

MINISTERE DE L'ENERGIE

BURKINA FASO

Unité-Progrès-Justice

**PLAN DIRECTEUR NATIONAL
PRODUCTION-TRANSPORT-DISTRIBUTION
ET D'ELECTRIFICATION RURALE
2017 – 2025**

Rapport Final Provisoire

Juin 2017

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
LISTE DES TABLEAUX	5
LISTE DES FIGURES	6
LISTE DES ANNEXES	7
SIGLES ET ABREVIATIONS	8
CHAPITRE I : GENERALITES	10
I. INTRODUCTION	10
II. ETAT DES LIEUX	10
III. OBJECTIFS	11
IV. APPROCHE METHODOLOGIQUE.....	12
V. ORGANISATION DU RAPPORT	12
CHAPITRE II : PREVISION DE LA DEMANDE	13
I. HYPOTHESES DE PROJECTION	13
II. NOMBRE D'ABONNES.....	14
III. DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE	15
IV. PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE	16
V. DEMANDE EN PUISSANCE ELECTRIQUE	17
CHAPITRE III : PLAN DIRECTEUR PRODUCTION.....	18
I. ETAT DES LIEUX DES MOYENS DE PRODUCTION	18
I.1. Parc de production thermique	18
I.1.1. Centrales thermiques raccordées au RNI.....	18
I.1.2. Centrales thermiques Isolées	21
I.2. Parc de production hydroélectrique	22
I.3. Parc de production solaire	22
II. DECLASSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION	23
III. PROJETS DE RENFORCEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION	24
III.1. Renforcement du parc de production thermique	24
III.2. Renforcement du parc de production solaire	25
III.3. Renforcement du parc de production hydro-électrique.....	27
III.4. Autres moyens de production.....	27

IV.	ADEQUATION OFFRE DE PRODUCTION – DEMANDE GLOBALE	31
IV.1.	Analyse de la charge journalière typique de la demande et de la production solaire journalière	31
IV.2.	Analyse de l'adéquation Offre – Demande sur la période 2017 – 2015	32
V.	PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION	36
CHAPITRE IV : PLAN DIRECTEUR TRANSPORT		39
I.	METHODOLOGIE ET HYPOTHESES.....	39
II.	ETAT DES LIEUX DU RESEAU DE TRANSPORT	40
III.	SCHEMAS CIBLES	45
III.1.	Schéma cible 2018.....	45
III.2.	Schéma cible 2020.....	47
III.3.	Schéma cible 2021.....	50
III.4.	Schéma cible 2023.....	52
III.5.	Schéma cible 2024.....	54
IV.	ANALYSE DES SCHEMAS CIBLES.....	56
V.	PLAN D'INVESTISSEMENTS TRANSPORT.....	56
CHAPITRE V : PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION / ELECTRIFICATION RURALE		58
I.	ETAT DES LIEUX DE LA COUVERTURE ELECTRIQUE DU PAYS EN RESEAU HTA/BT	58
II.	SCHEMA DE DEVELOPPEMENT DE LE DISTRIBUTION ET ELECTRIFICATION RURALE (Scénario Moyen)	59
II.1.	Analyse de l'évolution du nombre d'abonnés sur la période 2017 – 2025 (Scénario Bas)60	
II.2.	Evaluation du nombre d'abonnés supplémentaires requis sur la période 2017 – 2025 pour l'atteinte des objectifs du Scénario Moyen	61
II.3.	Mesures spécifiques/Conditions d'atteinte des objectifs	61
II.3.1.	Mesures spécifiques pour la période 2017-2020.....	62
II.3.1.1.	Projets de branchements promotionnels SONABEL	62
II.3.1.2.	Projets d'extension HTA/BT (SONABEL et FDE).....	63
II.3.1.2.1.	Extensions de réseaux SONABEL.....	63
II.3.1.2.2.	Extension de réseaux FDE	63
II.3.1.3.	Projet d'électrification rurale	64
II.3.1.4.	Synthèse des coûts pour les résultats attendus sur la période 2017 – 2020.....	64
II.3.2.	Mesures spécifiques pour la période 2021-2025.....	65

II.3.2.1.	Projets d'extension HTA/BT et de branchements promotionnels	65
II.3.2.1.1.	Au niveau de la SONABEL	65
II.3.2.1.2.	Au niveau du FDE.....	68
II.3.2.2.	Projet d'électrification rurale	70
II.3.2.3.	Synthèse des coûts pour les résultats attendus sur la période 2017 – 2020.....	70
III.	PLAN D'INVESTISSEMENTS DISTRIBUTION ET ELECRIFICATION RURALE	71
CONCLUSION.....		73
ANNEXES.....		80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau N° 1 :	Puissances de pointe.....	17
Tableau N° 2 :	Parc de production thermique du RNI	21
Tableau N° 3 :	Parc de production hydroélectrique connecté au RNI.....	22
Tableau N° 4 :	Situation des moyens de production électrique de 2016 à 2025	29
Tableau N° 5 :	Adéquation Offre – demande suivant le Scénario Haut	33
Tableau N° 6 :	Adéquation Offre – demande suivant le Scénario Moyen.....	34
Tableau N° 7 :	Adéquation Offre – demande suivant le Scénario Bas.....	35
Tableau N° 8 :	Coûts des investissements Production.....	37
Tableau N° 9 :	Interconnexions et capacité de transit.....	40
Tableau N° 10 :	Situation des lignes du réseau existant	42
Tableau N° 11 :	Situation des postes du réseau existant.....	43
Tableau N° 12 :	Liste des projets de lignes et de postes en 2018	45
Tableau N° 13 :	Liste des projets de lignes et de postes en 2020	47
Tableau N° 14 :	Liste des projets de lignes et de postes en 2021	50
Tableau N° 15 :	Liste des projets de lignes et de postes en 2023	52
Tableau N° 16 :	Liste des projets de lignes et de postes en 2024	54
Tableau N° 17 :	Coût des Investissements transport :	56
Tableau N° 18 :	Situation indicative de l'électrification des localités	59
Tableau N° 19 :	Evolution actuelle du nombre d'abonnés (Scénario Bas).....	60
Tableau N° 20 :	Abonnés supplémentaires requis suivant le scénario moyen	61
Tableau N° 21 :	Estimation des coûts du volet branchements promotionnels SONABEL 2017-2020 62	
Tableau N° 22 :	Estimation des coûts du volet extension 2017-2020 (FDE)	63
Tableau N° 23 :	Extensions et branchements SONABEL 2021-2025.....	65
Tableau N° 24 :	Ventilation des coûts des extensions et branchements SONABEL cible 2025.....	67
Tableau N° 25 :	Extensions et branchements dans les localités électrifiées, Electrification de nouvelles localités et densification dans les nouvelles localités électrifiées FDE 2021-2025	68
Tableau N° 26 :	Ventilation des coûts des extensions et branchements FDE cible 2025.....	69
Tableau N° 27 :	Ventilation des coûts de la densification FDE cible 2025.....	69
Tableau N° 28 :	Ventilation des coûts d'électrification de nouvelles localités FDE cible 2025	70
Tableau N° 29 :	Coût des investissements Distribution et Electrification Rurale – Cible 2020	72
Tableau N° 30 :	Coût des investissements Distribution et Electrification Rurale – Cible 2025.....	72

LISTE DES FIGURES

Figure N° 1 :	Evolution du taux d'électrification nationale de 2016 à 2025	13
Figure N° 2 :	Evolution du nombre d'abonnés (BT+MT) sur la période 2016-2025	14
Figure N° 3 :	Evolution de la demande totale d'énergie électrique (GWh).....	16
Figure N° 4 :	Production totale d'énergie électrique (GWh)	17
Figure N° 5 :	Courbe de charge journalière typique de la demande	31
Figure N° 6 :	Courbe typique de production solaire journalière.....	32
Figure N° 7 :	Schéma unifilaire du réseau en 2017	44
Figure N° 8 :	Schéma unifilaire du réseau en 2018	46
Figure N° 9 :	Schéma unifilaire du réseau en 2020	49
Figure N° 10 :	Schéma unifilaire du réseau en 2021	51
Figure N° 11 :	Schéma unifilaire du réseau en 2023	53
Figure N° 12 :	Schéma unifilaire du réseau en 2024	55

LISTE DES ANNEXES

Annexe N° 1 :	Evolution du taux d'électrification nationale de 2016 à 2025	80
Annexe N° 2 :	Evolution du nombre d'abonnés (BT+MT) sur la période 2016-2025	80
Annexe N° 3 :	Evolution de la demande totale d'énergie électrique (GWh).....	81
Annexe N° 4 :	Production totale d'énergie électrique y compris les importations (GWh).....	81
Annexe N° 5 :	Demande en puissance électrique	81
Annexe N° 6 :	Parc de production thermique isolée	82
Annexe N° 7 :	Liste des groupes thermiques à déclassés à l'horizon 2020.....	83

SIGLES ET ABREVIATIONS

AFD	: Agence Française de Développement
ARSE	: Autorité de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité
BAD	: Banque Africaine de Développement
BID	: Banque Islamique de Développement
BM	: Banque Mondiale
BOAD	: Banque Ouest Africaine de Développement
BT	: Basse Tension
CEDEAO	: Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest
COOPEL	: Coopérative d'Electricité
DDO	: Distillate-Diesel Oil
ECREEE	: ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency
FAD	: Fonds Africain de Développement
FDE	: Fonds de Développement de l'Electrification
GWh	: GigaWatt heure
GWh	: GigaWatt heure
HFO	: Heavy Fuel Oil
HT	: Haute Tension
km	: kilomètre
kV	: kilo volt
kW	: kiloWatt
kWh	: kiloWatt heure
MASEN	:
MEPRED	: Mainstreaming Energy for PovertyReduction and Economic Development
MT	: Moyen Tension
MVA	: MégaVolt Ampère
MW	: MegaWatt
MWc	: MegaWatt crête
PASEL	: Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité
PERREL	:
PIB	: Produit Intérieur Brut
PIE	: Producteur Indépendant d'Electricité
PIP	: Programme d'Investissements Publics
PNDES	: Plan National de Développement Economique et social

PPP	: Partenariat Public-Privé
PEPU	: Projet d'Electrification des zones Péri Urbaines
RNI	: Réseau National Interconnecté
SE4ALL	:Sustainable Energy for All
SONABEL	: Société National d'Electricité du Burkina
SWER	:
TDE	: Taxe de Développement de l'Electrification
UE	: Union Européenne
UEMOA	: Union Economique et Monétaire Ouest Africain
WAPP	: West African Power Pool
(EEEOA)	(Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain)

CHAPITRE I : GENERALITES

I. INTRODUCTION

Le Burkina Faso a adopté en juillet 2016 le Plan national de développement économique et social (PNDES), unique référentiel de développement et cadre fédérateur des interventions des partenaires au développement sur la période 2016-2020. Le PNDES se fixe comme objectif global de transformer structurellement l'économie burkinabè, pour une croissance forte, durable, résiliente, inclusive, créatrice d'emplois décents pour tous et induisant l'amélioration du bien-être social.

Pour l'atteinte des objectifs du PNDES, le Gouvernement fait de l'accès aux services énergétiques modernes une composante essentielle.

Fort de la conviction que l'énergie électrique est au cœur de tout processus de développement économique et social, le Burkina Faso s'engage à consacrer beaucoup d'efforts et de ressources pour rendre l'électricité disponible et accessible à tous en corrigeant les disparités entre le milieu urbain et le milieu rural.

Ce processus de développement énergétique national intègre au plan international, les Objectifs du Développement Durable et les orientations de la Politique régionale de la CEDEAO et de l'UEMOA sur l'accès aux services énergétiques modernes et l'initiative SE4ALL.

A la lumière de cette démarche, plusieurs instruments ont été élaborés par l'Etat, la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL), le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE) et les institutions de la sous-région. Il s'agit notamment du document de politique sectorielle de l'énergie adoptée en 2013 dont l'élaboration a tenu compte de l'étude prospective sur l'énergie, du livre blanc national de l'accès aux services énergétiques, du schéma national d'électrification du Burkina de 2012.

En dépit de l'existence de l'ensemble de ces instruments et de plusieurs acteurs dans le secteur de l'énergie, la problématique d'une planification stratégique globale du secteur de l'énergie électrique reste posée au Burkina Faso. C'est ainsi que le pays a décidé de se doter du présent Plan directeur 2017-2025, document de planification stratégique globale du secteur de l'énergie et cadre fédérateur des interventions de l'ensemble des acteurs du secteur.

II. ETAT DES LIEUX

Le Burkina Faso connaît ces dernières années une tendance à la hausse des activités économiques avec une croissance annuelle moyenne du Produit intérieur brut (PIB) de 5,5% sur la période 2010-2015. Cette situation a engendré une forte augmentation de la demande en électricité. De plus, le nombre de localités électrifiées est passé de 61 localités en 2005 à 575 en 2015.

Ces réalisations ont permis d'augmenter le taux national de couverture électrique de 27,42% en 2011 à 33,32% en 2015. Sur la même période, le taux d'électrification

national est passé de 15,59% à 18,83% avec une forte disparité entre le milieu urbain et le milieu rural. Les taux d'électrification urbain et rural se sont accrus respectivement de 51,72% à 59,88% et de 1,83% à 3,06% de 2011 à 2015.

L'offre d'électricité qui reste insuffisante malgré l'existence d'un fort potentiel de ressources en énergie solaire ne permet pas de faire face à une demande sans cesse croissante de l'ordre de 13% en moyenne par an depuis 2012. La puissance électrique installée, quant à elle était de 327 MW au 31 décembre 2016 et l'énergie consommée était de 1207 GWh et répartie comme suit : 63% de thermique, 31% d'importations, 6% d'hydroélectricité et environ 1% du solaire.

Face à cette situation énergétique, le Gouvernement s'est résolument tourné vers la mise en valeur des énergies endogènes renouvelables notamment l'énergie solaire et a décidé d'impliquer davantage le secteur privé dans le financement des infrastructures de production à travers le Partenariat Public-Privé (PPP).

Pour la période 2016-2020, le Gouvernement a retenu en matière d'accès à l'électricité, les objectifs suivants :

- un taux de couverture électrique national de 80% ;
- un taux d'électrification national de 45% ;
- un taux d'électrification urbain de 75% ;
- un taux d'électrification rural de 19% ;

C'est dans cette optique que s'inscrit l'élaboration du présent Plan Directeur national d'électrification du Burkina Faso

III. OBJECTIFS

Le Plan Directeur National Production-Transport-Distribution et d'Electrification Rurale du Burkina Faso sur la période 2017-2025 a pour principaux objectifs :

- de faire une prévision de la demande nationale en énergie électrique ;
- d'identifier et de planifier, de façon rationnelle sur le plan technique et économique, les séquences d'investissements du parc de production, des réseaux de transport et de distribution Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT) permettant d'atteindre un taux de couverture électrique national de 80% en 2020 et 90% en 2025 ;
- d'évaluer les coûts des investissements globaux permettant de faire face à la demande.

IV. APPROCHE METHODOLOGIQUE

L'élaboration du Plan s'est déroulée dans une démarche participative avec la contribution des acteurs, structures centrales, SONABEL, FDE, ARSE. Le Plan a été élaboré sur la base des études nationales antérieures dans le domaine de l'énergie. Les cibles 2020 du PNDES en terme de taux d'électrification (45%), de taux de couverture (80%) ainsi que celles intermédiaires 2025 de l'étude SE4ALL (Taux d'électrification 55%, Taux de couverture 90%), ont permis l'évaluation de la demande énergétique.

Le schéma de développement de la production nationale intègre, la production hors réseau national interconnecté et adopte des formes de production que sont : (i) système photovoltaïque ; (ii) système diesel ou mixte isolé. L'évaluation des coûts d'investissements globaux (production, transport et distribution/électrification rurale) se fonde sur les coûts d'équipements, au regard des expériences acquises par la SONABEL et le FDE.

V. ORGANISATION DU RAPPORT

Ce rapport se subdivise en six chapitres. La prévision de la demande réalisée en fonction des objectifs du PNDES, est contenue dans le chapitre II. Le chapitre III présente le plan de production nécessaire à la satisfaction de cette demande et une analyse de l'adéquation offre - demande. Le chapitre IV décrit le réseau de transport et fait une analyse des schémas du réseau en termes de stabilité statique. Le plan directeur distribution y compris l'électrification rurale est traité dans le chapitre V. Les conclusions et les recommandations en vue de la mise en œuvre du plan sont présentées au chapitre VI.

