



**THE WORLD BANK**

STAP-Africa: Burundi, Guinea, Liberia,  
Mozambique and Senegal

*Prospectus d'investissement pour le Programme national  
d'amélioration de l'accès à l'électricité  
En Guinée*



*Abidjan, le 9 février 2016*

# Qu'est-ce qu'un Prospectus d'Investissement

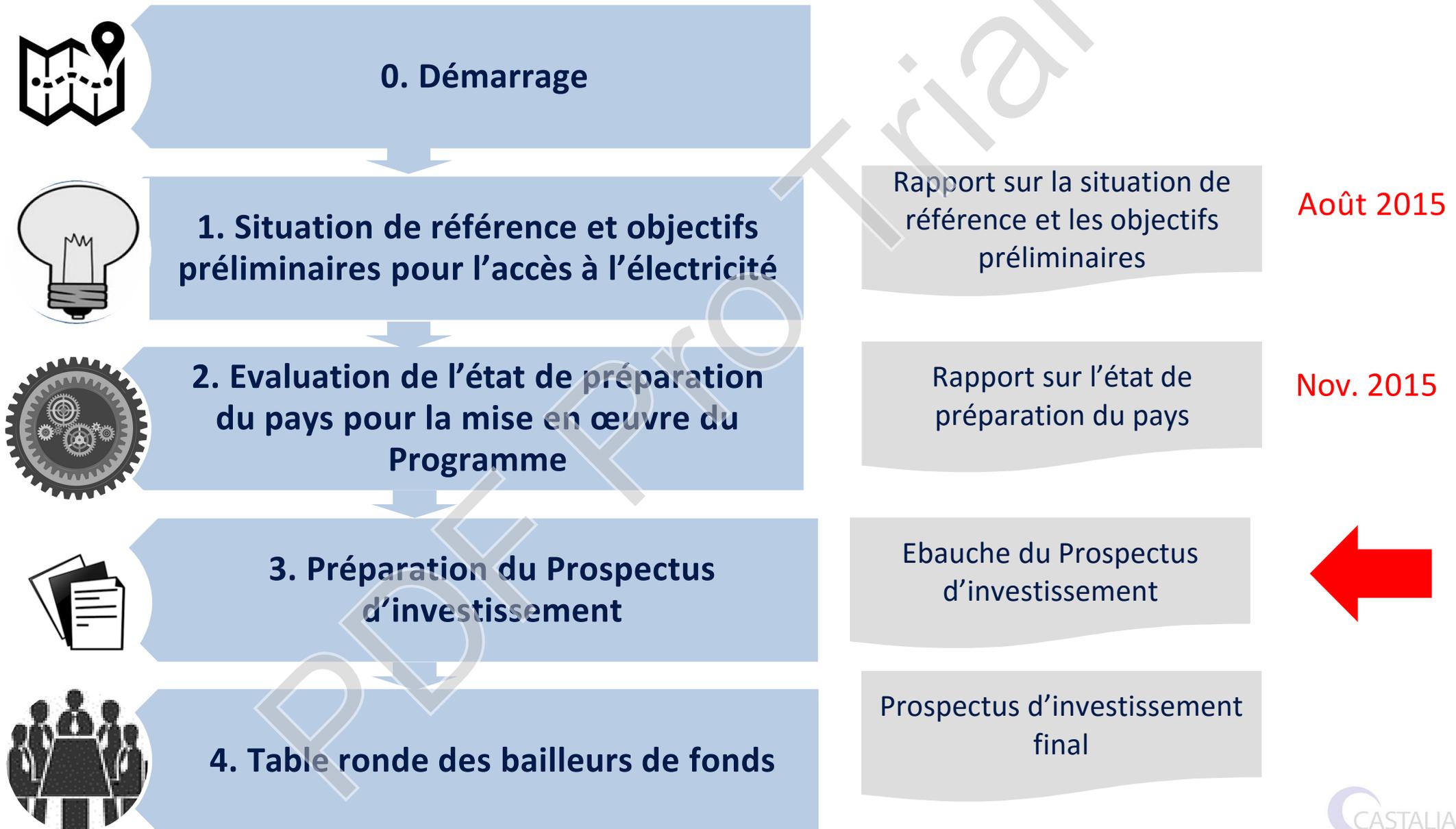
C'est la **base pour lever des fonds** pour parvenir à un flux de financement stable, afin que la totalité de l'expansion de l'électrification puisse être réalisée au sein d'un Programme unique, coordonné, et à moindre coût

