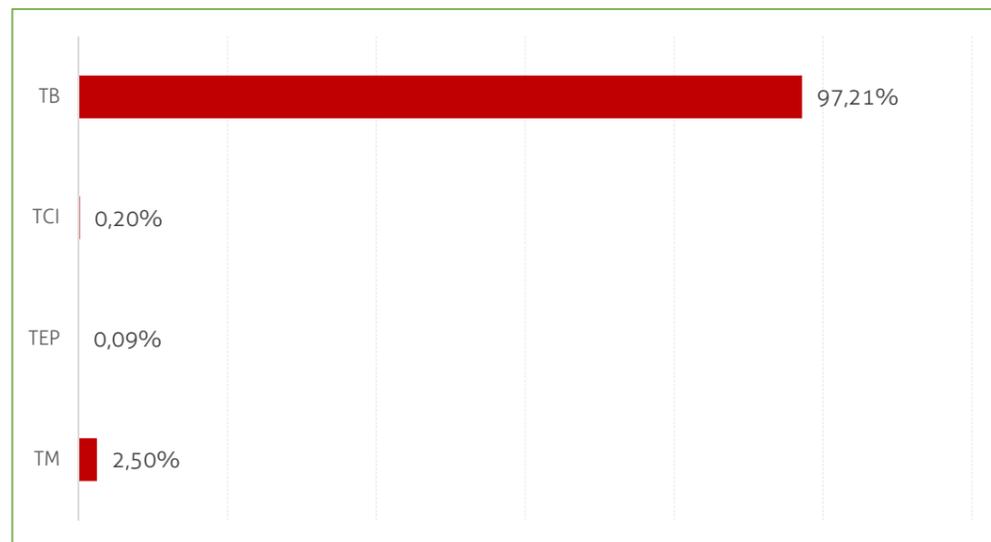
Entre 2005 et 2010, ce nombre a oscillé entre 14 000 et 16 000, mais depuis 2010 il progresse de façon significative. En 2015, il avoisinait 51 000. Entre 2005 et 2015, la quantité d'énergie vendue est passée de 616,23 GWh à 1 327 GWh, soit une croissance annuelle moyenne de 7,96%. En 2015, l'énergie facturée aux abonnés BT s'élevait à 821,94 GWh (62% des ventes totales) contre 504,72 GWh (38% des ventes

totales) aux abonnés Moyenne Tension (MT). En termes de consommation d'énergie, les abonnés MT ont une part importante, malgré leur faible représentation en nombre.



Ventes en BT

En 2015,
53,87%
des ventes en BT ont été réalisées auprès des clients de la tranche tarifaire « Tarif Normal »



Ventes en MT

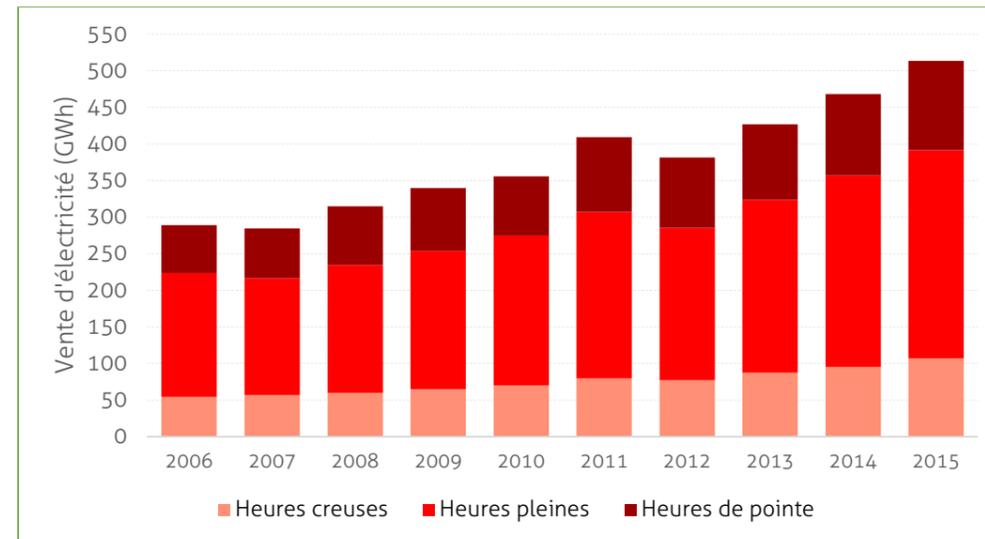
Les ventes d'énergie en Moyenne Tension se sont élevées à
504,72 GWh
en 2015, soit 38% de l'énergie facturée

Source : A partir de données EDM-S.A.
TCI : Tarif consommation interne | TEP : Tarif éclairage public | TN : Tarif normal | TS : Tarif social

Figure 17: Répartition des ventes d'énergie, par tranche tarifaire, (en %), 2015

Les abonnés de la catégorie « Tarif Normal » représentent plus de la moitié des ventes, à savoir 53,87%. Quant aux abonnés de la catégorie « Tarif Social », leur part s'élève à 38,05%. Le reste des ventes est réparti entre l'éclairage public (3,29%), la consommation interne des sites de production (2,26%) et le personnel de la société (2,53%).

En 2015, La majorité des ventes en MT a été réalisée auprès des clients « Tarif Binôme » (97,21%). La répartition entre les tranches horaires (figure 18) était comme suit : 20,5% en heures creuses (entre 00h et 6h), 54,76% en heures pleines (entre 6h et 18h) et 21,95% en heures de pointe (entre 18h et 24h).