CHAPITRE II : PREVISION DE LA DEMANDE

I. HYPOTHESES DE PROJECTION

Le présent Plan directeur couvre la période 2017 - 2025.

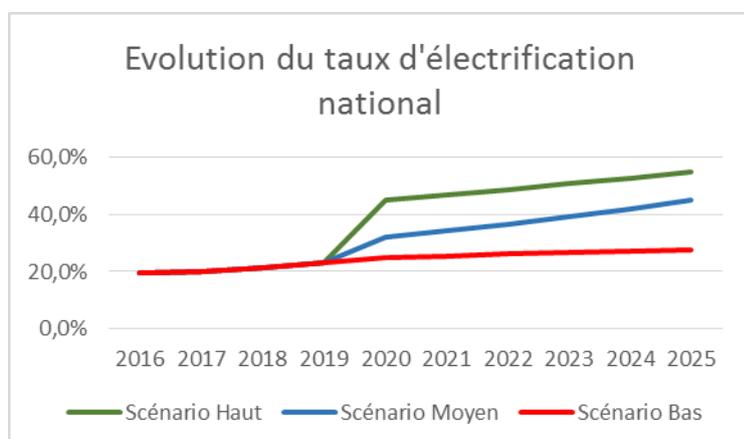
L'approche a consisté à utiliser les données réelles des années 2015 et 2016 qui ont permis de réaliser des projections jusqu'en 2025. Ces projections tiennent compte des trois (03) scénarii suivants :

- un **Scénario Haut** qui tient compte des objectifs de taux d'électrification national de 45% et de taux de couverture électrique national de 80% en 2020 prévus dans le PNDES.
- un **Scénario Moyen** qui prend en compte l'objectif du PNDES de doubler le nombre d'abonnés pour atteindre environ un million (1 000 000) à l'horizon 2020.
- un **Scénario Bas**, scénario tendanciel basé sur l'évolution historique des agrégats socio-économiques et énergétiques.

Le Plan Directeur 2017-2025, dans les trois (03) scénarii, permet d'atteindre respectivement les taux d'électrification nationaux de 45%, 32,21% et 24,92% en 2020 pour une valeur de référence de 20,07% en 2016. A l'horizon 2025, les trois (03) scénarii donnent respectivement les taux d'électrification au niveau national de 55%, 45% et 33,31%.

Le graphique ci-dessous donne l'évolution du taux d'électrification national sur la période 2015-2025 selon les trois (03) scénarii.

Figure N° 1 : Evolution du taux d'électrification national de 2016 à 2025



	2016	2020	2025
Scénario Haut	20,07%	45,00%	55,00%
Scénario Moyen	20,07%	32,21%	45,00%
Scénario Bas	20,07%	24,97%	27,47%

II. NOMBRE D'ABONNES

Il a été fait l'hypothèse que le nombre d'abonnés MT reste identique pour les trois scénarii. Il est de 1 664 en 2016 et passe à 1 800 en 2020 puis à 2 110 en 2025 (Etude du mix-électrique en 2016 - Tractebel).

Pour l'objectif du scénario haut, les perspectives en termes de nombre d'abonnés BT en 2020 et 2025 s'établissent respectivement à 1 635 752 et 2 331 550 abonnés. En ce qui concerne le scénario moyen, ce chiffre se situe à 1 170 800 en 2020 et à 1 907 801 abonnés en 2025. Il est de 907 664 et 1 164 664 abonnés respectivement en 2020 et 2025 dans le cas du scénario bas.

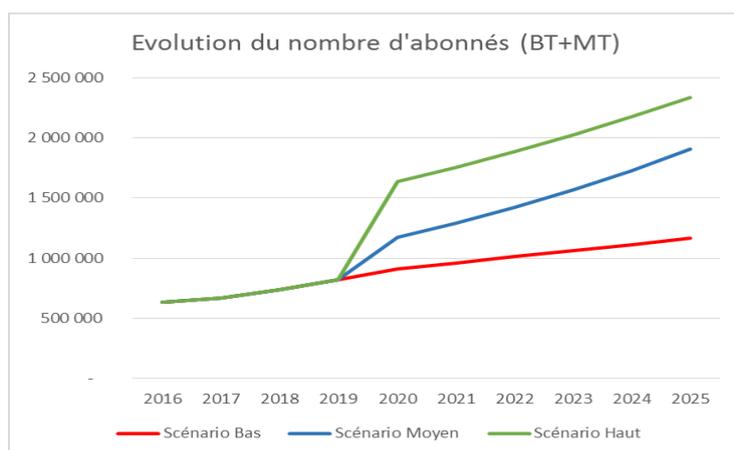
Pour le scénario haut, le nombre total d'abonnés (MT+BT) passe de 636 659 en 2016 à 1 637 552 en 2020 et à 2 333 660 en 2025.

Pour le scénario moyen, le nombre total d'abonnés (MT+BT) passe de 636 659 en 2016 à 1 172 600 en 2020 (objectif PNDES de doublement du nombre d'abonnés) et à 1 909 911 en 2025.

Considérant le scénario bas, ce chiffre passe de 636 659 à 909 464 et à 1 166 774 d'abonnés respectivement en 2015, 2020 et 2025.

Le graphique ci-dessous donne l'évolution du nombre total d'abonnés sur la période 2016-2025 selon les trois (03) scénarii.

Figure N° 2 : Evolution du nombre d'abonnés (BT+MT) sur la période 2016-2025



		2016	2020	2025
Scénario Haut	MT	1 664	1 800	2 110
	BT	634 995	1 635 752	2 331 550
	Total	636 659	1 637 552	2 333 660
Scénario Moyen	MT	1 664	1 800	2 110
	BT	634 995	1 170 800	1 907 801
	Total	636 659	1 172 600	1 909 911
Scénario Bas	MT	1 664	1 800	2 110
	BT	634 995	907 664	1 164 664
	Total	636 659	909 464	1 166 774

III. DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE

La demande électrique a été évaluée à partir de celle réalisée par l'étude de la facilité d'assistance technique SE4ALL/ARSE de mars 2017. Selon cette étude, la prévision de la demande s'est opérée par actualisation de la prévision demande réalisée par Tractebel sur le mix-énergétique en 2016.

Dans cette étude, la prévision de la demande d'électricité a été basée sur la détermination de la corrélation entre la demande d'électricité et le PIB observée dans le passé afin d'obtenir une formule de projection de la demande d'électricité future. Sur la base de l'historique récent, une relation de régression entre la croissance du PIB et la demande en électricité a été ainsi élaborée, comme suit :

$$(E_n) = -778,2 + 16,17.(PIB) + \epsilon$$

E_n est la demande d'électricité dans l'année n

PIB est le produit intérieur brut à l'année n

ϵ étant un terme d'erreur

Pour le PIB futur, ce sont les prévisions de la Banque Mondiale qui ont été utilisées jusqu'en 2018 et ensuite la tendance a été prolongé jusqu'en 2030, soit avec une croissance d'environ 5% par an. L'étude prévoit un seul scénario pour la demande future. La comparaison avec les hypothèses retenues dans la présente étude montre que ce scénario correspond sensiblement au scénario moyen de la présente étude. Il a donc été considéré les données de cette étude pour le scénario moyen. La demande totale (MT+BT) des Scénario Haut et Bas ont été déduites par proportionnalité, la demande MT, restant identique pour les trois (03) scénarii.

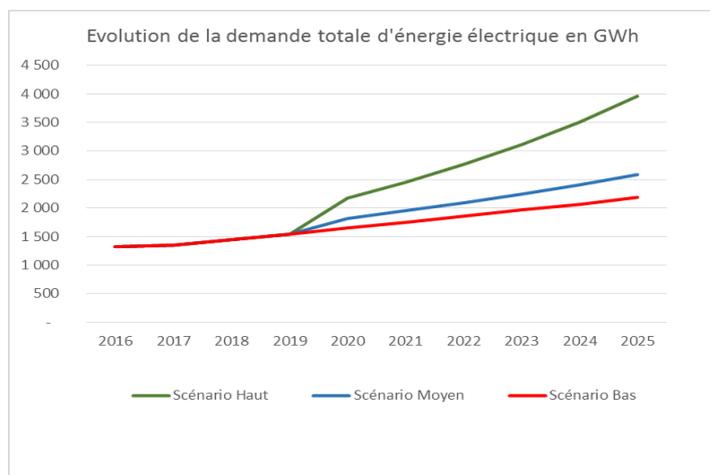
Ainsi, la demande d'énergie électrique qui émane du scénario haut croit en moyenne 5% par an pour la MT et 16% pour la BT par an, sur la période 2015-2025. La demande globale passe de 1 317 GWh en 2016 à 3 953 GWh en 2025, soit un accroissement annuel moyen de 13%.

Pour le scénario moyen, la demande MT augmente annuellement de 6% en moyenne entre 2016 et 2025. Cette évolution se traduit par un besoin en énergie des clients de cette catégorie d'environ 605 GWh en 2020 et 783 GWh en 2025. La demande d'énergie électrique des clients BT augmente d'environ 11% en moyenne par an entre 2016 et 2020 et 8% entre 2020 et 2025. La demande d'énergie des clients BT est estimée à 1 210 GWh en 2020 et à 1 808 GWh en 2025. La demande globale quant à elle connaît une croissance annuelle moyenne de 8% sur la période 2016-2025 . Elle passe de 1 317 GWh en 2016 à 2 591 GWh en 2025.

Pour le scénario bas, la demande totale en énergie électrique croit annuellement en moyenne de 6% et atteindra 2 186 GWh en 2025. Cette demande est estimée à 783 GWh et 1 403 GWh respectivement pour la MT et la BT.

La figure ci-dessous donne l'évolution de la demande totale d'énergie sur la période 2015-2025 selon les trois scénarii.

Figure N° 3 : Evolution de la demande totale d'énergie électrique (GWh)



En GWh		2016	2020	2025
Scénario Haut	MT	522	605	783
	BT	795	1 573	3 170
	Total	1 317	2 178	3 953
Scénario Moyen	MT	522	605	783
	BT	795	1 210	1 808
	Total	1 317	1 815	2 591
Scénario Bas	MT	522	605	783
	BT	795	1 041	1 403
	Total	1 317	1 646	2 186

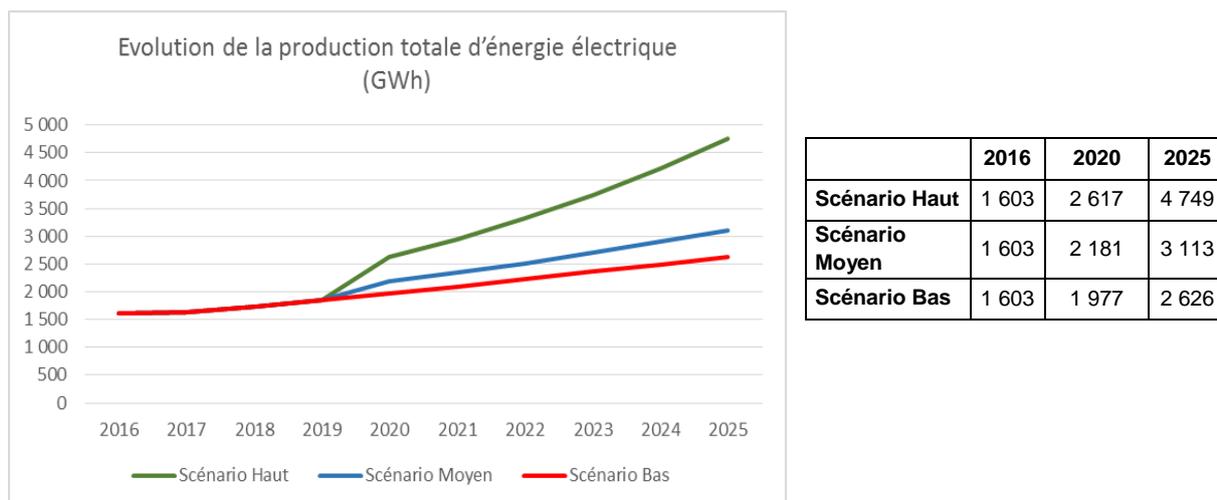
IV. PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

La production d'énergie (production + importation +achat) dans les différents scénarii se fonde sur des taux de perte de production/transport et de distribution de 4% et 13% respectivement.

Ainsi, pour faire face à la demande en énergie électrique du scénario haut, la quantité d'énergie à produire en 2020 est de 2 617 GWh et de 4 749 GWh en 2025, tandis que cette quantité à produire est de 2 181 GWh en 2020 et de 3 113 GWh en 2025 pour le scénario moyen.

Pour le scénario bas, l'énergie à produire est de 1 977 GWh en 2020 et 2 626 GWh en 2025.

Figure N° 4 : Production totale d'énergie électrique (GWh)



V. DEMANDE EN PUISSANCE ELECTRIQUE

La puissance de pointe globale du système électrique national pour l'année 2016 était de 281 MW. En considérant des facteurs de charge de 61% et 55% respectivement en 2020 et 2025 pour les trois (03) scénarii, les puissances de pointe calculées sont résumées dans le tableau ci-après :

Tableau N° 1 : Puissances de pointe

	2016*	2020	2025
Facteur de charge	65%	61%	55%
Puissance en MW			
Scenario haut	281	490	986
Scenario Moyen	281	408	646
Scenario Bas	281	370	545

CHAPITRE III : PLAN DIRECTEUR PRODUCTION

I. ETAT DES LIEUX DES MOYENS DE PRODUCTION

Le plan de production électrique est basé sur une analyse du parc de production national existant ainsi que sur les projets de renforcement dudit parc.

D'une manière générale, la puissance exploitable des groupes de production diminue au fil des années, ceci est lié au vieillissement normal des machines. Dans ces conditions, la puissance de référence utilisée pour évaluer la capacité de production totale sera la puissance exploitable des groupes.

I.1. Parc de production thermique

Le parc de production thermique est composé de dix (10) centrales raccordées au réseau national interconnecté (RNI), de deux (02) centrales isolées pour l'alimentation des villes de Diapaga et de Gayéri et de dix-huit (18) mini-centrales diesel et hybrides dans le domaine de l'électrification rurale.

I.1.1. Centrales thermiques raccordées au RNI

Ces centrales d'une puissance nominale cumulée de 287 MW représentent plus de 90% du parc national et contribuent à hauteur de 93 % à la production de l'énergie électrique. Elles sont dotées de groupes à moteurs diesels conçus pour une marche en continue fonctionnant au HFO et au DDO.

Bobo 2 :

La centrale est composée de cinq (05) groupes de 3,8 MW chacun et de quatre (04) groupes de 12,25 MW chacun. Le combustible utilisé par ces groupes est principalement le Heavy Fuel-Oil (HFO) et secondairement du Distillate-Diesel-Oil (DDO). Cette centrale est connectée au réseau interconnecté par deux (02) liaisons 33 kV au poste de Kodéni, une liaison 33 kV au poste de Bobo I et une autre liaison 33 kV au poste de Kua. La puissance nominale de la centrale est de 68 MW et celle exploitable de 57 MW.

Komsilga :

La centrale est composée d'un (01) groupe de 18,4 MW et de six (06) groupes de 12,5 MW chacun. Le combustible utilisé par ces groupes est principalement le HFO et secondairement du DDO. La centrale est raccordée par une liaison 90 kV et une liaison 33 kV au poste de Zagtoui. Elle est également raccordée par une liaison 90 kV au poste de la Patte d'oie et par deux (02) liaisons 33 kV au poste de Ouaga 2000. La puissance nominale de la centrale est de 94 MW et celle exploitable de 80 MW.

Kossodo :

La centrale est composée d'un (01) groupe de 3,8 MW, de quatre (04) groupes de 6,4 MW chacun, deux (02) groupes de 8 MW chacun et un (01) groupe de 18 MW. Le combustible utilisé par ces groupes est principalement le HFO et secondairement du DDO. La centrale est raccordée par une liaison 33 kV au poste de Ouaga 2 et par une autre liaison 33 kV au poste de la Patte d'oie. La centrale est également raccordée par une liaison 33 kV et une autre liaison 90 kV au poste de Ouaga 1. La puissance nominale de la centrale est de 64 MW et celle exploitable de 51 MW.