Cela permet d'**accélérer le taux actuel de connexions** en faisant en sorte d'aligner pleinement le plan à moindre coût, sa mise en œuvre, et le paiement et le financement

Le Prospectus donne aux bailleurs, au Gouvernement, et aux investisseurs un plan cohérent qui **identifie leur rôle et contribution. Le financement concessionnel** est nécessaire pour permettre un **déploiement abordable** entre 2016 et 2020

Il démontrera aux **parties prenantes comment leurs objectifs de développement** seront atteints

# approche proposée pour la Guinée



# Qu'y a-t-il dans le Prospectus d'investissement pour la Guinée?

Le Prospectus détaille, pour la période 2016-2020 :

1 Le nombre de connexions planifiées (réseau, mini-réseaux, solutions individuelles) et les **coûts de capital de l'infrastructure de distribution** (MT et BT) pour chaque année à partir du plan à moindre coût (Earth Institute)

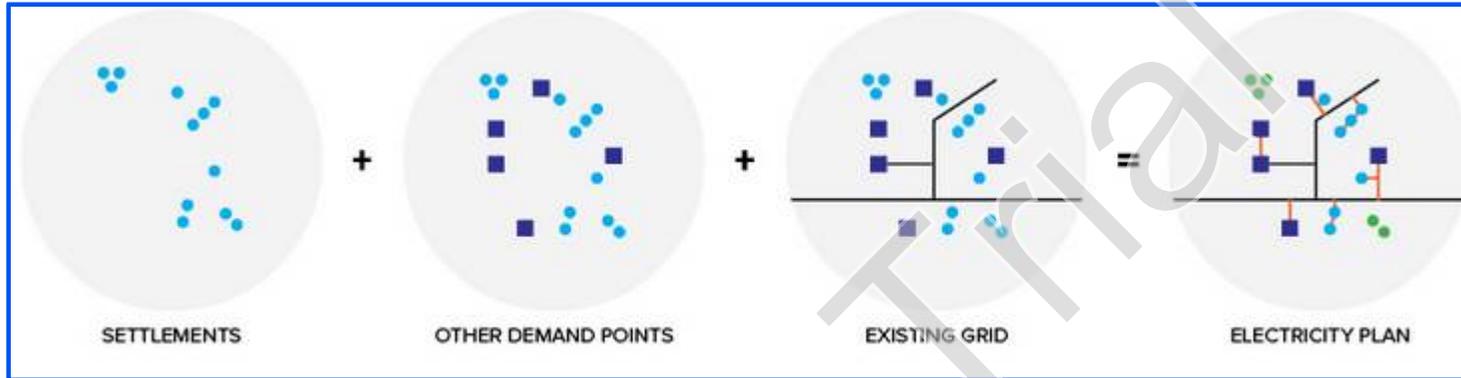
2 **Tous les autres coûts** associés avec les nouvelles connexions—en amont, la production, le transport, et la distribution additionnelle (33kV) nécessaires afin de soutenir les nouvelles connexions

3 Le **besoin de financement**—  
La finance concessionnelle initiale permettant au Programme d'aller de l'avant et d'être abordable, et donc d'atteindre ses objectifs

Prospectus

4 Le **plan de paiement**—  
La plupart du paiement—qui permet au client de repayer le coût de capital initial dans le temps—doit venir des tarifs et des charges d'utilisation. Des dons et des subventions peuvent être nécessaires afin de combler la faille de paiement

# Méthodologie du plan d'électrification à moindre coût



1. Identifier les points de demande géo-localisés
  2. Recueillir les données de l'infrastructure électrique existante
  3. Calculer la demande à chaque emplacement
  4. Comparer les coûts des options (réseau interconnecté, mini-réseaux, systèmes solaires domestiques) sur le long-terme
- ⇒ Technologies de production d'électricité au coût optimal pour tous les points
5. Plan de déploiement séquentiel optimal du réseau, fondé sur la priorisation des connexions les moins chères