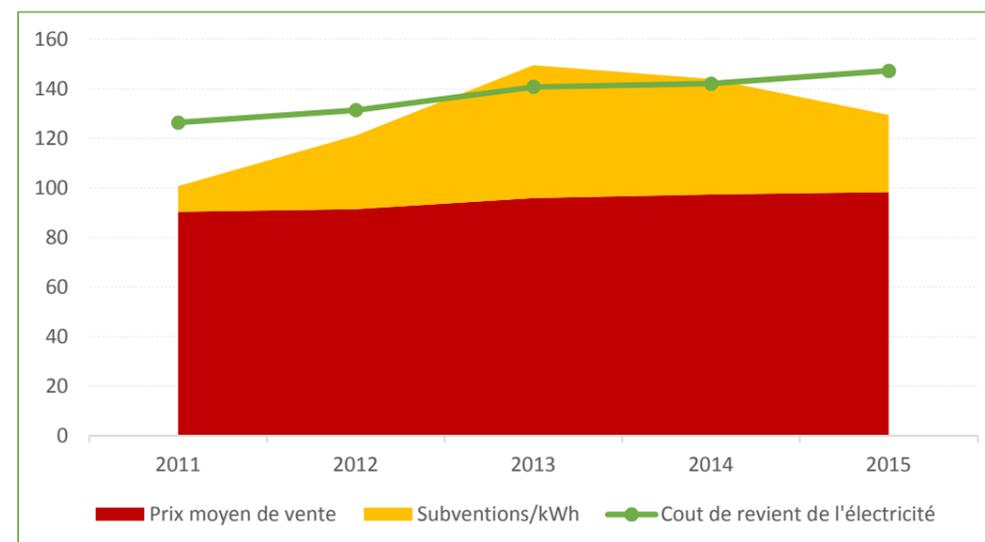


Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 18: Répartition des ventes d'énergie, par tranche horaire, (en GWh), 2015

La catégorie tarifaire « Tarif Binôme » concentre
97,21%
des ventes réalisées en MT

Le prix moyen de l'électricité a été de 98,3 FCFA par kWh en 2015 contre 85,9 FCFA en 2005, soit une croissance annuelle moyenne de 1,35%. Sur la période observée, ce prix est resté en deca du cout de revient³ du kWh. En 2005, ce cout était de 96 FCFA/kWh et a connu une croissance moyenne de 4,38% par an, atteignant en 2015, 147,3 FCFA/kWh. Les subventions accordées par l'état malien depuis 2011 ont permis d'amoinrir le gap entre le cout de revient et le prix moyen, voire le combler, comme ce fut le cas en 2013 et 2014.



Source : A partir de données EDM-S.A.
2011 est l'année de séparation des deux secteurs (Eau et Electricité)

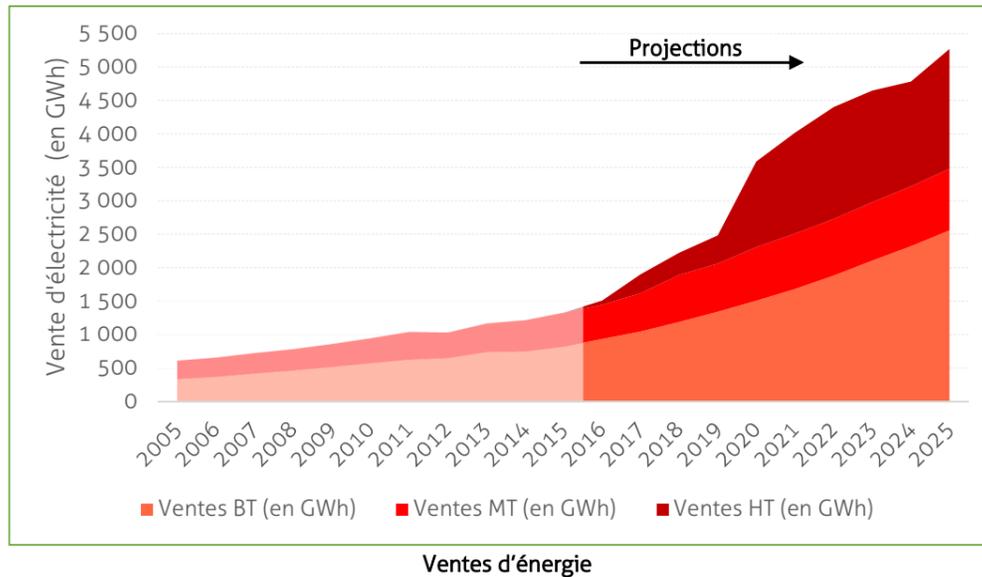
Figure 19: Coût de revient, prix moyen et subventions, (en FCFA/kWh), 2011 - 2015

En 2015, le prix moyen de l'électricité s'est élevé à
98,3 FCFA/kWh
contre un cout de revient de 147,3 FCFA/kWh. L'Etat Malien a subventionné ce prix à hauteur de 31,2 FCFA par kWh

³ Le cout de revient de l'électricité est le cout supporté par EDM-S.A. pour fournir de l'électricité à ses clients. Ce cout par kWh est différent du prix moyen d'équilibre du secteur. Ce dernier garantit l'équilibre économique et financier du secteur sur une période donnée et est relativement plus faible que le cout de revient.

Perspectives

Sur la base des hypothèses retenues dans le MEF-ELEC, les ventes d'énergie atteindront 5 270 GWh en 2025, soit près du quadruple du niveau de 2015. Il est prévu une forte croissance annuelle de 14,79% qui sera largement tirée par les clients BT et les clients Haute Tension « HT ». En effet, dans les années à venir, le modèle prévoit un raccordement progressif d'usagers HT (gros consommateurs d'énergie : industries, mines, etc.) au réseau interconnecté. Ceux-ci devraient représenter 34% des ventes à l'horizon 2025, contre 48,6% pour les ventes BT et 17,4% pour celles en MT.