Ouaga 1 :

La centrale est située au centre de la ville de Ouagadougou et est composée de deux (02) groupes à moteur diesel de 2,7 MW chacun. Le combustible utilisé par les groupes est le DDO. La centrale abrite le poste source le plus chargé de la SONABEL. Elle est connectée aux postes de Ouaga 2 et de Kossodo au travers d'une ligne 90 kV et d'une ligne 33 kV sur chacun des postes. La puissance nominale de la centrale est de 5,4 MW et celle exploitable de 5 MW. Cette centrale est principalement destinée au secours. Elle est utilisée pour alimenter des charges prioritaires en cas de perturbation sur le réseau ou encore pour relancer le RNI après un black-out et en cas d'indisponibilité des sources de relance habituelles qui sont les centrales thermiques principales. Elle n'est utilisée pour la production normale qu'en cas de déficit de puissance sur le RNI.

Ouaga 2 :

La centrale est composée de trois (03) groupes de 5,2 MW chacun, de deux (02) groupes de 8 MW chacun et d'un (01) groupe de 3,2 MW. Le combustible utilisé par l'ensemble des groupes est principalement le HFO et secondairement le DDO à l'exception de celui de 3,2 MW qui utilise exclusivement du DDO. Cette centrale est connectée par une liaison 33 kV et une autre 90 kV au poste de Ouaga 1. Elle est également connectée par une liaison 90 kV au poste de Zagtoui et par une liaison 33 kV au poste de Kossodo. La puissance nominale de la centrale est de 35,08 MW et celle exploitable de 23,3 MW.

Fada :

La centrale est composée de deux (2) groupes de 1 MW chacun. Le combustible utilisé par les groupes est le DDO. Cette centrale est connectée au réseau interconnecté par une ligne 33 kV la reliant au poste de Koupéla. La puissance nominale de la centrale est de 2 MW et celle exploitable de 1,1 MW. Elle est utilisée principalement en secours. Elle a pour rôle d'alimenter la charge de ce pôle de production en cas de déficit sur le RNI ou en cas d'indisponibilité de la ligne électrique alimentant le pôle régional de production de Fada. Ces groupes seront déclassés dès la mise en service des nouveaux groupes (7,5 MW).

Dori :

La centrale est composée de deux (02) groupes de 1 MW chacun, de trois (03) groupes de 0,4 MW chacun, d'un (1) groupe de 0,52 MW et d'un (1) groupe de 0,65 MW. Le combustible utilisé par les groupes est le DDO. Cette centrale est connectée au réseau interconnecté par une ligne 33 kV la reliant au poste de Kaya. La puissance nominale de la centrale est de 4,37 MW et celle exploitable de 3,03 MW. Elle est utilisée principalement en secours. Elle a pour rôle d'alimenter la charge de ce pôle de production en cas de déficit sur le RNI ou en cas d'indisponibilité de la ligne électrique alimentant Dori.

Dédougou :

La centrale est composée de deux (02) groupes de 1 MW chacun et de deux (02) groupes de 1,8 MW chacun. Le combustible utilisé par les groupes est le DDO. Cette centrale est connectée au réseau interconnecté par une ligne 33 kV la reliant au poste de Wona. La puissance nominale de la centrale est de 5,6 MW, et celle exploitable de 4,4 MW. Elle est utilisée principalement en secours. Elle a pour rôle d'alimenter la charge de ce pôle de production en cas de déficit sur le RNI ou en cas d'indisponibilité de la ligne électrique alimentant Dédougou.

Ouahigouya :

La centrale est composée de trois (03) groupes de 1,4 MW chacun et d'un (1) groupe de 1 MW. Le combustible utilisé par les groupes est le DDO. Cette centrale est connectée au réseau interconnecté par une ligne 33 kV la reliant au poste de Kossodo et une ligne 90 kV la reliant au poste de Zagtoui. La puissance nominale de la centrale est de 5,2 MW et celle exploitable de 3,7 MW. Elle est utilisée principalement en secours. Elle a pour rôle d'alimenter la charge de ce pôle de production en cas de déficit sur le RNI ou en cas d'indisponibilité de la ligne électrique alimentant Ouahigouya.

Gaoua :

La centrale est composée de deux (02) groupes de 2,7 MW chacun. Le combustible utilisé par les groupes est le DDO. Cette centrale est connectée au réseau interconnecté par une ligne 33 kV la reliant au poste de Pâ. La puissance nominale de la centrale est de 5,4 MW et celle exploitable de 5 MW. Elle est utilisée principalement en secours. Elle a pour rôle d'alimenter la charge de ce pôle de production en cas de déficit sur le RNI ou en cas d'indisponibilité de la ligne électrique alimentant Gaoua.

Les données de l'ensemble des groupes de production thermique du RNI de la SONABEL sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau N° 2 : Parc de production thermique du RNI

Site	Puissance nominale (MW)	Puissance exploitable (MW)	Combustibles
Bobo 2	68,0	57,0	HFO et DDO
Komsilga	93,6	79,5	HFO et DDO
Kossodo	64,1	51,0	HFO et DDO
Ouaga 2	35,1	23,3	HFO et DDO
Ouaga 1	5,4	5,0	DDO
Fada	2,0	1,1	DDO
Dori	5,1	3,6	DDO
Dédougou	5,7	4,4	DDO
Ouahigouya	5,2	3,7	DDO
Gaoua	2,4	1,9	DDO
Total parc de production thermique connecté au RNI	286,6	230,5	

I.1.2. Centrales thermiques Isolées

La SONABEL exploite deux (02) centrales isolées que sont Diapaga d'une puissance nominale de 700 kW et Gayéri d'une puissance nominale de 500 kW. Des projets de raccordement de ces centrales au RNI à partir du poste de Fada sont en cours.

En outre, dans le cadre de l'électrification rurale, on dénombre quatorze (14) mini-centrales d'une puissance nominale cumulée de 2 109 kW. Ces centrales sont exploitées par des Coopératives d'électricité (COOPEL) et des associations. Parmi ces centrales onze (11) fonctionnent exclusivement au diesel et trois (03) sous forme hybride (solaire-diesel).

Les caractéristiques des centrales isolées sont données dans le tableau en annexe N°8.

I.2. Parc de production hydroélectrique

Le parc de production hydroélectrique est composé de deux (02) centrales principales et deux (02) mini-centrales raccordées au RNI.

Bagré :

La centrale est composée de deux (02) groupes de 8,36 MW chacun et est raccordée au poste de Zano par une ligne de 132 kV. La puissance nominale de la centrale est de 16,72 MW et celle exploitable est de 13 MW.

Kompienga :

La centrale est composée de deux (02) groupes de 7,14 MW chacun et est raccordée au poste de Zano par une ligne 132 kV. La puissance nominale totale de la centrale est de 14,28 MW et celle exploitable est de 11,1 MW.

Niofila et Tourni :

Les deux (02) mini-centrales de Niofila et Tourni ont des capacités exploitables respectives de 1,5 MW et de 0,5 MW. Elles sont raccordées au poste de Banfora par une ligne 33 kV.

Les données de l'ensemble des groupes de production hydroélectrique sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau N° 3 : Parc de production hydroélectrique connecté au RNI

Site	Puissance nominale (MW)	Puissance exploitable (MW)	Année de mise en service
Bagré	16,72	13,0	1993
Kompienga	14,28	11,1	1989
Niofila	1,5	1,5	1996
Tourni	0,5	0,5	1996
TOTAL PARC PRODUCTION HYDROELECTRIQUE RNI	33,000	26,1	

I.3. Parc de production solaire

Le parc de production solaire connecté au RNI se résume actuellement à la centrale de 1,1 MWc de Ziga qui a été mise en service en avril 2017. Le parc de production solaire sera considérablement renforcé dans les mois à venir avec la mise en service de la centrale de Zagtouli 1 (33 MWc) et de nombreuses autres centrales solaires

dont le détail est donné dans le paragraphe présentant les projets de renforcement du parc de production.

Du parc de production solaire connecté au RNI, se comptabilisent les réalisations de systèmes solaires photovoltaïques sur des édifices publics et privés ainsi que de l'utilisation de kits solaires dans les zones de pré-électrification.

ANALYSE DU COÛT DE PRODUCTION PAR CENTRALE EXISTANTE

II. DECLASSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION

La durée de vie considérée pour les équipements de production thermique est de 25 ans pour les moteurs semi-rapides qui fonctionnent au HFO et de 15 ans pour les moteurs rapides qui fonctionnent exclusivement au DDO. Toutefois, le parc de production contient des groupes qui ont déjà dépassé la durée de vie théorique et qui présentent des rendements éloignés des valeurs nominales. Cette situation entraîne une augmentation des coûts de production.

Le déclassement des moyens de production se présente comme suit :

Ouaga 2 :

Le déclassement concernera l'ensemble des groupes constituant la centrale soit une puissance exploitable de 23,3 MW et interviendra en 2020, et ce avec la mise en service de la centrale de 50 MW à Kossodo.

Fada :

Le déclassement concernera les deux (02) groupes d'une puissance exploitable totale de 1,1 MW et interviendra en 2018 coïncidant avec la mise en service des deux (02) groupes de 3,75 MW chacun.

Dédougou :

Le déclassement concernera un groupe de puissance exploitable de 0,8 MW et interviendra en 2019.

Gaoua :

Le déclassement concernera deux groupes d'une puissance exploitable totale de 0,6 MW et interviendra en 2019.

Ouahigouya :

Le déclassement concernera un groupe de puissance exploitable de 0,7 MW et interviendra en 2019.

Dori :

Le déclassement concernera sept (07) groupes d'une puissance exploitable totale de 2,4 MW et interviendra en 2019.

Gayéri :

Le déclassement concernera l'ensemble des groupes constituant la centrale soit une puissance exploitable de 0,24 MW et interviendra en 2018.

Diapaga :

Le déclassement concernera l'ensemble des groupes constituant la centrale soit une puissance exploitable de 0,45 MW et interviendra en 2019.

A l'horizon 2020, un ensemble de groupes vieillissant du parc de production d'une puissance de 29,59 MW est prévu être déclassé. Entre 2021 et 2025 aucun déclassement de groupe n'est prévu.

La liste des groupes à déclasser dans l'horizon 2020 figure en annexe N° 7

III. PROJETS DE RENFORCEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION

En dehors des projets disposant d'une étude de faisabilité, nous ne disposons pas d'étude économique et financière. Par contre, pour ceux qui disposent d'une étude, les coûts ont été mentionnés dans leur description (Chapitre III, section III).

Pour les projets à réaliser en PPP c'est le cout estimatif qui a été considéré, étant entendu que le cout réel ne peut être appréhendé qu'après la contractualisation.

III.1. Renforcement du parc de production thermique

Le renforcement de parc de production thermique consiste d'une part en la réhabilitation de groupes dans les centrales de Kossodo et de Bobo 2, et d'autre part en l'installation de nouveaux groupes dans les centrales de Ouaga-Est, Kossodo et Fada, Ouaga Nord-Ouest (ex Donsin).

Kossodo :

Le renforcement de la centrale thermique de Kossodo consistera en l'installation d'une capacité additionnelle de 50 MW dont la date de mise en service est prévue en 2020. Le financement est assuré par la Banque Islamique de Développement (BID).

Ouaga-Est :

Le Burkina Faso a engagé le processus de sélection d'un PIE pour la réalisation d'une centrale thermique de 100 MW extensible à 150 MW sur le site SONABEL de Ouaga Est. La date de mise en service de la première tranche de 100 MW est prévue pour 2020.

Ouaga Nord-Ouest (ex. Donsin) :

Un projet de centrale électrique est prévu sur le site situé dans la zone Nord-Ouest de Ouaga (ex. Donsin) pour une puissance totale de 210 MW. La mise en service d'une première tranche de 100 MW est prévue en 2020.

Fada :

Dans le cadre du projet d'appui au secteur de l'électricité (PASEL), il est prévu la réalisation d'une centrale thermique de 2 x 3,75 MW à Fada N'Gourma. Les travaux sont en cours et la mise en service de cette centrale est prévue pour 2018.

III.2. Renforcement du parc de production solaire

Zagtouli :

Les travaux de construction de la centrale Zagtouli 1 de 33 MWc ont démarré le 13 juin 2016 et la mise en service est prévue pour septembre 2017. Une extension de cette centrale dénommée Zagtouli 2 sera réalisée par l'installation d'une puissance additionnelle d'au moins 17 MWc. La mise en service de cette tranche est envisagée pour 2020.

Koudougou et Kaya :

Un avant-projet détaillé a été élaboré en début 2017 pour la construction de deux (02) centrales solaires photovoltaïques dont une à Koudougou (20 MWc) et le second à Kaya (10 MWc). Le financement est assuré par la Banque Mondiale dans le cadre de l'exécution du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité. La date de mise en service de ces deux (02) centrales est prévue pour 2020.

Centrales solaires régionales – WAPP :

Dans le cadre du WAPP, une étude de préfaisabilité a été réalisée en vue de l'implantation de centrales solaires à vocation régionale d'une puissance totale de

150 MW. La mise en service de ces centrales est fixée pour 2022 avec une part de production pour le Burkina Faso de 50 MWc.

Centrale solaire 26,6 MWc de Zina (en PPP) :

Le Gouvernement a signé un protocole d'accord avec Windiga Energy pour la construction d'une centrale solaire de 26,6 MWc sur le site de Zina. La date de mise en service est prévue en fin 2019.

Cinq (05) centrales solaires PIE (68,24 MW) (en PPP)

Dans le cadre du renforcement du parc de production solaire le gouvernement a engagé un processus de recrutement de promoteurs pour la réalisation de cinq (05) centrales solaires photovoltaïques d'une puissance cumulée d'environ 68,24 MWc. Ce processus a conduit à l'attribution des sites à quatre (04) promoteurs que sont :

- SCATEC Solar qui équipera le site de ZIGA d'une centrale solaire de 17 MWc ;
- CANOPY International / Biotherm Energy qui équipera les sites de Kodéni et de Pâ de deux centrales solaires de 17 MWc chacune ;
- Compagnie Financière NAANGE qui équipera le site de la Patte d'Oie d'une centrale solaire de 6,24 MWc ;
- SOLTECH qui équipera le site de ZANO d'une centrale solaire de 11 MWc.

La mise en service prévisionnelle de l'ensemble de ces centrales est de 2020.

Cinq (05) centrales solaires PIE (80 MW) (en PPP)

Une étude de faisabilité est en cours de réalisation en vue de la construction de cinq (05) centrales solaires photovoltaïques d'une puissance totale de 80 MWc au Burkina Faso d'ici à l'horizon 2022.

Auto-producteurs en solaire photovoltaïque

A la faveur de la politique d'incitation à l'installation de systèmes solaires raccordés aux circuits électriques intérieurs des bâtiments (Hôtels, Institutions, Ménages, Industries, etc.), il a été estimé que de nouveaux types de producteurs d'électricité pourraient injecter leur excédent de production sur le réseau électrique. Dans le cadre de l'étude de « *mise en place des conditions technico-économiques pour le soutien de la filière photovoltaïque raccordée au réseau* » financée par l'Union Européenne, la puissance pouvant être injectée sur le réseau est estimée à 5 MWc à l'horizon 2020.

III.3. Renforcement du parc de production hydro-électrique

Bagré-aval

Toutes les études technique, économique, environnementale et sociale ont été réalisées. Ce projet qui consiste en la construction d'une centrale hydroélectrique de 14 MW à l'aval de Bagré est en recherche de financement et inscrit dans le programme PPP depuis 2015. Son cout global est de 73 milliards de FCFA HT. La date prévisionnelle de mise en service de la centrale est 2023.

Samendéni

La centrale d'une capacité de 2,76 MW est en cours de construction pour une mise en service prévue en fin 2017.

Par ailleurs, dans le cadre du renforcement des capacités de production hydroélectrique nationale, des études de faisabilité de quatre (04) sites à aménager sont en cours de réalisation. Ces études devront concourir à retenir les aménagements hydroélectriques de Bontioli (5,1 MW), de Gongourou (5 MW), de Folonzo (10,8 MW) et de Ouéssa (21 MW). La mise en service de ces centrales est projetée pour 2025.