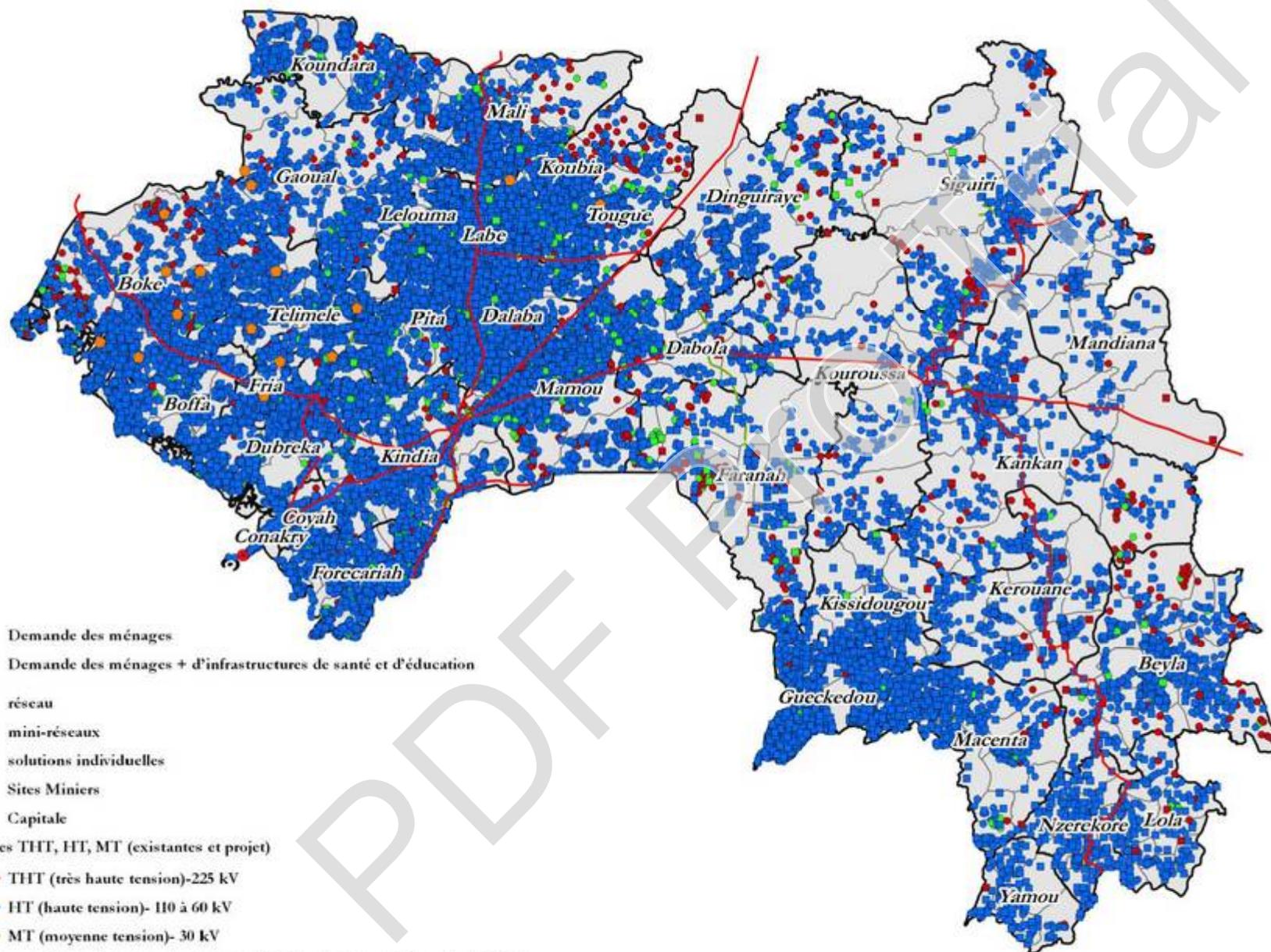
*Création d'une base de données SIG, avec 27 000 points de demande, et la totalité des infrastructures existantes ou en projet*

*Projection de la population et estimation de la demande en fonction des revenus*

$$= \frac{CC\hat{u}C\alpha\alpha\alpha\alpha(C\alpha\alpha / C\alpha h)}{C\alpha\alpha\alpha\alpha C\alpha\alpha\alpha C\hat{e}C\alpha\alpha\alpha\alpha\alpha\alpha\alpha C\alpha\alpha C\alpha\alpha(C\alpha h)} + C\hat{u}C\alpha\alpha\alpha\alpha\alpha(C\alpha\alpha / C\alpha h)$$

*Notamment, longueur des lignes MT/connexion est un des facteurs de coût principaux*