Les ventes d'énergie s'élèveront à

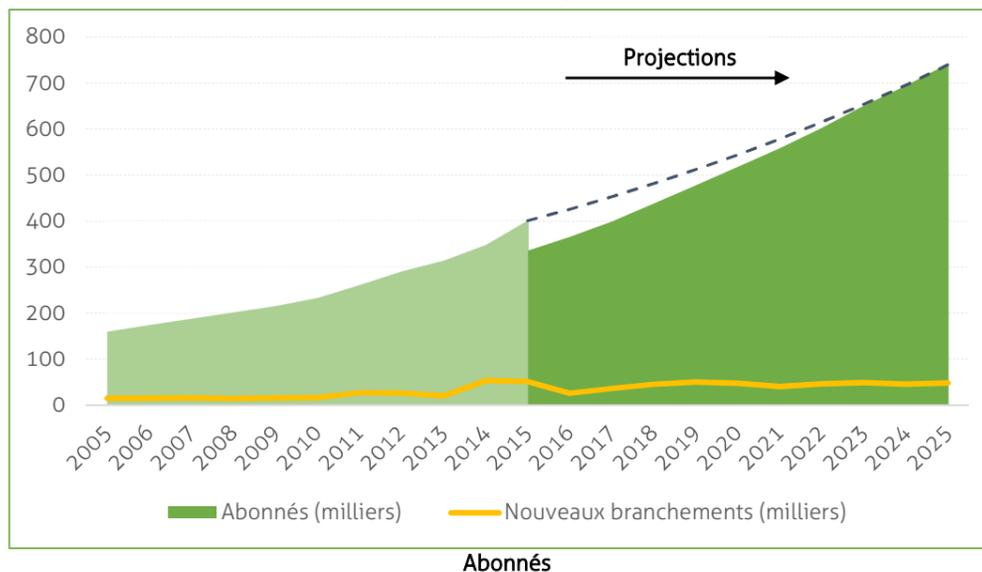
5 270
GWh

en 2025

Apparition d'une consommation HT dans les années à venir qui représentera

34%

des ventes en 2025



Selon les hypothèses retenues, le nombre d'abonnés devrait s'élever à

739 842

abonnés en 2025

Apparition d'un écart entre l'évolution prévue du nombre d'abonnés et l'évolution observée

Source : A partir de données EDM-S.A. et de MEF-ELEC

Figure 20: Nombre d'abonnés et vente d'énergie (en GWh), 2005-2025

En ce qui concerne le nombre d'abonnés, il connaîtra une croissance beaucoup moins soutenue que pour les ventes, ce qui devrait se traduire par une augmentation de la consommation moyenne par abonnés. Entre 2015 et 2025, la clientèle affichera un taux de croissance annuelle de 6,32% qui fera passer le

nombre d'abonnés de 400 690 à 739 842. Cette croissance n'affectera pas significativement la répartition de la clientèle entre les catégories. Les clients BT demeureront majoritaires avec plus de 99,74% de part en 2025. Quant aux clients MT, leur nombre devrait avoisiner 1 900 tandis que les clients HT devraient être au nombre d'une douzaine.

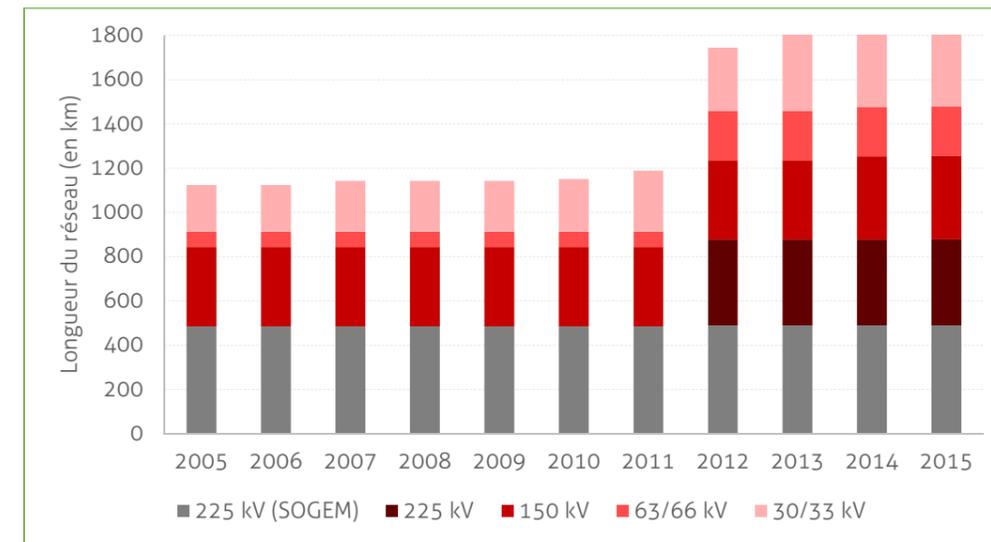
L'hypothèse retenue pour le nombre de nouveaux branchements, prévoit un retour à la normale de celui-ci en 2016 suivi par une augmentation progressive. Il devrait être de 48 153 en 2025. Cependant, les dernières performances d'EDM-S.A. en matière de nouveaux branchements ont largement dépassées les prévisions. En maintenant ce rythme, il apparaîtra une nouvelle tendance de l'évolution du nombre d'abonnés qui pourrait diverger de la tendance prévue.