III.4. Autres moyens de production

De nouveaux moyens de production sont en cours de développement au Burkina Faso. Il s'agit de :

- la réalisation de deux unités de bio-digesteurs industriels dans la zone industrielle de Kossodo pour la production d'électricité. Ces projets sont portés par les promoteurs Faso Biogaz et ONEA. Ces unités seront raccordées au poste de la centrale de Kossodo ;
- la réalisation d'une centrale thermique à biomasse-déchets promue par la Commune de Ouagadougou avec l'appui technique et financier de la BAD ;
- la réalisation de centrales solaires de types à concentration ou à stockage d'une capacité nominale de 200 MW dont un appui technique et financier a été sollicité aux partenaires tels que la BOAD, la BAD, l'AFD, la MASEN, etc. pour la conduite des études de faisabilité technique, économique, environnemental et social ;
- la réalisation des systèmes d'autoproduction à base d'énergie solaire dans les habitations et édifices publics et privés. Cette initiative soutenue par le Gouvernement vise à pallier le déficit énergétique que traverse le pays.

Parc de production		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	PIE Solaires 80 MWc							72	72	72	72
	Autoproducteurs Solaires					4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Total exploitable			258	290	318	549	549	666	680	780	822
Interconnexions	Ferké-Ouaga	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Bolga-Ouaga			50	100	100	100	100	100	100	100
	Bolga-Bobo						75	75	75	75	75
	Dorsale Nord							100	150	150	150
EcoPower											100
Total disponible		307	308	390	468	699	774	991	1 055	1 155	1 297

IV. ADEQUATION OFFRE DE PRODUCTION – DEMANDE GLOBALE

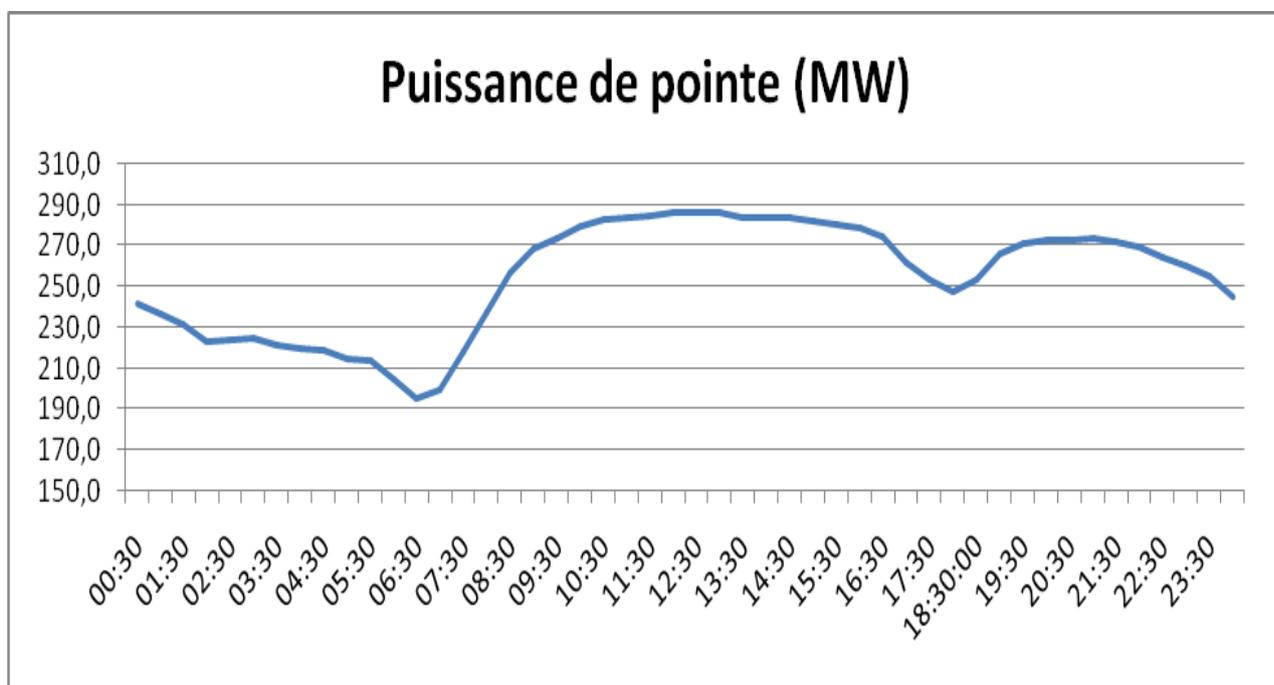
IV.1. Analyse de la charge journalière typique de la demande et de la production solaire journalière

La courbe de charge journalière se présente comme suit :

- une période de pointe diurne entre 12 h et 14 h;
- une période de pointe nocturne entre 19 h et 22 h.

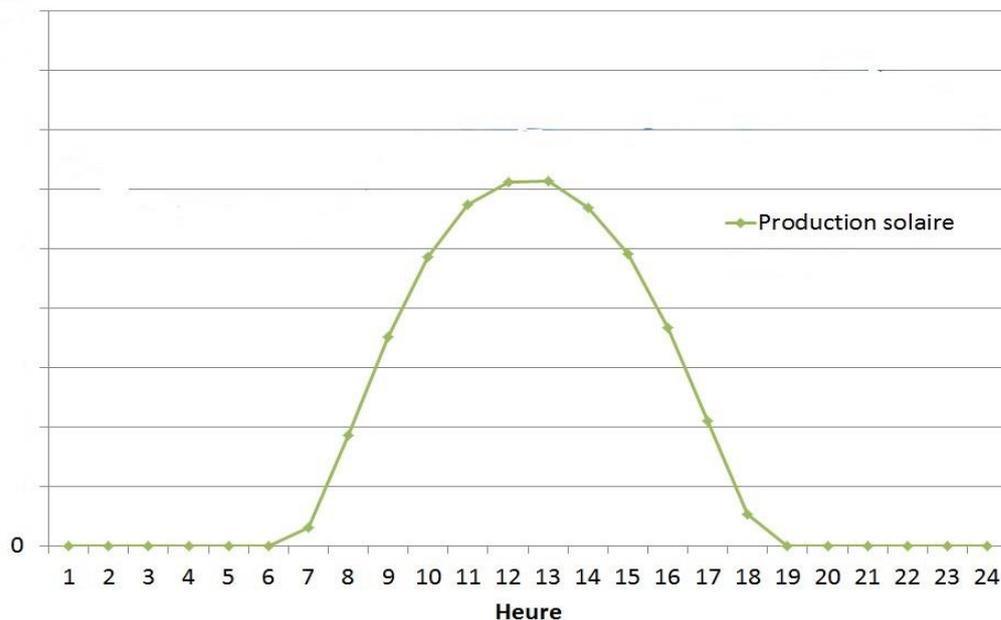
Suivant l'analyse des courbes journalières typiques des douze mois de l'année, il ressort qu'au mois d'avril et mai la pointe diurne est supérieure à la pointe nocturne. La pointe nocturne vaut 97% de la pointe diurne. Pour les dix autres mois de l'année, la pointe journalière est nocturne. Cependant, étant donné que la pointe annuelle est généralement enregistrée aux mois d'avril ou de mai, l'adéquation offre - demande a été réalisée avec l'hypothèse de la pointe nocturne est égale à 97% de la pointe diurne. Le taux de disponibilité de l'ensemble (production + importation) a été considérée à 80%.

Figure N° 5 : Courbe de charge journalière typique de la demande



La production solaire intervient entre 7h et 18 h avec une forte contribution à la maîtrise de la charge entre 9 h et 16 h.

Figure N° 6 : Courbe typique de production solaire journalière



IV.2. Analyse de l'adéquation Offre – Demande sur la période 2017 – 2015

La prévision de développement des projets de production électrique est fondée sur l'analyse en l'offre et la demande et l'analyse de l'adéquation Offre – Demande a été faite suivants les trois (03) scénarii en considérant un taux de disponibilité de 80% pour l'ensemble (productions + importation) comme mentionné plus haut.

Scénario Haut :

Tableau N° 5 : Adéquation Offre – demande suivant le Scénario Haut

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Existant	308	308	306	279	279	279	279	279	279
Parc thermique existant	231	231	229	202	202	202	202	202	202
Parc hydraulique existant	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Parc solaire existant	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Interconnexions	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Projets	0	82	162	420	495	712	776	876	1018
Projets thermiques	-	-	7	157	157	157	157	257	257
Projets hydrauliques	-	2	2	2	2	2	16	16	58
Projets solaires	0	30	53	161	161	278	278	278	278
Interconnexions	0	50	100	100	175	275	325	325	325
ECOPOWER	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Total Général (MW)	308	390	468	699	774	991	1 055	1 155	1 297
Total Général disponible (MW)	246,4	312	374,4	559,2	619,2	792,8	844	924	1 037,6
Pointe Annuelle (MW)	290	315	340	490	563	648	745	857	986
Pointe Diurne (MW)	290	315	340	490	563	648	745	857	986
Pointe Nocturne (MW)	281	306	330	475	546	629	723	831	956
Marge Diurne (MW)	- 44	- 3	34	69	56	145	99	67	52
Marge Nocturne (MW)	- 36	- 25	- 9	- 78	- 89	- 115	- 158	- 168	- 198

Dans ce présent scénario, on note un déficit de production diurne et nocturne en 2018 et nocturne de 2018 à 2025 en augmentation.

Pour faire face à ce déficit les mesures suivantes sont proposées :

- la réalisation des systèmes d'autoproduction à base d'énergie solaire dans les habitations et édifices publics et privés.
- l'acquisition ou la location de groupes tractables.

Scénario Moyen :

Tableau N° 6 : Adéquation Offre – demande suivant le Scénario Moyen

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Existant	308	308	306	279	279	279	279	279	279
Parc thermique existant	231	231	229	202	202	202	202	202	202
Parc hydraulique existant	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Parc solaire existant	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Interconnexions	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Projets	0	82	162	420	495	712	776	876	1018
Projets thermiques	-	-	7	157	157	157	157	257	257
Projets hydrauliques	-	2	2	2	2	2	16	16	58
Projets solaires	0	30	53	161	161	278	278	278	278
Interconnexions	0	50	100	100	175	275	325	325	325
ECOPOWER	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Total Général (MW)	308	390	468	699	774	991	1 055	1 155	1 297
Total Général disponible (MW)	246,4	312	374,4	559,2	619,2	792,8	844	924	1 037,6
Pointe Annuelle (MW)	290	315	340	408	447	490	537	589	646
Pointe Diurne (MW)	290	315	340	408	447	490	537	589	646
Pointe Nocturne (MW)	281	306	330	396	434	475	521	571	627
Marge Diurne (MW)	- 44	- 3	34	151	172	303	307	335	392
Marge Nocturne (MW)	- 36	- 25	- 9	1	24	39	44	74	132

Dans ce présent scénario, on note un déficit de production diurne et nocturne en 2018 et nocturne en 2019.

Pour faire face au déficit de 2018 et 2019, les mesures suivantes sont proposées :

- la réalisation des systèmes d'autoproduction à base d'énergie solaire dans les habitations et édifices publics et privés.
- l'acquisition ou la location de groupes tractables.

Scénario Bas

Tableau N° 7 : Adéquation Offre – demande suivant le Scénario Bas

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Existant	308	308	306	279	279	279	279	279	279
Parc thermique existant	231	231	229	202	202	202	202	202	202
Parc hydraulique existant	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Parc solaire existant	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Interconnexions	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Projets	0	82	162	420	495	712	776	876	1018
Projets thermiques	-	-	7	157	157	157	157	257	257
Projets hydrauliques	-	2	2	2	2	2	16	16	58
Projets solaires	0	30	53	161	161	278	278	278	278
Interconnexions	0	50	100	100	175	275	325	325	325
ECOPOWER	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Total Général (MW)	308	390	468	699	774	991	1 055	1 155	1 297
Total Général disponible (MW)	246,4	312	374,4	559,2	619,2	792,8	844	924	1 037,6
Pointe Annuelle (MW)	290	315	340	370	400	435	470	505	545
Pointe Diurne (MW)	290	315	340	370	400	435	470	505	545
Pointe Nocturne (MW)	281	306	330	359	388	422	456	490	529
Marge Diurne (MW)	- 44	- 3	34	189	219	358	374	419	493
Marge Nocturne (MW)	- 36	- 25	- 9	38	69	92	109	155	230

Dans ce présent scénario, on note un déficit de production diurne et nocturne en 2018 et nocturne en 2019. A partir de 2023, l'excédent de production devient important.

Pour faire face au déficit de 2018 et 2019, les mesures suivantes sont proposées :

- la réalisation des systèmes d'autoproduction à base d'énergie solaire dans les habitations et édifices publics et privés.
- l'acquisition ou la location de groupes tractables.

V. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION

Le plan d'investissement des moyens de production est financé concomitamment par l'Etat, les Partenaires techniques et financiers mais aussi par le secteur privé à travers notamment le PPP.

Le coût total des investissements production sur la période 2020 – 2025 est évalué à 1 485 milliard de FCFA. Le plan d'investissement est présenté dans le tableau ci-après :

Tableau N° 8 : Coûts des investissements Production

Projets de production		Coût	COUT DES INVESTISSEMENTS EN MILLIARDS DE FCFA									Bailleurs
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Projets thermiques	Fada (7 MW)	9,86			9,86							BM
	Kossodo (50 MW)	62,8				62,8						Etat-BID
	Ouaga Est (100 MW)	125,51				125,51						A rechercher en PPP
	Ouaga Nord ouest (Ex. Donsin) (100 MW)	125,51								125,51		A rechercher
Projets hydrauliques	Intégré de Samendéni (2 MW)	48,25		48,25								Etat-PTF
	Bagré aval (14 MW)	66,7							66,7			A rechercher
	Bontioli (5,1 MW)	35,2									35,2	A rechercher
	Gongourou (5 MW)	33,5									33,5	A rechercher
	Folonzo (10,8 MW)	64,3									64,3	A rechercher
	Intégré de Ouéssa (21 MW)	300									300	A rechercher
Projets solaires	Zagtouli 1 (29,7 MW)	31,16	31,16									UE-BEI-AFD
	Zagtouli 2 (15,3 MW)	13,16				13,16						UE-BEI-AFD
	Koudougou (18 MW)	13,23				13,23						BM
	Kaya (9 MW)	6,62				6,62						BM
	Centrale Regionale du WAPP (150 MWc)	187						187				A rechercher sous l'égide du WAPP
	Kodéni (15,3 MW)	16,1				16,1						PIE/PPP

Projets de production		Coût	COUT DES INVESTISSEMENTS EN MILLIARDS DE FCFA									Bailleurs
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Projets solaires (suite)	Pâ (15,3 MW)	16,1				16,1						PIE/PPP
	Patte d'Oie (5,62 MW)	6,2				6,2						PIE/PPP
	Zano (9,9 MW)	10,4				10,4						PIE/PPP
	Zina (23,4 MW)	26,2			26,2							PIE/PPP
	ZIGA 2 (15,3 MW)	16,1				16,1						PIE/PPP
	PIE Solaires (72 MW)	75,6						75,6				A rechercher
	Autoproducteurs Solaires (4,5 MW)	83				83						Etat-Particuliers
EcoPower (100 MW)	EcoPower (100 MW)	112									112	
Total (en milliard de F CFA)		1 484,5	0	79,41	36,06	369,22	0	262,6	66,7	125,51	545	

CHAPITRE IV : PLAN DIRECTEUR TRANSPORT

La présente partie indique les renforcements nécessaires du réseau de transport national pour faire face à l'accroissement de la charge. Ce réseau permettra d'évacuer la production des nouveaux centres de production vers les centres de consommation. Les hypothèses retenues pour cette étude sont donc en cohérence avec les plans de production, de distribution et d'électrification rurale.

Une option optimale de renforcement du réseau de transport et des liaisons inter urbaines est présentée tenant compte des avantages et des inconvénients techniques. Le Plan Directeur transport permettra de tendre vers un maillage du réseau national interconnecté et du réseau de transport sous régional Côte d'Ivoire, Mali, Ghana et Niger. Cette option est suivie d'une évaluation des coûts.

I. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES

Le présent Plan directeur transport repose sur l'étude du schéma directeur transport version 2013 de la SONABEL. Toutefois, les projets de raccordement suivants ont été rajoutés : Wona - Dédougou, Dédougou - Ouahigouya, Pâ - Diébougou et Kossodo – Ziniaré – Kaya. Les schémas internes de Bobo Dioulasso ont été modifiés avec l'intégration des liaisons Koua - Bobo 2010 et Bobo 2010 - Bobo 2.