# Plan optimal d'électrification



## Réseau :

- Séquencement déterminé par le plan
- Connexion des localités en fonction de l'éloignement du réseau et de la demande

## Mini-réseaux et solutions individuelles :

- Ménages les plus excentrés
- Séquencement libre
- Priorisation nécessaire : renforce la cohésion autour du Programme

# Rythme de l'électrification (671 000 ménages à électrifier en 5 ans pour atteindre 35%)

## Contraintes, montrées dans la Phase 1 :

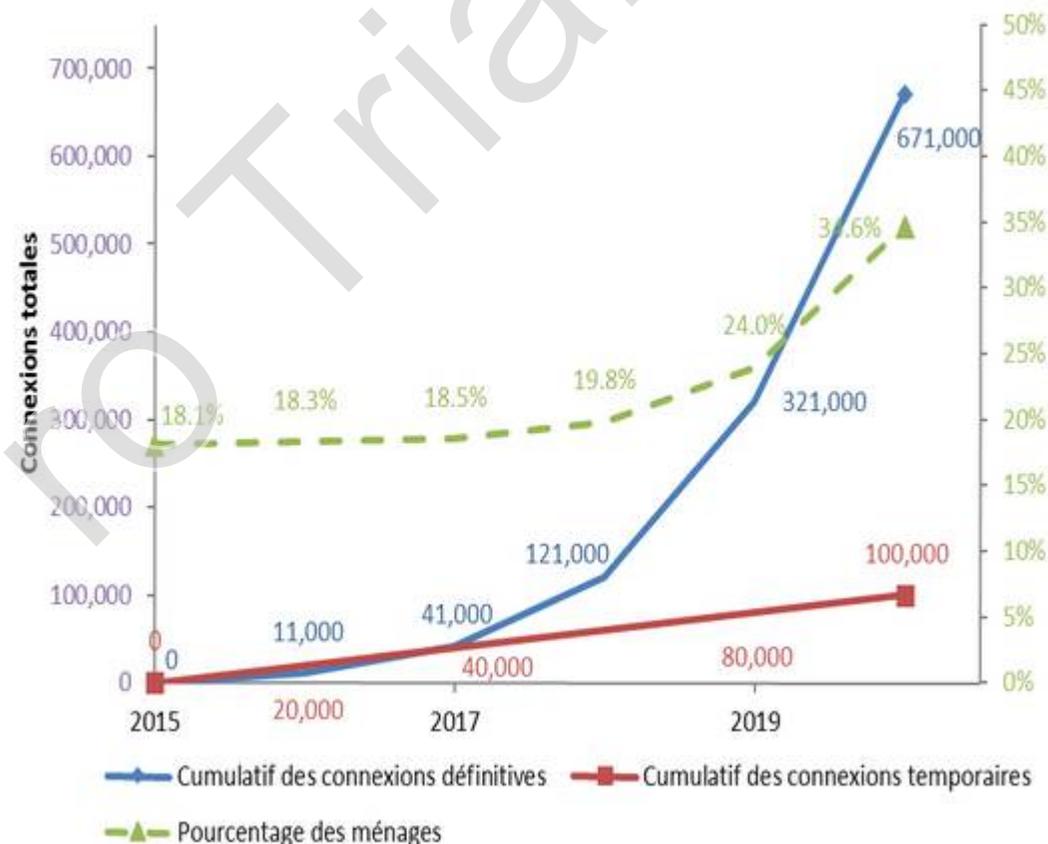
- Pas de contrainte de demande : pouvoir d'achat suffisant
- Contrainte d'offre : +11 000 connexions/an

## Montée en puissance du Programme :

- Rythme réaliste (EDG) de 350 000 connexions/an en 2020 en formant des équipes
- Décrue du nombre de connexions, à mesure que l'éloignement augmente