Electricité

Réseau

- *Aperçu*
- *Performances*
- *Perspectives*

Aperçu



Evolution de la taille du réseau avec un taux de croissance moyen de **5,90%** par an, atteignant **8 261 km** en 2015



Mise en service en 2012 de la nouvelle ligne 225 kV, longue de **389 km** et interconnectant les réseaux électriques malien et ivoirien

Source : A partir de données EDM-S.A. et du rapport d'Etude de l'intégration de la centrale Albatros au réseau OMVS
Figure 21: Taille du réseau, par niveau de tension, (en km), 2005-2015

Tension de ligne (kV)	2005 (km)	2015 (km)	Taux de croissance (%/an)
225**	484,7	488,6	0,0%
225	0,00	390	0,09%*
150	359	377	0,48%
63/66	68,50	223,40	12,55%
30/33	211,80	376,40	5,92%
15	1 122,46	2 010,10	6,00%
<15	2 894,19	4 884,50	5,37%
Total	4 655,95	8 261	5,90%

Source : A partir de données EDM-S.A.
* Taux de croissance entre 2012 et 2015
** Lignes du réseau OMVS

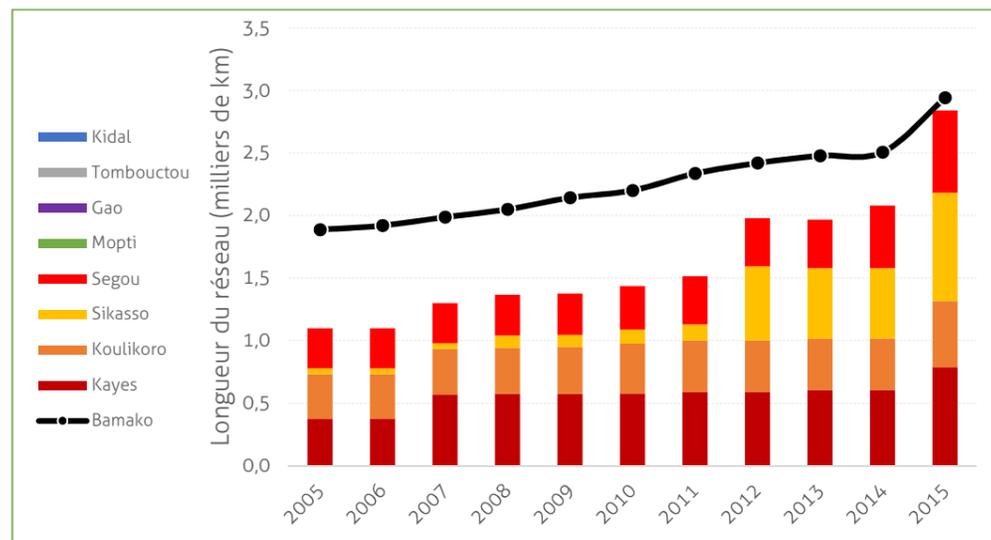
Le réseau électrique malien peut être séparé en deux composantes :

-le réseau de transport et de répartition, regroupant les lignes haute et moyenne tension. Il englobe les lignes 225 kV, 150 kV, 63 kV, 66kV, 33 kV et 30kV ;

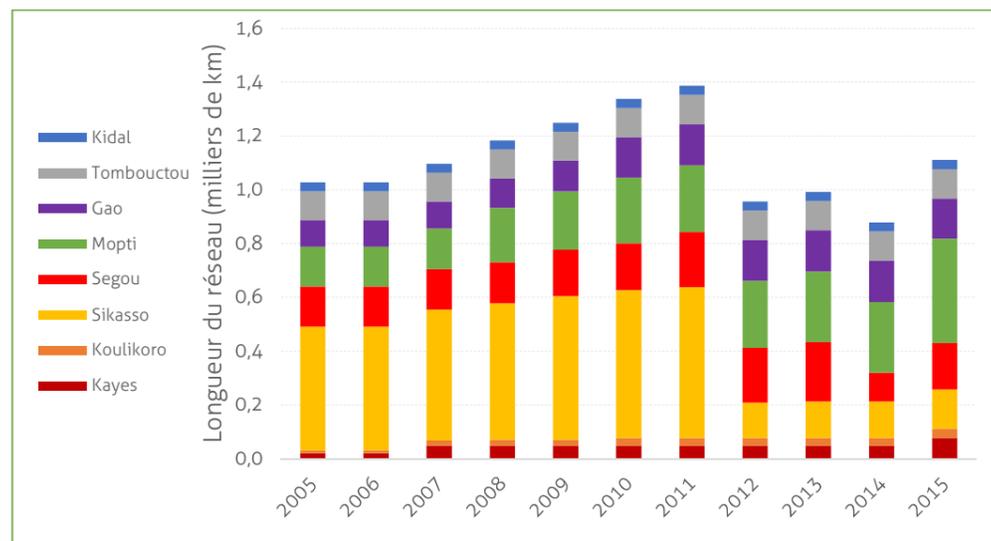
-le réseau de distribution, qui regroupe les lignes d'une tension inférieure ou égale à 15 kV.

D'une manière générale, la taille du réseau a connu une croissance moyenne de 5,90% par an entre 2005 et 2015. Elle est passée de 4 656 km à 8 261 km.

Cette croissance moyenne cache toutefois une certaine disparité entre les différents niveaux de tension. Les lignes de la distribution ont connu une forte croissance ces dernières années, mais qui reste en deçà de celle des lignes de 63 kV qui ont enregistré la plus forte croissance (12,55%/an). Ceci est attribuable à la mise en service de la ligne 63 kV reliant Segou, Markala et Niono en 2012. L'année 2012 fut également marquée par le renforcement du réseau de transport haute tension, avec la mise en service de la ligne 225 kV interconnectant le Mali et la Côte d'Ivoire. En 2015, le réseau de distribution a connu une hausse notable avec 1 426,2 km de lignes supplémentaires, principalement due à l'extension du réseau des villes de Bamako, Koutiala, Ségou et Sikasso.