Les hypothèses retenues sont présentées ci-dessous :

Charge :

L'analyse de la demande dans le scénario moyen indique que la puissance de pointe s'établit à 646 MW en 2025. Tenant compte des pertes de transport de 38 MW obtenues par simulation, la charge raccordée aux postes sources (HT/MT) s'élève à 608 MW. Les charges atteintes des deux principaux centres de consommation de Ouagadougou et Bobo-Dioulasso, sont respectivement de 383 MW et 163 MW, soit 90% de la demande totale du RNI. Le facteur de puissance de la consommation retenu est de 0.95.

Importation :

Suite à la présentation du plan directeur production, la SONABEL a choisi de retenir l'option de production prenant en compte une importation garantie s'élevant à 58% de la demande maximale à l'horizon 2025.

La pointe de la demande pour 2025 est prévue à 646 MW, les importations s'élèvent donc à environ 375 MW, qui se répartissent ainsi sur les trois interconnexions :

- 50 MW en provenance de Ferkessédougou ;
- 100 MW de Bolgatanga-Zagtouli ;
- 75 MW de Bolgatanga-Kodeni ;
- 150 MW de la Dorsal nord du WAPP.

Le Burkina Faso est actuellement interconnecté avec la Cote d'Ivoire par la ligne 225 kV Ferkessédougou - Kodéni (Bobo-Dioulasso).

La répartition des flux sur les futures interconnexions dépendra de leurs impédances et des bouclages. Les caractéristiques de ces interconnexions, ainsi que les transits, sont détaillées ci-dessous :

Tableau N° 9 : Interconnexions et capacité de transit

Interconnexion	Tension (kV)	Longueur (km)	Section (mm²)	Transit (MW)	Date de mise en service
Bolgatanga-Zagtouli	225	206	Almélec 570	100	2018
Bolgatanga-Kodeni	225	225	Almélec 570	150	2021
Dorsal Nord Niamey-Ouagadougou	330	469	Almélec 570	150	2022

II. ETAT DES LIEUX DU RESEAU DE TRANSPORT

Le réseau de transport national se compose des lignes et postes avec des niveaux de tension de 90, 132 et 225 kV. Dans la partie Ouest du Burkina Faso, la ligne d'interconnexion 225 kV Ferké-Kodéni permet d'importer l'énergie électrique de la Côte d'Ivoire vers les principaux centres de consommation de Bobo-Dioulasso et de Ouagadougou via le RNI. Ces deux centres sont interconnectés par les liaisons 225 kV Kodéni-Pâ et Pâ-Zagtouli.

A partir du poste de Zagtouli, les liaisons 90 kV Zagtouli-Ouaga2, Ouaga2-Ouaga1, Ouaga1-Kossodo, Zagtouli-Komsilga et Komsilga-Patte d'Oie constituent une boucle qui n'est pas encore fermée. La ligne 90 kV Zagtouli-Ouahigouya nouvellement construit est sous tension à vide en attendant la réception du poste 90/33 kV de Ouahigouya.

Les départs 90 kV Pa-Yaramoko et Yaramoko-Wona alimentent respectivement la mine de Yaramoko, les villes de Dédougou et Houndé en attendant le raccordement de la mine de SEMAFO.

Certaines lignes 33 kV sont considérées comme des lignes de transport. Il s'agit des lignes : Kossodo-Ziniaré, Ziniaré-Kaya, Kaya-Dori, Kossodo-Kongoussi, Kongoussi-Djibo, Zagtouli-Koudougou, Ouaga 2000-Manga, Zano-Koupéla, Koupéla-Fada, Pa-Diébougou et Diébougou-Gaoua.

Dans la partie Est du Burkina Faso, les productions des centrales hydro-électriques de Kompienga et de Bagré sont principalement évacuées vers le centre de consommation de Ouagadougou par les lignes 132 kV Kompienga-Zano, Bagré-Zano et Zano-Ouaga.

Les différents nœuds du transport sont constitués de postes source, de postes de répartition et de postes d'interconnexion suivant leur emplacement sur le réseau. Les principaux postes sources sont ceux de Kompienga et Bagré en 6,6/132 kV, de Ouaga1 et Ouaga2, Kossodo, Komsilga dans la ville de Ouagadougou en 90/15 kV et 90/33 kV.

Les tableaux N° 10 et N° 11 qui suivent font la situation des lignes et des postes existants.

Tableau N° 10 : Situation des lignes du réseau existant

Départ	Arrivée	Tension utilisation
Ferkéssédougou	Kodéni	225 kV
Kodéni	Pa	225 kV
Pa	Zagtouli	225 kV
Kompienga	Zano	132 kV
Bagré	Zano	132 kV
Zano	Patte d'Oie	132 kV
Pa	Yaramoko	90 kV
Yaramoko	Wona	90 kV
Zagtouli	Ouahigouya	90 kV
Zagtouli	Ouaga 2	90 kV
Ouaga 2	Ouaga 1	90 kV
Ouaga 1	Kossodo	90 kV
Zagtouli	Komsilga	90 kV
Komsilga	Patte d'Oie	90 kV
Kossodo	Ziniaré	33 kV
Ziniaré	Kaya	33 kV
Kaya	Dori	33 kV
Kossodo	Kongoussi	33 kV
Kongoussi	Djibo	33 kV
Zagtouli	Koudougou	33 kV avec ligne ossature 90 kV
Ouaga 2000	Manga	33 kV
Zano	Koupéla	33 kV
Koupéla	Fada	33 kV
Pa	Diébougou	33 kV
Diébougou	Gaoua	33 kV

Tableau N° 11 : Situation des postes du réseau existant

Site	Tension 1 (kV)	Tension 2 (kV)	Nombre de transfo	Puissance (MVA)	Puissance totale (MVA)	Taux de charge (%)
Kodeni	225	33	2	40	80	70
	33	34,5	1	5	5	50
Pa	225	33/34,5	1	5/5	10	100
	225	90	1	40	40	25
Wona	90	33	1	40	40	25
Yaramoko	90	11,5	1	13	13	30
Zagtouli	225	90	2	70	140	57
	90	33/34,5	1	15/5	20	66/50
Zano	132	33	2	10	20	70
Patte d'Oie	132	33	2	10	20	50
	33	15	2	15	30	66
	90	15	1	40	40	50
Kossodo	90	15	1	40	40	50
	90	33	1	40	40	38
Komsilga	90	33	3	40	120	43
Ouaga 2	90	15	1	40	40	90
Ouaga 1	90	15	1	40	40	75
Ouaga 2000	33	15	2	15	30	100
Kompienga	6,6	132	2	10	20	50
Bagré	6,6	132	2	10	20	50
Banfora	33	20	2	5	10	60
Tourni	0,4	33	1	1	1	50
Niofila	0,4	33	2	1	2	50
Ouahigouya	90	33	1	40	40	25

Le schéma unifilaire du réseau en 2017 est présenté ci-dessous :

Figure N° 7 : Schéma unifilaire du réseau en 2017

III. SCHEMAS CIBLES

III.1. Schéma cible 2018

La liste des projets identifiés pour être réalisés en 2018 se présente comme suit :

Tableau N° 12 : Liste des projets de lignes et de postes en 2018

Départ de la ligne	Arrivée de la ligne	Niveau de tension	Longueur (Km)	Coût (Milliards F CFA)	Financement	Observation
Bolga	Ouaga	225 kV	188	36	AFD, BEI, BM, SONABEL	En cours d'exécution
Pâ	Houndé	90 kV	36	2,16	Privé Endeavour Mining	Projet en cours d'exécution
Transfo 90/15 kV-40 MVA au poste de Ouaga I				0,4	AFD & UE	Projet solaire de zagtouli
travée ligne 90 kV terre n°2 au poste de Ouaga II				0,5	AFD & UE	Projet solaire de zagtouli
Transfo 132/33 kV-40 MVA au poste de Zano				0,4	SONABEL	Projet
Travée 90 kV transfo au poste de Pâ				0,5	SONABEL	Projet
Poste 90/11,5 kV de Houndé				1,2	Privé Endeavour Mining	Projet en cours d'exécution
Ligne Interurbaine						
4 cellules 33 kV au poste de Tenkodogo				0,16	SONABEL	Projet
4 cellules 33 kV à Koupéla				0,16	SONABEL	Projet
Auto transformateur 33 kV-10 MVA à Hamélé				0,4	SONABEL	Projet
Poste 33/15 kV à Koudougou				0,5	SONABEL	Projet
Auto transformateur 30/33 kV 15 MVA à Ziniaré				0,9	SONABEL	Projet
2 gradins de condo 15 kV 750 kVAR à Kongoussi				0,23	SONABEL	Projet
2 gradins de condo 15 kV 750 kVAR à Djibo				0,23	SONABEL	Projet
Cout total				43,74		

Le schéma unifilaire du réseau en 2018 est présenté ci-dessous :

Figure N° 8 : Schéma unifilaire du réseau en 2018

III.2. Schéma cible 2020

La liste des projets identifiés pour être réalisés en 2020 se présente comme suit :

Tableau N° 13 : Liste des projets de lignes et de postes en 2020

Départ Ligne	Arrivée de la ligne	Tension (kV)	Longueur en Km	Coût en Milliards F CFA	Financement	Observation
SVC 225 kV au poste de Pâ				9,83	A rechercher	Projet
Zagtouli	Kossodo	90	25	1,50	A rechercher	Projet
Travée ligne 90 kV départ Kossodo à Zagtouli				0,50	A rechercher	Projet
Travée ligne 90 kV départ Zagtouli à Kossodo				0,50	A rechercher	Projet
Poste 90/15 kV dans la zone Zaca				1,90	A rechercher	Projet
Liaison souterraine 90 kV Ouaga 1- Zaca			5	0,60	A rechercher	Projet
Liaison souterraine 90 kV Zaca – Patte d'Oie			7	0,84	A rechercher	Projet
Poste 33/15 kV à Kodenî				3,80	A rechercher	Projet
Zano	Koupéla	132	55	8,70	OFID	Etudes, supervision, PGES, UGP inclus
Wona	Dédougou	90	60	5,10	Banque Mondiale	Etudes, supervision, PGES, UGP non inclus
Kossodo	Ziniaré	90	25	5,58	BID	Etudes, supervision, PGES, UGP non inclus
Ziniaré	Kaya	90	70	6,70	Banque Mondiale	Etudes, supervision, PGES, UGP non inclus
Kossodo	Ouaga Est	90	17	8,80	IRED, UEMOA	Etudes, supervision, PGES, UGP inclus
Ouaga Est	PDO	90				
Zagtouli	KDG	90	100	4,40	IRED, UEMOA	
Poste 90/33 kV de Koudougou				4,20	IRED (UEMOA)	Projet
Zagtouli	Tanghin-Dassouri	33		0,50	A rechercher	projet

Départ Ligne	Arrivée de la ligne	Tension (kV)	Longueur en Km	Coût en Milliards F CFA	Financement	Observation
Transfo 90/15 kV-40 MVA au poste de Ouaga II				0,40	A rechercher	Projet
Sécurisation de la ligne 225 kv Ouaga-Pâ-Kodeni (renforcement des manchons)				5,00	A rechercher	Projet
Lignes Interurbaines						
Fada	Kantchari	33	170	3,40	A rechercher	Projet
Poste 33/15 kV Bobo 2010 (05 cellules 15kV et 5 cellules 33 kV et 02 transfo 33/15 kV 25 mVA)				5,00	A rechercher	Projet
Ligne 33 kV Bobo2010 -Koua			8	0,08	A rechercher	Projet
Ligne 33 kV Bobo 2010 – Bobo 2			10	0,10	A rechercher	Projet
Cout total (Milliards F CFA)				77,43		
Financement Total à rechercher (Milliards F CFA)				33,95		

Le schéma unifilaire du réseau en 2020 est présenté ci-dessous :

Figure N° 9 : Schéma unifilaire du réseau en 2020

III.3. Schéma cible 2021

La liste des projets identifiés pour être réalisés en 2021 se présente comme suit :

Tableau N° 14 : Liste des projets de lignes et de postes en 2021

Départ de la ligne	Arrivée de la ligne	Niveau de tension (kV)	Longueur en Km	Coût en Millions F CFA	Financement	Observation
Pâ	Diébougou	90	84	6,1	Banque Mondiale	Etudes, supervision, PGES, UGP non inclus (2 300 000 kFCFA)
Cout total				6,1		

Le schéma unifilaire du réseau en 2021 est présenté ci-dessous :

Figure N° 10 : Schéma unifilaire du réseau en 2021

III.4. Schéma cible 2023

La liste des projets identifiés pour être réalisés en 2023 se présente comme suit :

Tableau N° 15 : Liste des projets de lignes et de postes en 2023

Départ de la ligne	Arrivée de la ligne	Niveau de tension (kV)	Longueur en Km	Coût en Milliards F CFA	Financement	Observation
Niamey	Ouaga (Dorsale Nord)	330	490	36	A rechercher	382 km au Burkina
Dédougou	Ouahigouya	90	190	11,4	A rechercher	
Cout total				47,4		
Financement à rechercher				47,4		

Le schéma unifilaire du réseau en 2023 est présenté ci-dessous :

Figure N° 11 : Schéma unifilaire du réseau en 2023

III.5. Schéma cible 2024

La liste des projets identifiés pour être réalisés en 2024 se présente comme suit :

Tableau N° 16 : Liste des projets de lignes et de postes en 2024

Départ de la ligne	Arrivée de la ligne	Niveau de tension (kV)	Longueur en Km	Coût en Milliards F CFA	Financement	Observation
Bolga	Kodeni	225 kV	388	37	AFD,BEI,BIDC, BAD	
Kodeni	Sikasso	225 kV	168	16	AFD,BEI,BIDC, BAD	
Cout total				53		

Le schéma unifilaire du réseau en 2024 est présenté ci-dessous :

Figure N° 12 : Schéma unifilaire du réseau en 2024

IV. ANALYSE DES SCHEMAS CIBLES

Les simulations de calcul de répartition de puissance réalisées avec chaque schéma-cible, à la pointe de charge, présentent un plan de tension et de niveau de transit acceptable.