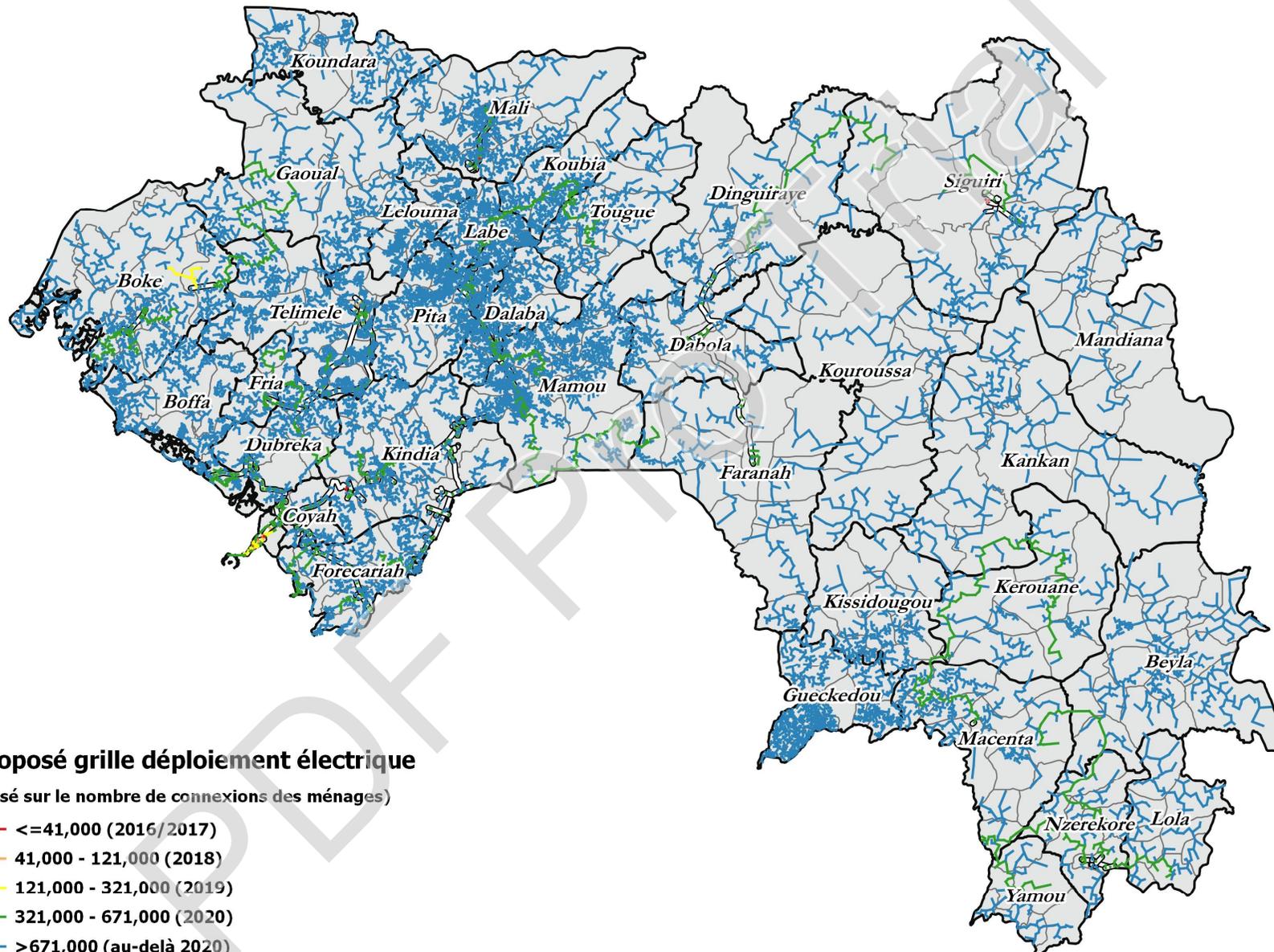
## Connexions temporaires :

- Mini-réseaux pour les localités électrifiées à horizon 5-10 ans
- Initiative locale
- Cohérence avec l'extension du réseau



	2016	2017	2018	2019	2020
Connexions définitives	11 000	30 000	80 000	200 000	350 000
Connexions temporaires	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000