Localités du RI (Bamako et hors Bamako)



Localités des CI

Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 22: Taille du réseau de distribution (BT et MT), par région, par systèmes, (en km), 2005-2015

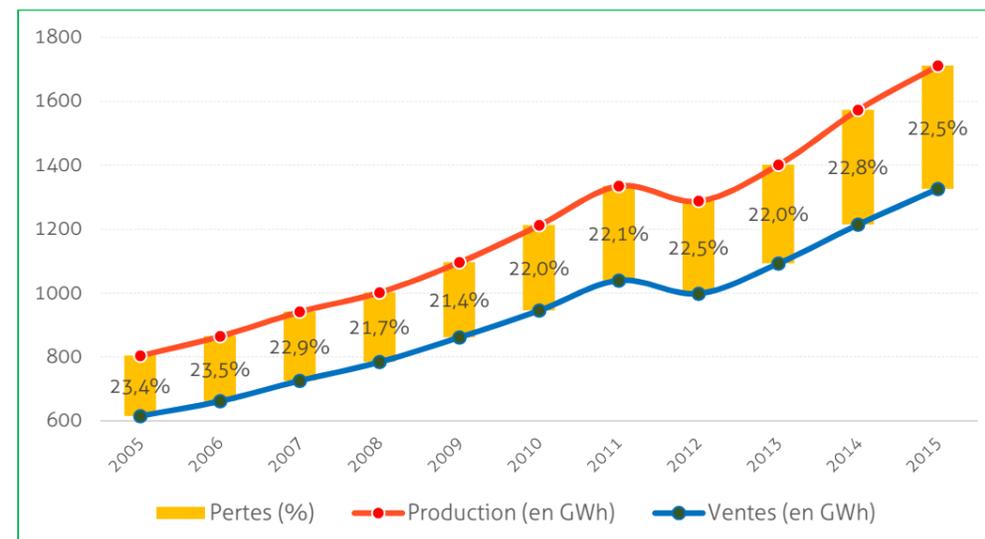
En 2015,
84%
du réseau de distribution était interconnecté

Le District de Bamako concentre
42,7%
de tout le réseau de distribution

1 426 km
de lignes supplémentaires ont été mis en service en 2015

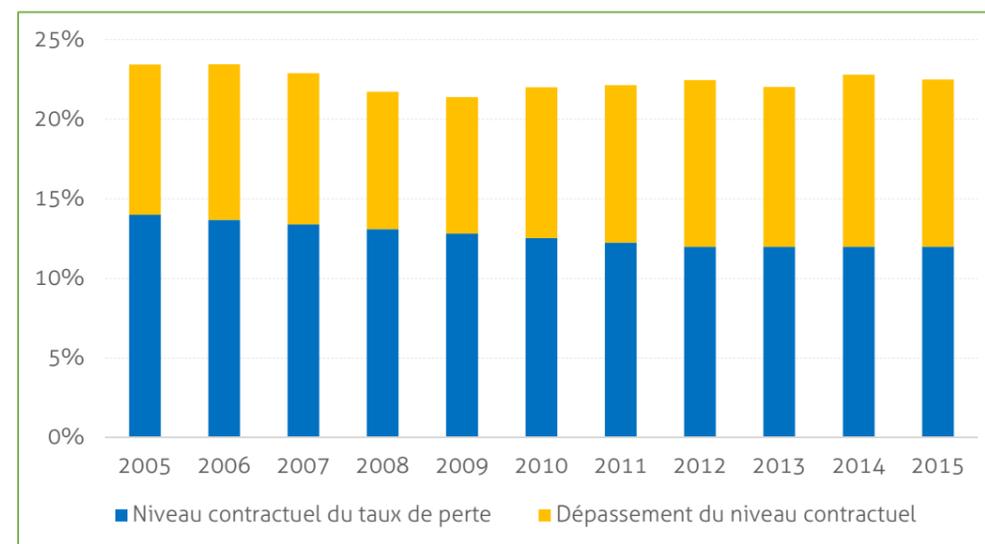
Raccordement du réseau de
Sikasso et
Koutiala
sur le RI en 2012 et
de **Niono**
en 2014

Performances



22,5%
de l'énergie produite en 2015 par EDM-S.A. n'a pas été facturée

Sur la décennie observée, le taux de perte annuel s'est élevé à
22,4%
en moyenne

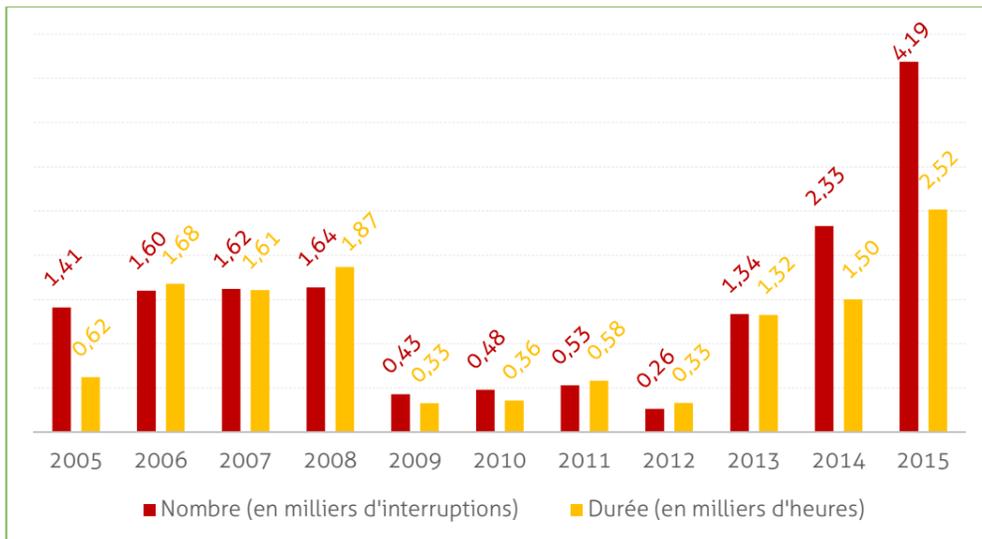


D'après son contrat, le taux de perte d'EDM-S.A devait passer progressivement de 14% en 2005 à
12% en 2015.
Cependant en 2015, le taux dépassait de plus de 10 points le niveau contractuel