V. PLAN D'INVESTISSEMENTS TRANSPORT

Les investissements identifiés pour être réalisés dans le cadre du développement des moyens de transports sur la période 2017 – 2025 est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau N° 17 : Coût des Investissements transport :

COUT (Milliards F CFA)	TOTAL	2018	2020	2021	2023	2024	2025
Lignes et Postes 225, 132, 90 et 33 kV							
Bolga-Ouaga 225 kV	36	36					
Pâ-Hounde 90 kV	2,16	2,16					
Transfo 90/15 kV-40 MVA au poste de Ouaga I	0,40	0,4					
travée ligne 90 kV terne n°2 au poste de Ouaga II	0,50	0,5					
Transfo 132/33 kV-40 MVA au poste de Zano	0,40	0,4					
Travée 90 kV transfo au poste de Pâ	0,50	0,5					
Poste 90/11,5 kV de Houndé	1,20	1,2					
Ligne Interurbaine							
4 cellules 33 kV au poste de Tenkodogo	0,16	0,16					
4 cellules 33 kV à Koupéla	0,16	0,16					
Auto transformateur 33 kV-10 MVA à Hamélé	0,40	0,4					
Poste 33/15 kV à Koudougou	0,50	0,5					
Auto transformateur 30/33 kV 15 MVA à Ziniaré	0,90	0,9					
2 gradins de condo 15 kV 750 kVAR à Kongoussi	0,23	0,23					
2 gradins de condo 15 kV 750 kVAR à Djibo	0,23	0,23					
Lignes et Postes 225, 132, 90 kV							
SVC 225 kV au poste de Pâ	9,83		9,83				
Zagtouli-Kossodo 90 kV	1,5		1,50				
Travée ligne 90 kV départ Kossodo à Zagtouli	0,5		0,50				
Travée ligne 90 kV départ Zagtouli à Kossodo	0,5		0,50				
Poste 90/15 kV vers la zone Zaca	1,9		1,90				
Liaison souterraine 90 kV Ouaga 1- Zaca	0,6		0,60				
Liaison souterraine 90 kV Zaca – Patte d'Oie	0,84		0,84				
Poste 33/15 kV à Kodeni	3,8		3,80				
Zano-Koupela 90 kV	8,7		8,70				
Wona-Dédougou 90 kV	6,621		6,621				
Kossodo-Ziniaré 90 kV	5,58		5,58				

COUT (Milliards F CFA)	TOTAL	2018	2020	2021	2023	2024	2025
Ziniaré-Kaya 90 kV	7,543		7,543				
Kossodo-Ouaga Est 90 kV	8,8		8,80				
Ouaga Est-Patte d'Oie 90 kV	0						
Zagtouli-Koudougou 90 Kv	5,629		5,629				
Poste 90/33 kV de Koudougou	4,2		4,20				
Zagtouli-Tanghin-Dassouri 33 kV	0,5		0,50				
Transfo 90/15 kV- 40 MVA au poste de Ouaga II	0,4		0,40				
Sécurisation de la ligne 225 kv Ouaga-Pâ-Kodeni	5		5,00				
Ligne Interurbaine	0						
Fada	3,4		3,40				
Poste 33/15 kV Bobo 2010	5		5,00				
Ligne 33 kV Bobo2010 -Koua	0,08		0,08				
Ligne 33 kV Bobo 2010 –Bobo 2	0,1		0,10				
Lignes 330, 225, 90 kV							
Pâ-Diébouyou 90 kV	7,612			7,612			
Dorsale Nord 330 kV	166,65				166,65		
Dédougou-Ouahigouya, 90 kV	11,40				11,4		
Bolga-Kodeni 225 kV	37,00					37	
Kodeni- Sikasso 225 kV	16,00					16	
TOTAL GENERAL	227,67	43,74	77,33	6,10	47,4	53	-

Le plan directeur transport représente des investissements très importants pour le pays. Ces investissements vont permettre de structurer le réseau de transport national jusqu'en 2025 et de développer harmonieusement le réseau au-delà de cette échéance suivant les schémas cibles du RNI. Le coût de ces investissements s'élève à **227,67 milliards de francs CFA dont 146,32 milliards de francs CFA déjà mobilisés représentant 64%. Le montant du financement recherché est de 81,35 milliard de francs CFA.**

Ce plan directeur est en cohérence avec celui de la production sur la base des résultats de simulation obtenus par rapport à l'évacuation des énergies fournies par les groupes de production nationale, les centrales solaires photovoltaïques et les importations sur la période 2017 à 2025.

CHAPITRE V : PLAN DIRECTEUR DISTRIBUTION / ELECTRIFICATION RURALE

Le Plan Directeur Distribution/Electrification rurale a été élaboré en tenant compte de la programmation régionale de 2008 dans le cadre du MEPRED. Ce choix s'explique par le fait que les schémas d'électrification actuels diffèrent très peu de cette prévision.

La programmation dans le présent Plan Directeur tient compte de l'analyse spatiale, de la demande et des technologies d'électrification.

Les technologies retenues pour l'électrification du pays sont d'une part une extension raisonnable et structurante du réseau électrique interconnecté, le raccordement au réseau par une extension à partir de câble de garde isolé et le système SWER et d'autre part des solutions décentralisées (réseau diesel et le réseau hybride décentralisé).

Par ailleurs, des solutions de pré-électrification (plates-formes multifonctionnelles, et les kits solaires photovoltaïques) sont adoptées pour les pôles de développement de petites tailles et loin du réseau électrique.

Les options d'alimentation ont été retenues sur la base des études suivantes :

- **projets Improves-RE (Co-financement UE-DGE-FDE-IED)**
- **Vision 2020 (livre blanc national) de l'accès aux services énergétiques (MEPRED-2010)**
- **document de stratégie d'électrification rurale (2007, PASE)**
- **Etude DECON-MAZART 2010**

I. ETAT DES LIEUX DE LA COUVERTURE ELECTRIQUE DU PAYS EN RESEAU HTA/BT

Le Burkina Faso environ compte 8 600 localités réparties à travers les treize (13) régions du pays dont très peu sont électrifiées à ce jour. En plus, la couverture électrique des localités électrifiées est partielle et une grande partie des populations desdites localités n'a pas accès au réseau électrique.

Le choix des localités à électrifier s'est basé sur des critères tels que la taille des populations, le potentiel économique, la proximité à une ligne électrique et de la situation frontalière (pour des questions de sécurité territoriale).

Le tableau suivant présente la situation des localités électrifiées au Burkina Faso par région en 2016.

Tableau N° 18 : Situation indicative de l'électrification des localités

Régions	Nombre total de localités	Nombre de localités électrifiées	Nombre de localités non électrifiées	Population totale (base 2006 et projections)
Boucle du Mouhoun	967	65	902	1 749 559
Cascades	267	27	240	661 936
Centre	149	24	125	2 231 807
Centre-Est	668	65	603	1 343 079
Centre-Nord	722	37	685	1 547 565
Centre-Ouest	578	63	515	1 441 954
Centre-Sud	460	45	415	776 135
Est	678	39	639	1 464 366
Hauts Bassins	443	70	373	1 776 803
Nord	803	77	727	1 469 622
Plateau Central	456	42	414	880 631
Sahel	583	59	524	1 158 147
Sud-Ouest	1171	27	1144	813 040
TOTAL	7 945	640	7 306	17 314 644

II. SCHEMA DE DEVELOPPEMENT DE LA DISTRIBUTION ET ELECTRIFICATION RURALE (Scénario Moyen)

Le schéma de développement de la distribution et de l'électrification rurale proposé est réalisé selon les hypothèses du scénario moyen (doublement du nombre d'abonnés). Celui-ci prévoit les objectifs cibles ci-après :

- 1 170 800 et 1 906 910 abonnés respectivement en 2020 et 2025 ;
- un taux d'électrification de 32,21 % et 45 % respectivement en 2020 et 2025 ;

- un taux de couverture électrique de 80 % et 90 % respectivement en 2020 et 2025.

L'analyse de l'évolution du nombre d'abonnés est fait sur la base des travaux déjà programmés (Scénario Bas) et à programmer mais aussi des efforts complémentaires à effectuer pour l'atteinte des objectifs du Scénario Moyen.

II.1. Analyse de l'évolution du nombre d'abonnés sur la période 2017 – 2025 (Scénario Bas)

Afin de déterminer le nombre de nouveaux abonnés supplémentaires sur la période 2017-2025 en vue d'atteindre les objectifs en terme d'accès des populations à l'électricité, une analyse a été faite sur la base de l'évolution actuelle du nombre d'abonnés qui prend en compte les extensions et les projets en cours à la SONABEL et au FDE (Scénario Bas). Il s'agit de :

- cinquante mille (50 000) nouveaux abonnés par an pour la SONABEL sur la période de l'étude (Contrat Plan SONABEL) ;
- cinquante-deux mille cinq cents (52 500) nouveaux abonnés à raccorder à l'issue des extensions de réseaux HTA/BT dans le cadre des projets PEPU (financement BAD) et PERREL (financement BID) ;
- cinq mille (5 000) nouveaux abonnés à raccorder par an en moyenne par le FDE à travers les projets d'électrification prévus sur la période de l'étude.

Le tableau ci-dessous montre qu'en 2020, le nombre d'abonnés s'élèverait à 907 664 et 1 164 664 en 2025.

Tableau N° 19 : Evolution actuelle du nombre d'abonnés (Scénario Bas)

Année	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nouveaux abonnés	52 000	65 000	84 500	88 000	51 000	51 200	51 300	51 500	52 000
SONABEL (Contrat Plan)	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
PEPU/ PERREL			17 500	35 000					
FDE	2 000	15 000	17 000	3 000	1 000	1 200	1 300	1 500	2 000
Cumul du nombre abonnés/an	670 164	735 164	819 664	907 664	958 664	1 009 864	1 061 164	1 112 664	1 164 664
SONABEL	635 634	685 634	753 134	838 134	888 134	938 134	988 134	1 038 134	1 088 134
FDE	34 530	49 530	66 530	69 530	70 530	71 730	73 030	74 530	76 530

II.2. Evaluation du nombre d'abonnés supplémentaires requis sur la période 2017 – 2025 pour l'atteinte des objectifs du Scénario Moyen

Afin d'atteindre les objectifs cibles, des efforts complémentaires en termes dans les extensions de réseaux de distribution, dans l'électrification de nouvelles localités et de réalisation de branchements.

La SONABEL et le FDE mettront en place chacun en ce qui le concerne et ce dans leur domaine respectif, l'organisation adéquate pour l'atteinte des objectifs envisagés. Le tableau ci-dessous illustre le nombre de nouveaux abonnés à raccorder en vue d'atteindre les valeurs cibles ci-dessus mentionnées.

Pour atteindre le nombre d'abonnés requis en 2020, il faudra raccorder 263 136 nouveaux abonnés supplémentaires à cet horizon (2020). Cela nécessite une organisation spéciale avec des moyens conséquents. Ainsi, la période 2017 -2018 sera essentiellement consacrée à la préparation de ce dispositif afin de pouvoir constater à la réalisation effective des travaux entre 2019 et 2020. Une fois ce dispositif sera mis en place, la politique de raccordement permettra de capter plus de 100 000 nouveaux abonnés par an sur la période 2021 – 2025.

Le tableau ci-dessous reprend les efforts supplémentaires (en termes d'abonnés) à effectuer pour l'atteinte des objectifs du Scénario Moyen.

Tableau N° 20 : Abonnés supplémentaires requis suivant le scénario moyen

Année	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre d'abonnés :									
Total scénario bas	670 164	735 164	819 664	907 664	958 664	1 009 864	1 061 164	1 112 664	1 164 664
Total du scénario moyen				1 170 800	1 288 922	1 421 136	1 566 906	1 727 616	1 907 801
Nouveaux abonnés supplémentaires à créer soit :				263 136	118 122	132 215	145 769	160 711	180 185
<i>Extension réseau SONABEL</i>				197 352	70 873	79 329	87 462	96 427	108 111
<i>Electrification FDE</i>				49 996	40 161	44 953	49 561	54 642	61 263
<i>Extension FDE</i>				15 788	7 088	7 933	8 746	9 642	10 811

II.3. Mesures spécifiques/Conditions d'atteinte des objectifs

Comme mentionné plus haut, le nombre d'abonnés supplémentaires entre 2017 et 2020 pour l'atteinte des objectifs en 2020 est environ 263 136. En outre celui des abonnés supplémentaires entre 2020 et 2025 pour l'atteinte de l'objectif 2025 est d'environ 737 002.

Tenant compte des investissements courants des acteurs actuels de l'électrification et du nombre important de nouveaux abonnés à créer (abonnements et projets courants non inclus) en vue d'atteindre les objectifs 2020 et 2025 respectivement de 1 170 800 et 1 907 801 abonnés, les mesures spécifiques suivantes doivent être prises :

- des branchements promotionnels pour le compte de la SONABEL ;
- des extensions de réseaux y compris des branchements dans les localités exploitées (SONABEL, FDE) ;
- l'électrification de nouvelles localités par le FDE.

II.3.1. Mesures spécifiques pour la période 2017-2020

II.3.1.1. Projets de branchements promotionnels SONABEL

En vue d'augmenter significativement le nombre des abonnés, des branchements promotionnels doivent être organisés sur l'ensemble du réseau de distribution de la SONABEL notamment la partie réalisée dans le cadre des projets PEPU et PERREL.

Dans les trois (03) villes concernées par les projets d'extension en cours (PEPU & PERREL), il est prévu le raccordement de **52 500** abonnés qui sont pris en compte dans l'évolution tendancielle (Scénario Bas). Au-delà de ces abonnés les extensions permettent de raccorder **207 500** abonnés potentiels. D'où l'opportunité d'organiser ces campagnes promotionnelles de branchement.

Le coût moyen d'un branchement non compris le coût du compteur est évalué à cent trente-cinq mille (**135 000**) francs CFA hors taxes en prenant en compte le coût réel du matériel (du panneau jusqu'au support de branchement) pondéré avec les poids de chaque type de branchement. Aussi, pour l'ensemble des branchements prévus le montant total est estimé à **vingt-huit milliards douze millions cinq-cents mille (28 012 500 000)** francs CFA hors taxes.

Pour inciter les clients à s'abonner en masse, il est proposé de subventionner et/ou d'étaler le montant du branchement supporté par l'abonné dans le temps.

Tableau N° 21 : Estimation des coûts du volet branchements promotionnels SONABEL 2017-2020

N°	Désignations	Qté	Montants en kFCFA					
			Prix unitaire	Prix total	2 017	2 018	2 019	2 020
1	Branchements SONABEL	207 500	135	28 012 500	0	8 403 750	11 205 000	8 403 750
2	Frais administratifs	1,5%	28 012 500	420 188	21 010	105 047	147 066	147 066
3	Ingénierie (Etudes et supervision)	2,5%	28 012 500	700 313	140 063	140 063	210 094	210 094
4	EIES, PGES	1,0%	28 012 500	280 125	28 013	28 013	168 075	56 025

5	Imprévus techniques	3,0%	28 012 500	840 375	0	0	588 263	252 113
6	Imprévus financiers	2,0%	28 012 500	560 250	0	0	448 200	112 050
TOTAL HTVA				30 813 750	189 085	8 676 872	12 766 697	9 181 097

II.3.1.2. Projets d'extension HTA/BT (SONABEL et FDE)

II.3.1.2.1. Extensions de réseaux SONABEL

En dehors des extensions réalisées annuellement par la SONABEL et qui contribuent à l'accroissement tendanciel du nombre d'abonnés, deux (02) grands projets d'extension d'un montant de 28 974 000 000 FCFA et de 19 600 000 000 F CFA financés respectivement par la BAD et la BID sont en cours de mise en œuvre dans les centres de Ouagadougou, de Bobo-Dioulasso et de Koudougou.

Les campagnes de branchement qui seront réalisées à partir de ces réseaux au cours de cette période permettront d'atteindre le nombre de clients cibles en 2020.

II.3.1.2.2. Extension de réseaux FDE

Les extensions de réseaux HTA/BT dans les localités d'électrification rurale seront le fait des titulaires de titres et permettront d'atteindre la cible de 16 000 nouveaux abonnés avant fin 2020.

Ces abonnés seront desservis par un réseau BT de 640 km et HTA de 210 km. Aussi, 160 postes de transformation HTA/BT seront réalisés dans les localités concernées par les extensions. Les localités concernées sont celles qui ont été électrifiées au cours de la période 2005 -2016 et celles qui seront électrifiées de 2017 à 2019 soit au moins 475.

Les coûts du projet sont évalués ainsi qu'il suit :

Tableau N° 22 : Estimation des coûts du volet extension 2017-2020 (FDE)

N°	Désignations	Quantité	Prix unitaire	Prix total	2 017	2 018	2 019	2 020
1	Extensions réseaux :							
	Réseaux HTA	210	11 000 000	2 310 000 000				
	Réseau BT	640	9 000 000	5 760 000 000				
	Poste de transformation	160	6 000 000	960 000 000				
	Branchements	16 000	130 000	2 080 000 000				
	Sous-total 1			11 110 000 000	0	3 333 000 000	4 444 000 000	3 333 000 000
2	Frais administratifs	1,5%	11 110 000 000	166 650 000	8 332 500	41 662 500	58 327 500	58 327 500
3	Ingénierie (Etudes et supervision)	2,5%	11 110 000 000	277 750 000	55 550 000	55 550 000	83 325 000	83 325 000
4	EIES, PGES	1,0%	11 110 000 000	111 100 000	11 110 000	11 110 000	66 660 000	22 220 000
5	Imprévus techniques	3,0%	11 110 000 000	333 300 000	0	0	233 310 000	99 990 000
6	Imprévus financiers	2,0%	11 110 000 000	222 200 000	0	0	177 760 000	44 440 000
	TOTAL HTVA			12 221 000 000	74 992 500	3 441 322 500	5 063 382 500	3 641 302 500

II.3.1.3. Projet d'électrification rurale

Pour cette période l'électrification de nouvelles localités va contribuer à améliorer de façon significative le taux de couverture actuelle.

Un certain nombre de projet sont en cours au FDE pour couvrir 367 localités rurales financées par les bailleurs de fonds (UE, FAD, BID, BM, CEDEAO/ECREEE) et l'Etat (PIP et TDE).

Ces localités seront pour la plupart raccordées au réseau interconnecté, en systèmes isolés (hybride PV/Diesel, Kits individuels PV, communautaires/collectifs PV) ou en systèmes intégrés de solutions technologiques et le reste par réseaux isolés hybrides.