# Planification annuelle pour les 5 prochaines années

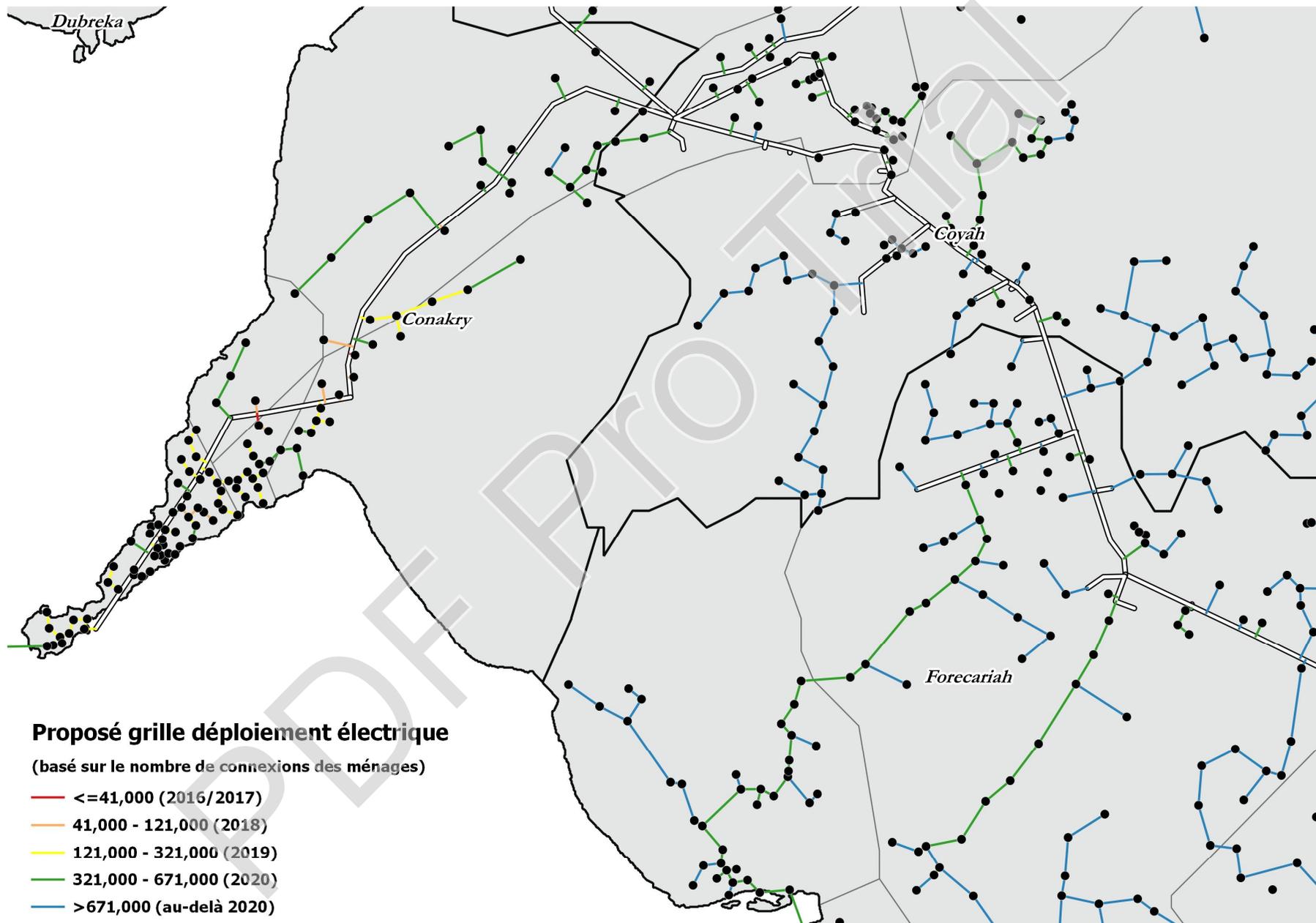


## Proposé grille déploiement électrique

(basé sur le nombre de connexions des ménages)