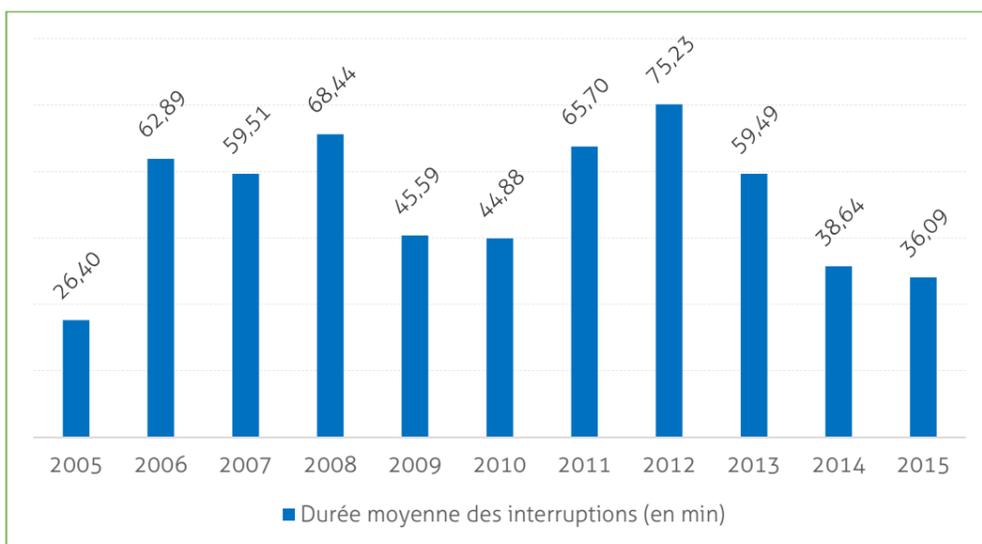
Source : A partir de données EDM-S.A.

Figure 23: Production, ventes (en GWh) et pertes (en %), 2005-2015

Entre 2005 et 2015, le taux de pertes globales d'énergie a très peu évolué, oscillant entre 21% et 23,5%. Ce taux regroupe les pertes techniques, dues à la performance des équipements composant le réseau et les pertes non techniques, dues au non enregistrement d'une énergie consommée. Durant toute la décennie, ce taux est resté supérieur au taux contractuel d'EDM-S.A. Après une amélioration du rendement global du système entre 2007 et 2009, celui-ci s'est de nouveau dégradé dans les années qui suivirent. En 2015, le taux de pertes réalisé (22,5%) dépassait de 10,5 points le taux contractuel (12% en 2015).



Forte augmentation du nombre et de la durée des interruptions depuis 2012 contrastée par une amélioration de la durée moyenne des interruptions



4 198 interruptions sont survenues en 2015 et ont cumulé une durée de **2 518 heures**

Source : A partir de données EDM-SA.

Figure 24: Interruptions sur le RI (lignes 15 kV) : nombre et durée (en heures) - durée moyenne (en min), 2005-2015

Le nombre et la durée des interruptions sont des éléments permettant d'avoir une certaine appréciation de la qualité du service public de l'électricité. Cependant, depuis 2012, ces deux paramètres connaissent une hausse alarmante, atteignant en 2015 un niveau encore jamais atteint lors de la période observée. En effet, il s'est produit 4 186 interruptions en 2015 (15 fois plus qu'en 2012) cumulant une durée totale de 2 518⁴ heures (9 fois plus qu'en 2012), soit une durée moyenne d'interruptions de 36,1 minutes.

⁴ Correspond à la durée cumulée des interruptions survenues sur chaque poste du réseau interconnecté. Cet indicateur ne reflète pas la durée d'interruptions généralisées du RI.

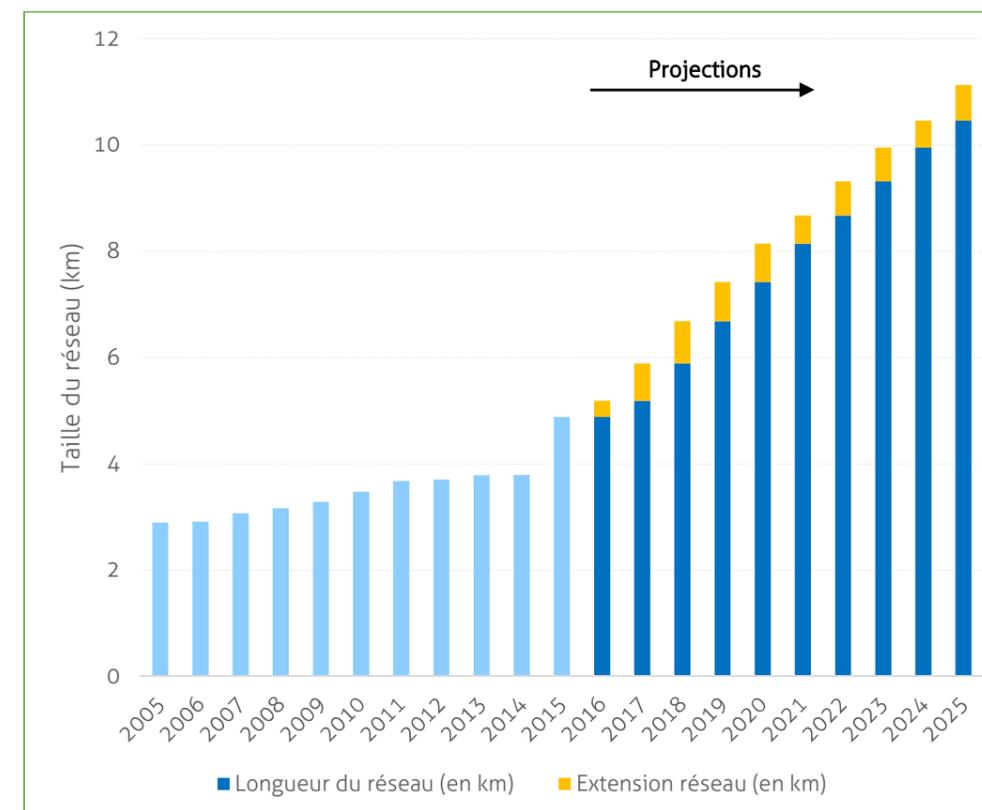
Tableau 9 : Répartition des interruptions, par type, 2005-2015