Le cout global de ces projets est de soixante six milliards trois cent quarante millions (66 340 000 000) de F CFA (repartir par projet et bailleur).

L'ensemble des projets implémentera pour plus de **50 000** abonnés au cours de la période 2017 – 2020.

II.3.1.4. Synthèse des coûts pour les résultats attendus sur la période 2017 – 2020

La réalisation des actions ci-avant que sont : (i) branchements promotionnels pour le compte de la SONABEL, (ii) extension de réseaux y compris branchements pour de

compte du FDE, (iii) électrification de localités y compris branchements au FDE, permettraient l'atteinte de l'objectif de doublement du nombre d'abonnés en 2020.

Le coût estimatif des projets est de cent cinquante sept milliards huit cent quarante huit millions sept-cent cinquante mille (157 948 750 000) FCFA hors taxes dont 114 914 000 000 F CFA déjà acquis et 43 034 750 000 F CFA à rechercher.

II.3.2. Mesures spécifiques pour la période 2021-2025

Les actions à mener dans cette période concerneront essentiellement : (i) des extensions de réseaux y compris des branchements promotionnels dans les localités exploitées par la SONABEL et (ii) l'électrification de nouvelles localités par le FDE.

II.3.2.1. Projets d'extension HTA/BT et de branchements promotionnels

Les branchements promotionnels vont systématiquement accompagner les extensions pour l'atteinte des objectifs cibles de 2025.

II.3.2.1.1. Au niveau de la SONABEL

L'inventaire des extensions nécessaires pour atteindre les objectifs cibles de 2025 est regroupé dans le tableau suivant :

Tableau N° 23 : Extensions et branchements SONABEL 2021-2025

Désignation	Extensions réseaux				Branchements		Montant estimé [fcfa]	
	Longueur HTA [m]	Longueur BT [m]	Nbre CMB	Nbre H61	Coût réseaux	Nom bre		Coût brchts
Distribution du Kadiogo	183 750	1 972 200	175	0	30 727 872 500	302 406	40 824 810 000	71 552 682 500
Distribution de l'Ouest	69 420	715 300	11	84	6 815 340 753	72 482	9 785 070 000	16 600 410 753
Direction Régionale du Centre	34 220	156 450	0	43	1 814 600 087	13 102	1 768 770 000	3 583 370 087
Direction Régionale du Centre-Ouest	87 000	373 000	22	78	3 469 172 905	26 503	3 577 905 000	7 047 077 905
Direction Régionale du Centre-Est	31 700	174 700	3	45	1 928 041 291	11 612	1 567 620 000	3 495 661 291
Direction Régionale du Nord	29 000	157 200	13	33	2 704 143 976	15 561	2 100 735 000	4 804 878 976
Total General SONABEL	435 090	3 548 850	224	283	47 459 171 512	441 667	59 624 910 000	107 084 081 512
Divers								5 354 204 076
Total General extension-branchement								112 438 285 588

Le nombre total de nouveaux abonnés attendus de la SONABEL pour atteindre 1 906 910 abonnés en 2025, est de 441 667. La répartition annuelle de ce nombre est détaillée dans le tableau N° 19.

Pour obtenir des résultats dès 2021, il faut nécessairement que le démarrage du projet soit effectif avant 2019.

La planification des investissements pour l'atteinte des résultats sur la période 2021 – 2025 est indiquée dans le tableau N°24 ci-après :

Tableau N° 24 : Ventilation des coûts des extensions et branchements SONABEL cible 2025

Numéro	Désignation	Quantité	Prix unitaire	Prix total	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025
1	Extensions + Branchements			112 438 285 588	0	22 487 657 118	16 865 742 838	16 865 742 838	22 487 657 118	11 243 828 559	11 243 828 559	11 243 828 559
2	Frais administratifs	1,5%	112 438 285 588	1 686 574 284	84 328 714	84 328 714	168 657 428	337 314 857	337 314 857	168 657 428	337 314 857	168 657 428
3	Ingénierie (Etudes et supervision)	2,5%	112 438 285 588	2 810 957 140	140 547 857	562 191 428	281 095 714	281 095 714	281 095 714	562 191 428	421 643 571	281 095 714
4	EIES, PGES	1,5%	112 438 285 588	1 686 574 284	84 328 714	168 657 428	168 657 428	168 657 428	168 657 428	252 986 143	337 314 857	337 314 857
5	Imprévus techniques	3,0%	112 438 285 588	3 373 148 568	0	168 657 428	674 629 714	674 629 714	505 972 285	505 972 285	505 972 285	337 314 857
6	Imprévus financiers	2,0%	112 438 285 588	2 248 765 712	0	112 438 286	449 753 142	449 753 142	337 314 857	337 314 857	337 314 857	224 876 571
TOTAL HTVA				124 244 305 574	309 205 285	23 583 930 402	18 608 536 265	18 777 193 693	24 118 012 259	13 070 950 700	13 183 388 985	12 593 087 986

II.3.2.1.2. Au niveau du FDE

L'inventaire des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs cibles de 2025 est regroupé dans le tableau suivant :

Tableau N° 25 : Extensions et branchements dans les localités électrifiées, Electrification de nouvelles localités et densification dans les nouvelles localités électrifiées FDE 2021-2025

Désignations	Densification / Extensions réseaux / Electrification				Branchements		Montant estimé [fcfa]
	Longueur HTA [km]	Longueur BT [km]	Nbre H61 (Ens.)	Coût réseaux	Nombre	Coût brchts	
Extensions et branchements dans les localités électrifiées à l'horizon 2025	551	1 843	734	23 907 500 000	44 220	5 748 600 000	29 656 100 000
Electrification de nouvelles localités à l'horizon 2025	3 480	10 441	878	114 473 611 111	250 580	32 575 400 000	147 049 011 111
Densification de réseaux dans 596 localités électrifiées (2021 à 2025)	-	2 500	298	19 731 881 360	59 989	7 798 609 978	27 530 491 338
Total General FDE	4 031	14 783	1 910	158 112 992 471	354 789	46 122 609 978	204 235 602 449
Autres coûts liés aux investissements							16 338 848 196
Total General							220 574 450 645

Le nombre total de nouveaux abonnés attendus du FDE pour atteindre 1 906 910 abonnés en 2025, est de 294 800. Le FDE et les détenteurs de titres réaliseront 60 000 abonnés supplémentaires à travers la densification de locaux dans les localités nouvellement électrifiées de 2021 à 2025.

Tableau N° 26 : Ventilation des coûts des extensions et branchements FDE cible 2025

Numéro	Désignations	Quantité	Prix total	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025
1	Extensions + Branchements		32 028 588 000	6 405 717 600	6 405 717 600	6 405 717 600	6 405 717 600	6 405 717 600
2	Frais administratifs	1,50%	480 428 820	96 085 764	96 085 764	96 085 764	96 085 764	96 085 764
3	Ingénierie (Etudes et supervision)	2,50%	800 714 700	160 142 940	160 142 940	160 142 940	160 142 940	160 142 940
4	EIES, PGES	1,50%	480 428 820	96 085 764	96 085 764	96 085 764	96 085 764	96 085 764
5	Imprévus techniques	3,00%	960 857 640	192 171 528	192 171 528	192 171 528	192 171 528	192 171 528
6	Imprévus financiers	2,00%	640 571 760	128 114 352	128 114 352	128 114 352	128 114 352	128 114 352
TOTAL HTVA			35 391 589 740	7 078 317 948				

Tableau N° 27 : Ventilation des coûts de la densification FDE cible 2025

Numéro	Désignations	Quantité	Prix total	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025
1	Densification		29 732 930 645	5 946 586 129	5 946 586 129	5 946 586 129	5 946 586 129	5 946 586 129
2	Frais administratifs	1,50%	445 993 960	89 198 792	89 198 792	89 198 792	89 198 792	89 198 792
3	Ingénierie (Etudes et supervision)	2,50%	743 323 266	148 664 653	148 664 653	148 664 653	148 664 653	148 664 653
4	EIES, PGES	1,50%	445 993 960	89 198 792	89 198 792	89 198 792	89 198 792	89 198 792
5	Imprévus techniques	3,00%	891 987 919	178 397 584	178 397 584	178 397 584	178 397 584	178 397 584
6	Imprévus financiers	2,00%	594 658 613	118 931 723	118 931 723	118 931 723	118 931 723	118 931 723
TOTAL HTVA			32 854 888 363	6 570 977 673				

II.3.2.2. Projet d'électrification rurale

Les investissements requis en matière d'électrification des nouvelles localités (rurales) pour l'atteinte des objectifs fixés à l'horizon 2025 est présenté dans le tableau ci-contre.

Tableau N° 28 : Ventilation des coûts d'électrification de nouvelles localités FDE cible 2025

Numéro	Désignations	Quantité	Prix total	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025
1	Electrification nouvelles localités		158 812 932 000	31 762 586 400	31 762 586 400	31 762 586 400	31 762 586 400	31 762 586 400
2	Frais administratifs	1,50%	2 382 193 980	476 438 796	476 438 796	476 438 796	476 438 796	476 438 796
3	Ingénierie (Etudes et supervision)	2,50%	3 970 323 300	794 064 660	794 064 660	794 064 660	794 064 660	794 064 660
4	EIES, PGES	1,50%	2 382 193 980	476 438 796	476 438 796	476 438 796	476 438 796	476 438 796
5	Imprévus techniques	3,00%	4 764 387 960	952 877 592	952 877 592	952 877 592	952 877 592	952 877 592
6	Imprévus financiers	2,00%	3 176 258 640	635 251 728	635 251 728	635 251 728	635 251 728	635 251 728
TOTAL HTVA			175 488 289 860	35 097 657 972				

II.3.2.3. Synthèse des coûts pour les résultats attendus sur la période 2017 – 2020

La réalisation des actions ci-avant que sont : (i) extensions de réseaux y compris branchements promotionnels pour le compte de la SONABEL et (ii) électrification de localités y compris branchements au niveau du FDE, permettraient l'atteinte des résultats de 1 907 801 abonnés à l'horizon 2025 pour un taux d'électrification national de 45%.

Le coût estimatif des projets est de 367 979 073 537 FCFA hors taxes à rechercher.

III. PLAN D'INVESTISSEMENTS DISTRIBUTION ET ELECRIFICATION RURALE

Les investissements à réaliser dans le cadre du schéma de développement de la distribution et l'électrification s'élève à un montant global de **525,93 milliards de F CFA** et se décompose comme suit :

❖ Pour l'atteinte des objectifs cibles de 2020

Les investissements requis sur la période 2017 – 2020 afin d'atteindre les résultats attendus en 2020 sont évalués à **157, 95 milliards de FCFA dont 114, 91 milliards F CFA déjà acquis** auprès de la Banque mondiale, la BAD, la BID, l'UE, le FAD, la CEDEAO/ECREEE avec une contribution de l'Etat (TDE+PIP). Le gap de 43,03 milliards de F CFA est à rechercher/mobiliser.

❖ Pour l'atteinte des objectifs cibles de 2025

Les investissements requis pour atteindre les résultats attendus en 2020 sont évalués à **367,98 milliards de FCFA** et sont à rechercher/mobiliser. Il convient de noter que pour sur les 367,98 milliards de CFA d'investissement requis, 42,50 milliards d'investissements doivent être anticipé sur la période avant 2020.

Les tableaux N° 29 et N° 30 récapitulent les investissements à réaliser dans le cadre du schéma de développement de la distribution et l'électrification.

Tableau N° 29 : Coût des investissements Distribution et Electrification Rurale – Cible 2020

Désignation	Coût	2017	2018	2019	2020	Bailleurs
Branchements promotionnels SONABEL	30,81		30,81			A rechercher
Extensions réseaux SONABEL	28,97		28,97			BAD
Extensions réseaux SONABEL	19,60		19,60			BID
Extensions réseaux et branchements FDE	12,22		12,22			A rechercher
Electrification de nouvelles localités FDE	66,34		66,34			UE, FAD, BID, BM, CEDEAO/ECREEE, ETAT (TDE+PIP)
Sous total 1 (milliards de F CFA)	157,95		157,95			

Tableau N° 30 : Coût des investissements Distribution et Electrification Rurale – Cible 2025

Désignation	Coût	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Bailleurs
Extensions + Branchements SONABEL	124,24		0,31	23,58	18,61	18,78	24,12	13,07	13,18	12,59	
Extensions + Densification + Branchements FDE	68,24					13,65	13,65	13,65	13,65	13,65	
Electrification de nouvelles localités FDE	175,49					35,10	35,10	35,10	35,10	35,10	
Sous total 2	367,98		0,31	23,58	18,61	67,52	72,86	61,82	61,93	61,34	

Scénario variante de prévision :

La demande évaluée précédemment tenaient compte des objectifs d'électrification et des besoins des mines et des industriels déjà raccordés.

En tenant compte de la demande potentielle des mines et de certaines industries en projet, la demande additionnelle est évaluée comme suit:

		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Industriels	52 MW						
CIMASSO/CIMENT	16						
FASOTEC/(AUTRES	15						
ENGRAIS/(AUTRES)	10						
SFTL	5						
BRAFASO	6						
Usine textile BOBO	Non précisé						
ONEA MOUHOUN	Non précisé						
Mines	243 MW						
KARMA/OR	5 MW						
BISSA GOLD/OR	17 MW						
PERKOA/ZINC	6 MW						
NIAKA NOGBELE/OR	19 MW						
BOMBORE/OR	30 MW						
MANKARGE/OR	10 MW						
BELAHOURO/OR	16 MW						
GUIRO/OR	5 MW						
TAPARKO/OR	15 MW						
POURA/OR	30 MW						

KIAKA/OR	50 MW	
KONKERA/OR	40 MW	

Aussi au regard des couts de production des anciennes centrales thermiques existantes, il est envisagé leur déclassement conforme au tableau ci-après.

Puissance en kW	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ouaga 1	5 400	5 400	5 400	0	0	0	0
Ouaga 2	35 088	35 088	35 088	0	0	0	0
Diapaga	1 108	1 108	1 108	0	0	0	0
Gayeri	344	344	344	0	0	0	0
Djibo	1 208	1 208	1 208	0	0	0	0
Tougan	450	450	450	0	0	0	0
PO	250	250	250	0	0	0	0
Leo	256	256	256	0	0	0	0
TOTAL	45 000	45 000	45 000	0	0	0	0

Ainsi pour tenir compte de ces demandes, la production indépendante thermique est estimée à 300 MW dont 50 MW pour le déclassement des groupes et 250 pour les mines et industriels séquencés comme suit :

- un PIE de 100 MW (Ouaga- Est) en service à partir de 2020, pour prendre en compte le déclassement des groupes et une partie de la demande industrielle et mine.
- un PIE de 100 MW (Ouaga nord Ouest) mis en service après 2021 pour prendre les mines et industriels.
- un PIE de 100 MW et plus (site à déterminer) est prévu pour prendre en compte le reste des mines et industriel qui viendrait à être confirmé.

Ce séquençage reste tributaire des échéances d'arrivée des interconnexions notamment la dorsale nord.

Par ailleurs, les besoins d'investissement en extension de réseau de transport pour le raccordement des futures mines et industries n'ont pas été pris en compte.

Analyse financière

L'analyse financière a été réalisée sur la base des hypothèses suivantes :

- Projection du nombre d'abonnés suivant le scénario moyen
- Projection de la demande BT, MT et HT correspondante avec les projections de pointes
- Planification de l'offre suivant les coûts de production. L'ordre de priorité retenu est la production hydroélectrique, solaire, importation et thermique. Le taux de pénétration solaire respecte les 13% de la demande globale.
- Pour le compte de résultat,
 - les produits sont calculés sur la base des tarifs existants. Il a été considéré un tarif moyen de 107 FCFA/ kWh
 - les charges totales d'exploitation, sont évaluées en tant qu'elles comprennent des prix de kWh des énergies importées, des charges combustibles en maintenant les prix de cession de combustibles (HFO 200 F/litre et DDO 300 F/litre), des charges d'extension et de branchement de SONABEL et du FDE à rechercher, des autres charges en respectant leur évolution antérieure, etc.

Le résultat de cette analyse indique que les ressources du secteur ne peuvent pas supporter l'ensemble des investissements prévus. Le déficit du secteur est estimé à 400 milliards de FCFA de 2018 à 2025.