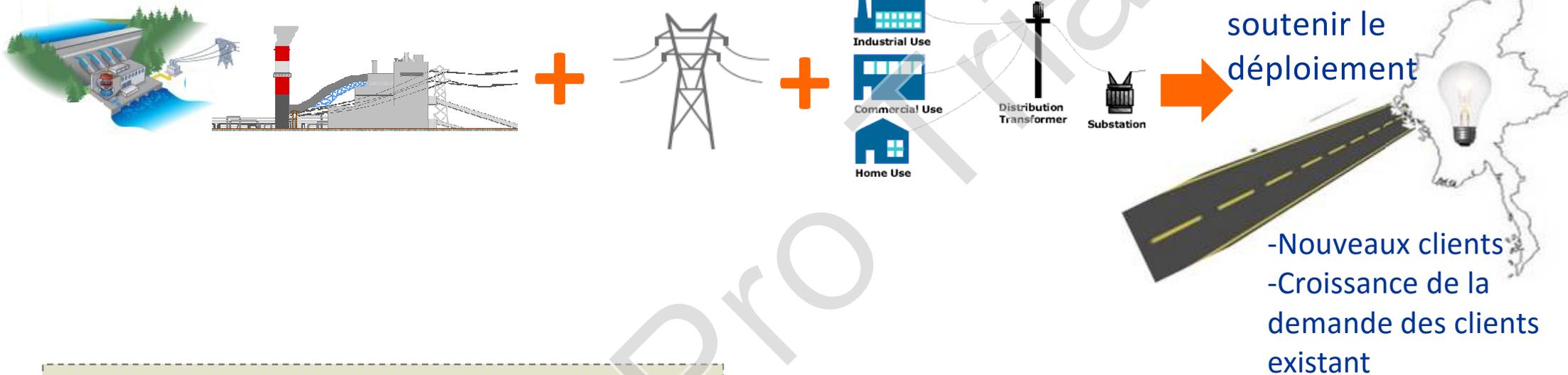
- $\leq 41,000$  (2016/2017)
- 41,000 - 121,000 (2018)
- 121,000 - 321,000 (2019)
- 321,000 - 671,000 (2020)
- $> 671,000$  (au-delà 2020)

# Planification : zoom sur la région de Conakry



# Coût économique total des nouvelles infrastructures

De nouveaux investissements...



Les nouvelles infrastructures sont calculées sur **une base de coût économique total**—récupération du capital à taux commerciaux—par exemple, la nouvelle production au coût marginal de long terme (CMLT) d'un Producteur d'Electricité Indépendant financé commercialement

## Raisons :

- ▶ Reflète le coût économique véritable des infrastructures
- ▶ Fais en sorte que le secteur soit financièrement soutenable dans le temps

# Détermination du coût de production sur le long-terme

	2015	2020	2021-2025	2026-2030
Demande d'énergie (GWh/an)	2 107	8 349	9 012	10 327
Capacité nécessaire (MW)	410	1 352	1 548	1 831
-----				
Capacité disponible	458	501	501	501
Ajouts nécessaires (MW)	0	851	1 047	1 300

Une notation multicritère des sites hydroélectriques

de capacité supérieure à 50 MW:

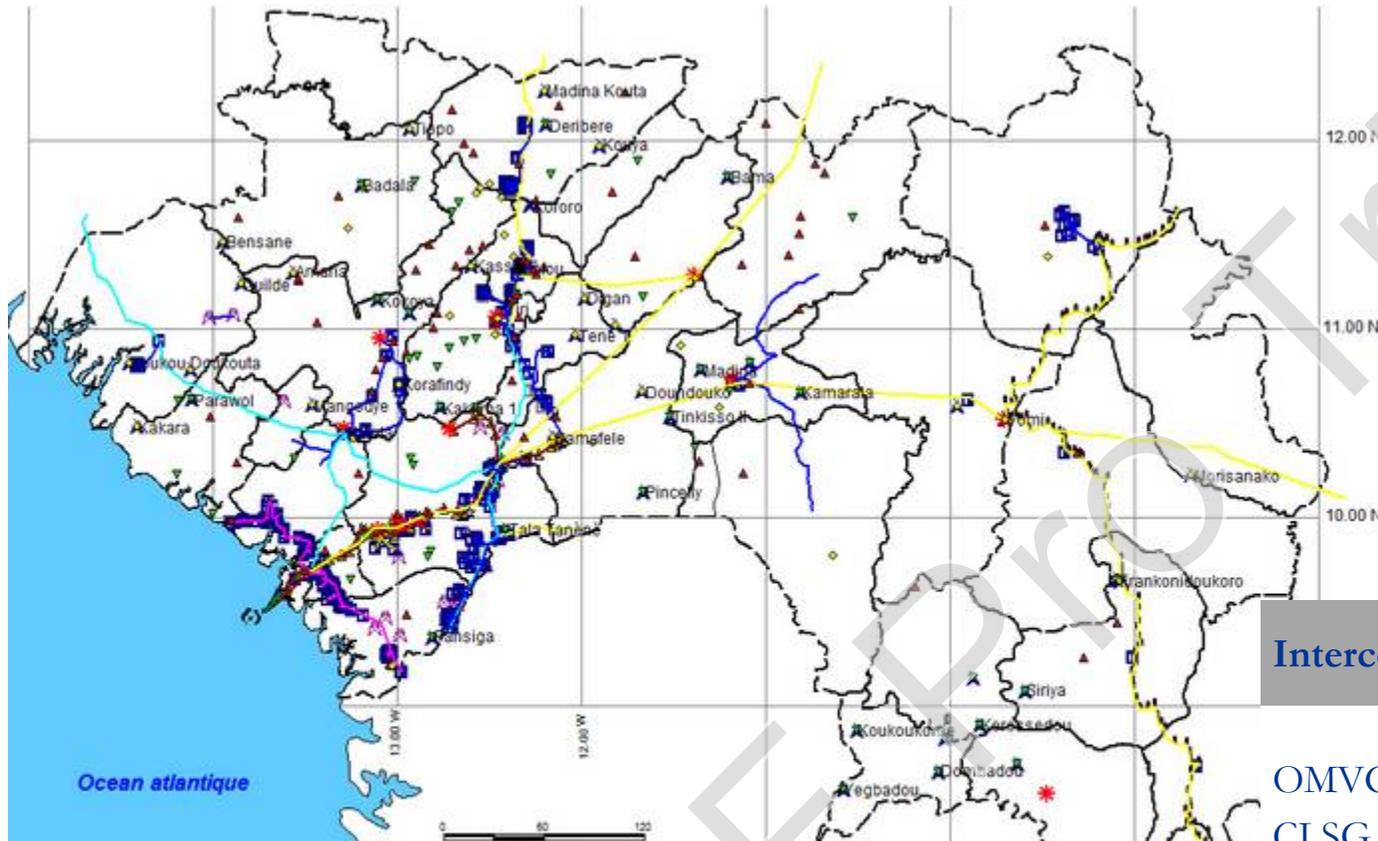
- Le coût de l'énergie produite
- La saisonnalité de la production
- Le degré de préparation du projet