Année	Nombre				Durée			
	Défaut		Programmé		Défaut		Programmé	
	Qté	(%)	Qté	(%)	(Heures)	(%)	(Heures)	(%)
2005	1 134	80,4	277	19,6	371,0	59,7	249,9	40,3
2006	1 251	78,2	349	21,8	1070,7	63,8	606,3	36,2
2007	1 134	70,0	486	30,0	583,4	36,3	1023,4	63,7
2008	1 242	75,8	396	24,2	675,3	36,1	1193,2	63,9
2009	266	61,7	165	38,3	98,7	30,1	228,8	69,9
2010	312	64,8	170	35,2	143,6	39,9	216,7	60,1
2011	377	71,0	154	29,0	265,0	45,6	316,4	54,4
2012	172	65,2	92	34,8	131,1	39,6	200,0	60,4
2013	1 002	75,0	334	25,0	628,3	47,4	696,3	52,6
2014	2 047	87,8	284	12,2	739,3	49,2	761,9	50,8
2015	3 839	91,7	347	8,3%	1850,0	73,5	668,2	26,5
Moyenne	12 776	74,7	3 054	25,3	6 556,2	47,4	6 161,1	52,6

Source : A partir de données EDM-SA.

Par ailleurs, 91,7% des interruptions survenues faisaient suite à un incident sur le réseau. Seul 8,3% d'entre elles étaient des interruptions programmées. Celles-ci ont représenté 26,5% de la durée cumulée des interruptions, laissant ainsi 1 850 heures d'interruptions accidentelles. En moyenne, sur la décennie, 74,7% des interruptions survenues ont été le fait d'incidents sur le réseau, incidents qui ont représenté en moyenne 47,7% de la durée totale des interruptions.

Perspectives



Source : A partir de données EDM-SA. et du MEF-ELEC

Figure 25: Taille du réseau BT, (en km), 2005-2015

La taille du réseau BT devrait atteindre **11 133 km** en 2025

Taux de croissance annuel moyen de **8,59%** du réseau BT prévu entre 2015 et 2025

Tableau 10 : Extension du réseau, par tension, 2015-2025

Année	Tension (kV)	Ligne	Taille (km)
2017	225	Bamako Boucle Nord et Sud	166
2017	225	Sikasso – Syama	90
2018	225	Bamako - Sikasso	355
2018	225	Manantali – Bamako	285
2019	225	Kayes – Manantali	354
2019	225	Koutiala – Mopti	300
2022	225	Interconnexion Guinée	150
2025	225	Dialakorobougou – Ségou	215
2025	225	Interconnexion Guinée	110
2025	225	Interco. Burkina Faso et Ghana	50
Sous total	-	-	2075
2019	90	Koumantou - Massigui	55
2020	90	Kayes – Nioro	270
2020	90	Extension réseau hors Bamako	46
2025	90	Nioro – Bamako	400
2025	90	Kolokani – Banamba	75
Sous total	-	-	846
2016	33		254
2017	33		342
2018	33		585
2019	33		541
2020	33	Extension réseau hors Bamako	1296
2021	33		47
2022	33		27
2024	33		65
2025	33		579
Sous total	-	-	3736
Total	-	-	6657

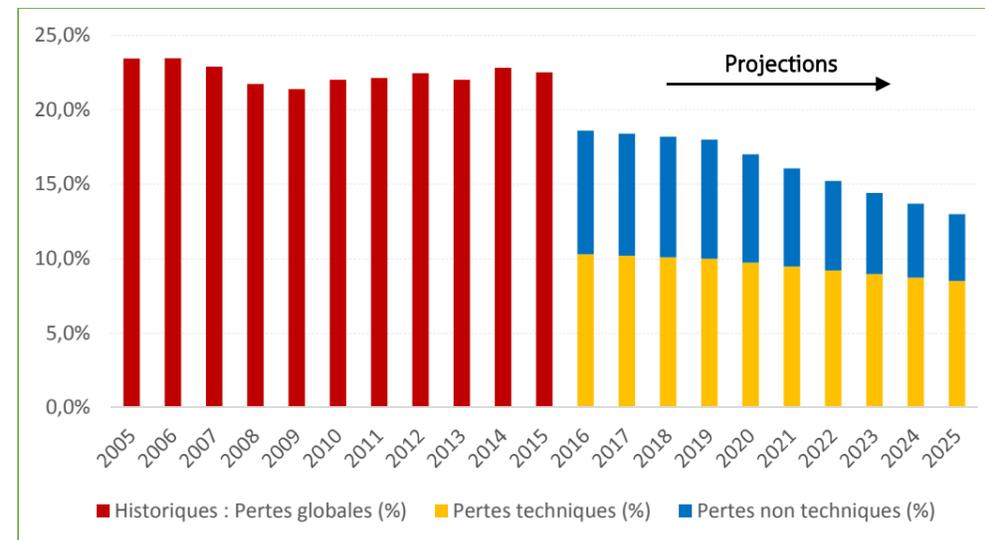
Source : A partir du PDIO

L'évolution du réseau est prévue à plusieurs échelles. D'après le modèle économique et financier du secteur de l'électricité, le réseau Basse Tension devrait croître d'ici 2025 avec un taux de croissance moyen de 8,59% par an. En 2025, sa longueur serait alors de 11 133,4 km contre 4 884,5 km en 2015.