Afin d'équilibrer le système, il faut un besoin de transfert budgétaire de l'ordre de 400 milliards de FCFA de 2018 à 2025. La synthèse de l'analyse financière est jointe en annexe.

Annexe 3: Données et résultats de l'analyse financière

Demande		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Demande BT	MWh	852 401	980 261	1 127 300	1 143 000	1 250 000	1 368 000	1 490 000
Demande MT	MWh	443 206	564 737	627 816	761 950	805 950	852 950	900 000
Demande HT	MWh	130 236	261 276	261 276	261 276	261 276	261 276	261 276
Demande totale	MWh	1 425 843	1 806 274	2 016 391	2 166 226	2 317 226	2 482 226	2 650 546
Nombre de clients BT	Abonnés	644 000	735 000	819 000	1 170 800	1 289 000	1 421 000	1 560 000
Nombre de clients MT	Abonnés	1 807	1 943	2 102	2 274	2 460	2 661	2 850
Nombre de clients HT	Abonnés	3	4	4	4	4	4	4
Total: Nombre de clients	Abonnés	645 810	736 947	821 106	1 173 078	1 291 464	1 423 665	1 562 854

Offre		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Importations et achats d'énergie	MWh	761 810	1 062 079	1 264 066	1 266 232	1 268 593	1 271 167	1
Centrales hydroélectriques	MWh	96 646	96 646	106 345	106 345	172 345	172 345	
Centrales thermiques	MWh	859 427	793 473	800 348	970 456	1 055 154	1 058 992	
Centrales solaires	MWh	0	224 035	258 628	266 878	295 746	488 131	
Offre Totale	MWh	1 717 883	2 176 233	2 429 387	2 609 911	2 791 839	2 990 634	3
Taux solaire		0%	10%	11%	10%	11%	16%	

Produits		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ventes d'électricité	MFCFA	152 565	193 271	215 754	231 786	247 943	265 598	2
Travaux, services vendus	MFCFA	9 520	10 282	11 104	11 992	12 952	13 988	1
Produits accessoires	MFCFA	2 173	2 173	2 173	2 173	2 173	2 173	
Chiffre d'Affaires	MFCFA	164 258	205 726	229 031	245 952	263 068	281 759	3
Production immobilisée	MFCFA	4 871	36 292	34 184	75 061	42 338	43 191	4
Autres produits	MFCFA	1 592	1 640	1 689	1 740	1 792	1 846	
Reprises de provisions	MFCFA	0	0	0	0	0	0	
Transferts de charges	MFCFA	0	0	0	0	0	0	
Total des produits d'exploitation	MFCFA	170 721	243 658	264 904	322 752	307 198	326 796	3

Charges		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Achats d'énergie électrique Import	MFCFA	53 209	81 565	100 789	101 829	102 910	104 035	
Achats d'énergie électrique thermique	MFCFA							
Achats d'énergie électrique solaire	MFCFA	0	17 699	20 284	20 936	23 217	38 415	
Combustibles centrales	MFCFA	41 778	59 124	61 232	46 543	46 452	46 956	
Lubrifiants centrales	MFCFA	1 389	3 487	3 661	2 712	2 777	2 833	
Pièces rechange centrales	MFCFA	3 854	13 092	6 299	11 182	477	6 743	
Consommations internes énergie	MFCFA	368	645	742	752	822	900	
Matériels de réseau et branchement	MFCFA	6 122	40 431	17 248	80 251	2 002	29 050	
Branchement complémentaire cible 2020	MFCFA			21,505	21,505			
Branchement complémentaire cible 2025	MFCFA		0,31	23,58	18,61	67,52	72,86	
Carburants et lubri. véhicules	MFCFA	678	699	722	745	768	793	
Pièces rechange véhicules	MFCFA	167	447	207	467	20	298	
Consommation d'eau	MFCFA	228	314	334	298	299	299	
Autres consommations (Autres Achats)	MFCFA	772	2 088	973	2 219	98	1 444	
Transports	MFCFA	223	230	237	244	251	259	
Services extérieurs	MFCFA	8 937	6 675	7 242	8 081	8 710	9 373	
Autres charges	MFCFA	4 128	12 362	11 936	17 850	13 641	14 216	
Charges de personnel	MFCFA	16 941	17 138	18 549	18 760	20 311	21 988	
Dotations aux amortissements et aux provisions	MFCFA	26 178	37 353	39 858	56 574	57 970	56 457	
Total des charges d'exploitation	MFCFA	164 971	293 348	290 357	369 483	280 794	334 132	
Total des charges financières	MFCFA	8 601	5 990	5 121	7 216	6 207	9 727	
Total des charges des activités ordinaires	MFCFA	175 365	299 338	295 478	376 699	287 001	343 858	
Résultat Net	MFCFA	1 261	-49 177	-23 876	-47 048	27 303	- 9 743	

CONCLUSION

Le présent Plan Directeur fait une analyse de la prévision de la demande et propose un schéma de développement des moyens de la production, de transport, de la distribution et de l'électrification rurale du Burkina Faso. Il fait ressortir les points essentiels suivant :

❖ De la prévision de la demande

L'analyse de la prévision de la demande a permis de dégager trois (03) scénarii à savoir :

- le scénario haut qui prévoit un taux d'électrification national de 45% et 55% respectivement en 2020 et 2025. Pour ce scénario, l'énergie à produire se chiffre à 2 617 GWh et 4 749 GWh respectivement en 2020 et 2025. La pointe quant à elle se situe à 490 MW et 986 MW en 2020 et 2025 respectivement ;
- le scénario moyen qui prévoit un taux d'électrification national de 32,21% et 45% respectivement en 2020 et 2025. Pour ce scénario, l'énergie à produire se chiffre à 2 181 GWh et 3 113 GWh respectivement en 2020 et 2025. La pointe quant à elle se situe à 408 MW et 646 MW en 2020 et 2025 respectivement ;
- le scénario bas qui prévoit un taux d'électrification national de 24,97% et 27,47% respectivement en 2020 et 2025. Pour ce scénario, l'énergie à produire se chiffre à 1 977 GWh et 2 626 GWh respectivement en 2020 et 2025. La pointe quant à elle se situe à 490 MW et 986 MW en 2020 et 2025 respectivement.

❖ De la production

L'offre globale de production prenant le parc de production existant, les différents projets en thermique, hydroélectrique, solaire et interconnexion évolue de 390 MW en 2018 à 699 MW en 2020 puis à 1297 MW en 2025.

Nonobstant le fait que certains groupes ayant atteints leur durée de vie théorique, ils continuent de servir. Toutefois, il a été retenu dans le cadre de cette étude une date de déclassement pour ces groupes. Les déclassements interviennent à partir de 2018 et s'étendent jusqu'en 2020. A l'horizon 2020, ce sont au total 29,59 MW de puissance qui seront déclassés du parc de production national. L'on note que les groupes de la centrale de Ouaga 2 seront entièrement déclassés.

L'entrée en service des nouveaux moyens de production intervient dès 2017 avec la centrale solaire de Zagtoui (tranche 1) 33 MWc puis en 2018 avec le renforcement de Fada (7,5 MW) et la mise en service de l'interconnexion Bolga-Ouaga.

De l'analyse de l'adéquation Offre - Demande, il ressort du scénario haut un déficit de puissance de 2018 à 2019. Pour ce qui est des scénarios moyen et bas, il est relevé un excédent de puissance hors limite à partir de 2022. Il a donc été suggéré de retarder certains projets de renforcement de production.

Le développement des moyens de production en vue de l'atteinte des résultats attendus en 2020 et 2025 nécessite des investissements évalués à **1 484,5 milliards de F CFA**. Il convient de noter la forte contribution attendue du secteur privé à travers le PPP.

❖ Du transport

Le développement des moyens de transport répond à la nécessité de structurer le réseau de transport national jusqu'en 2025 et de permettre un développement harmonieux du réseau au-delà de cette échéance.

Pour chaque schéma cible de réseaux, les simulations de calcul de répartition de puissance montrent des niveaux de transit et de tension acceptable.

Le schéma de développement des moyens de transport en vue de l'atteinte des résultats attendus en 2020 et 2025 nécessite des investissements évalués **227,67 milliards de francs CFA dont 146,32 milliards de francs CFA** soit 64% des financements requis. Le montant du financement recherché est de 81,35 milliard de francs CFA.

❖ De la distribution et de l'électrification rurale

Le schéma de développement de la Distribution et de l'Electrification Rurale permet d'atteindre les objectifs déclinés dans le scénario moyen (objectif de doublement du nombre d'abonnés en 2020 du PNDES). Il prend en compte les conditions techniques, financière et organisationnelles. L'accent a été mis dans le développement du secteur rural.

Pour inciter les clients à s'abonner, il est proposé de subventionner les couts de branchement ou de les échelonner sur période de 10 ans maximum. Cela permettra d'accroître d'encourager les populations les zones électrifiées notamment celles vivant en milieu rural à s'abonner.

Le développement de la distribution et l'électrification rurale demande des investissements évalués à **525,93 milliards de F CFA dont 114, 91 milliards F CFA de financement déjà acquis** auprès de bailleurs de fonds avec une contribution de l'Etat.

Pour conduire convenablement le développement des moyens de production, de transport, de distribution et d'électrification rurale, un effort important de renforcement des capacités s'avère nécessaire. Il s'agit de notamment de :

- le recrutement de personnels ;
- la formation du personnel et des acteurs ;
- le développement des moyens logistiques (automobiles, engins lourds, mobylette ...) et l'acquisition de matériel de sécurité supplémentaire, etc.

ANNEXES

Annexe N° 1 : Evolution du taux d'électrification national de 2016 à 2025

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Scénario Haut	19,74%	20,20%	21,49%	23,24%	45,00%	46,85%	48,76%	50,76%	52,83%	55,00%
Scénario Moyen	19,74%	20,20%	21,49%	23,24%	32,21%	34,39%	36,76%	39,31%	42,02%	45,00%
Scénario Bas	19,74%	20,20%	21,49%	23,24%	24,97%	25,58%	26,12%	26,62%	27,07%	27,47%

Annexe N° 2 : Evolution du nombre d'abonnés (BT+MT) sur la période 2016-2025

Scénario Haut	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	MT	1 664	1 726	1 791	1 858	1 800	1 858	1 918	1 980	2 044
BT (SONABEL+FDE)	634 995	670 164	735 164	819 664	1 635 752	1 755 913	1 884 900	2 023 363	2 171 997	2 331 550
Total	636 659	671 890	736 955	821 522	1 637 552	1 757 771	1 886 819	2 025 343	2 174 041	2 333 660

Scénario Moyen	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	MT	1 664	1 726	1 791	1 858	1 800	1 858	1 918	1 980	2 044
BT (SONABEL+FDE)	634 995	670 164	735 164	819 664	1 170 800	1 288 922	1 421 136	1 566 906	1 727 616	1 907 801
Total	636 659	671 890	736 955	821 522	1 172 600	1 290 780	1 423 055	1 568 886	1 729 660	1 909 911

Scénario Bas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	MT	1 664	1 726	1 791	1 858	1 800	1 858	1 918	1 980	2 044
BT (SONABEL+FDE)	634 995	670 164	735 164	819 664	907 664	958 664	1 009 864	1 061 164	1 112 664	1 164 664
Total	636 659	671 890	736 955	821 522	909 464	960 522	1 011 782	1 063 144	1 114 708	1 166 774

Annexe N° 3 : Evolution de la demande totale d'énergie électrique (GWh)

Scénario Haut	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Demande MT	522	542	562	583	605	628	651	676	701
Demande BT	795	943	1 118	1 326	1 573	1 826	2 113	2 439	2 808	3 226
Demande finale totale	1 317	1 353	1 447	1 537	2 178	2 454	2 764	3 114	3 509	3 953

Scénario Moyen	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Demande MT	522	542	562	583	605	637	671	706	744
Demande BT	795	883	981	1 089	1 210	1 311	1 421	1 540	1 668	1 808
Demande finale totale	1 317	1 353	1 447	1 537	1 815	1 948	2 092	2 246	2 412	2 591

Scénario Bas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Demande MT	522	542	562	583	605	637	671	706	744
Demande BT	795	812	885	954	1 041	1 106	1 186	1 258	1 324	1 403
Demande finale totale	1 317	1 353	1 447	1 537	1 646	1 743	1 856	1 965	2 068	2 186

Annexe N° 4 : Production totale d'énergie électrique y compris les importations (GWh)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Scénario Haut	1 603	1 626	1 738	1 847	2 617	2 948	3 321	3 742	4 216	4 749
Scénario Moyen	1 603	1 626	1 738	1 847	2 181	2 341	2 513	2 698	2 898	3 113
Scénario Bas	1 603	1 626	1 738	1 847	1 977	2 094	2 230	2 360	2 484	2 626

Annexe N° 5 : Demande en puissance électrique

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Scénario Haut	263	290	315	340	490	563	648	745	857	986
Scénario Moyen	263	290	315	340	408	447	490	537	589	646
Scénario Bas	263	290	315	340	370	400	435	470	505	545

Annexe N° 6 : Parc de production thermique isolée

Site	Puissance nominale (kW)	Puissance exploitable (kW)	Technologie
Diapaga	700	500	diesel
Gayéri	300	200	diesel
Bouena	60	48	diesel
Batié	240	190	diesel
Oursy	90	72	diesel
Tin-Akoff	90	72	diesel
Diguel	90	72	diesel
Kelbo	90	72	diesel
Solhan	90	30	diesel
Zincko	90	72	diesel
Arbinda	194	150	diesel
Dablo	300	240	diesel
Padema	90	72	diesel
Bilgo	180	60	Hybride (diesel/solaire)
Sebba	280	225	Hybride (diesel/solaire)
Seytenga	135	110	Hybride (diesel/solaire)
Deou	90	60	Hybride (diesel/solaire)
Total parc production thermique isolé	3 109	2 245	

Annexe N° 7 : Liste des groupes thermiques à déclassés à l'horizon 2020

Réf. du Groupe	LIBELLE DU SITE		Vitesse	PUISSANCE NOMINALE (MW)	PUISSANCE EXPLOITABLE (MW)
	Type	Fabricant			
6	12 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	5,28	3,50
7	12 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	5,28	3,50
8	12 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	5,28	3,50
9	18 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	7,99	5,50
10	18 PC 2,5 V400	SEMT Pielstick	500	7,99	5,50
12	12 PA 6 V280	SEMT Pielstick	1000	3,26	1,80
Total déclassé centrale Ouaga II				35,09	23,30
68	KTA 50-G3	CUMMINS	1500	1,00	0,50
58	BV 6M 628	DEUTZ-MWM	1000	1,00	0,60
Total déclassé centrale Fada				2,00	1,10
57	TBD 620 V12	DEUTZ-MWM	1500	1,00	0,80
Total déclassé centrale Dédougou				1,00	0,80
52	TBD 616 V12	DEUTZ-MWM	1500	0,52	0,40
103	OM 444 A	MERCEDES	1500	0,26	0,20
Total déclassé centrale de Gaoua				2,38	0,60
70	KTA 50-G3	CUMMINS	1500	1,00	0,70
Total déclassé centrale Ouahigouya				5,15	0,70
44	TBD 234 V12	DEUTZ-MWM	1 500	0,26	0,18
52	TBD 616 V12	DEUTZ-MWM	1 500	0,52	0,38
67	CAT 3412 (tractable)	CATERPILLAR	1 500	0,40	0,25
69	KTA 50-G3	CUMMINS	1 500	1,00	0,60
78	512-MPTA	MITSUBISHI	1 500	0,40	0,28
105	OM 444 LA	Mercedes	1 500	0,40	0,35
139	VTA 28	Cummins	1 500	0,65	0,35
Total déclassé centrale Dori				3,63	2,39
97	OM 442 L	MERCEDES	1 500	0,24	0,13
102	OM 444 A	MERCEDES	1 500	0,30	0,20
106	OM 447 A	MERCEDES	1 500	0,15	0,12
Total déclassé centrale de Diapaga				0,69	0,45
88	OM 366 LA	MERCEDES	1 500	0,08	0,06
114	OM 447	MERCEDES	1 500	0,10	0,06
107	OM 447 A	MERCEDES	1 500	0,15	0,12
Total déclassé centrale de Gayéri				0,32	0,24
TOTAL GENERAL				50,25	29,58