En ce qui concerne la HT et la MT, le PDIO prévoit la réalisation de :

- 2 921 km de ligne Haute Tension dont 2 071 km de ligne 225 kV et 846 km de ligne 90 kV ;
- 4 276 km de ligne Moyenne Tension dont 540 km de ligne pour l'extension du réseau de Bamako et 3 736 km pour l'extension du réseau en dehors Bamako ;

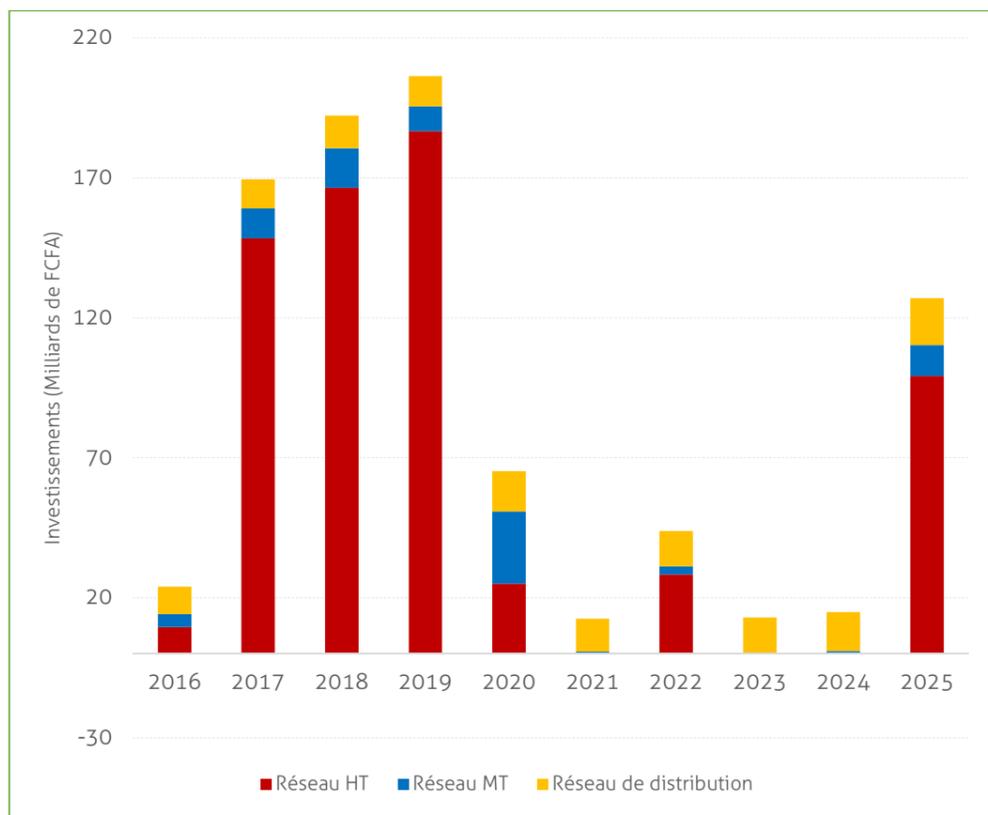
Ces différentes extensions du réseau nécessiteront un investissement cumulé de 868,3 milliards de FCFA entre 2016 et 2025, soit une moyenne annuelle de 86,8 milliards de FCFA. La répartition de cet investissement suivant les années est explicitée dans la figure 26. Le développement des grandes lignes de transport (225/90 kV) représente 76,4% des investissements prévus d'ici 2025, soit 663,8 milliards de FCFA. Le reste de l'investissement est reparti comme suit : 79,7 milliards de FCFA (9,18%) pour le réseau MT et 124,86 milliards de FCFA (14,38%) pour le réseau de distribution.



Source : A partir de données EDM-S.A. et du MEF-ELEC

Figure 27: Taux de perte, (en %), 2005-2025

Le modèle prévoit la baisse progressive du taux de pertes globales à **13% d'ici 2025**, soit une réduction de 9,5 points par rapport à son niveau de 2015



Source : A partir du PDIO

Figure 26: Investissements futurs dans les segments du transport et de la distribution, (en Milliards de FCFA), 2015 - 2025

Il est prévu **868,3 milliards de FCFA** d'investissements dans le réseau d'ici 2025

La majorité de ces investissements, soit **76,4%**, est destinée au développement du réseau HT

Le MEF-ELEC prend également en compte une amélioration des performances du système électrique, notamment à travers la réduction des pertes d'énergie. Ainsi dès 2016, il est prévu que le taux de perte baisse de 3,9 points par rapport à son niveau de 2015. Elle observera progressivement cette baisse jusqu'à atteindre 13% en 2025.

Rue 22 face fleuve Niger
Badala-Est, Bamako Mali, BP:E 3103
Tel : +(223) 20 23 49 55 / 20 23 54 00
Fax : +(223) 20 23 01 18
Site : www.creemali.ml