⇒ Classement

Il faudra ensuite ajouter des considérations techniques.

Site	Score	Cours d'eau	Capacité cumulée	Production cumulée	Coût initial cumulé	Coût moyen cumulé
	/100		[MW]	[GWh/an]	(MUSD)	(USD/kWh)
Morisanako	80	Sankari	100	523	215	0,055
Amaria	76	Konkouré	400	2 029	619	0,040
Tourdou	74	Fatala	456	2 394	784	0,043
Boureya	74	Bafing	570	3 127	1 165	0,051
Souapiti (230m)	73	Konkouré	1 170	5 040	2 509	0,064
Korafindi	70	Fatala	1 270	5 590	2 859	0,066
25	68	Diani	1 337	5 950	3 027	0,066
Tola	68	Konkouré	1 437	6 376	3 167	0,064
Tiopo 105	66	Cogon	1 542	6 966	3 430	0,064
Kassa	66	Kaba	1 677	7 494	3 660	0,064
...						

# Coût du transport sur le long terme



Interconnexion	Coût total (MUSD)	Part revenant à la Guinée (%)	Coût pour la Guinée (MUSD)
OMVG	654	29%	190
CLSG	373	10%	37
N'Zérékoré-Bamako (Mali)	337	80%	270
OMVS	280	75%	210
Kankan-Bandiala (Côte d'Ivoire)	116	50%	58
<b>Total (MUSD)</b>	<b>1 760</b>		<b>765</b>

## Coûts annuels du Programme d'Amélioration de l'accès

	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus totaux avec 0,03 USD/kWh (MUSD)	36,0	38,4	43,3	53,6	70,1
Opex totaux (MUSD)	99,0	112,7	131,8	157,9	193,0
<b>Déficit d'opération (MUSD)</b>	<b>63,0</b>	<b>74,3</b>	<b>88,5</b>	<b>104,3</b>	<b>122,9</b>
Capex totaux (MUSD)	21,7	32,9	55,9	121,3	299,6

Les capex concernent les nouvelles connexions, alors que les opex incluent le système actuel.

**Comment financer 550 MUSD d'ici 2020, alors que le système est déficitaire ?**

	2016	2017	2018	2019	2020
Coût de connexion sur le réseau (USD/connexion)	605	595	508	529	809

⇒ Trop lourd à porter par les ménages en une seule fois

⇒ **Nécessité de financer les capex**

Financement :	Concessionnel	Commercial
Taux d'intérêt (%)	1,25	9,00
Durée du prêt (années)	25	10
Délai de grâce de paiement du principal (années)	5	0

# Faire appel aux bailleurs pour financer 550 MUSD de capex d'ici 2020

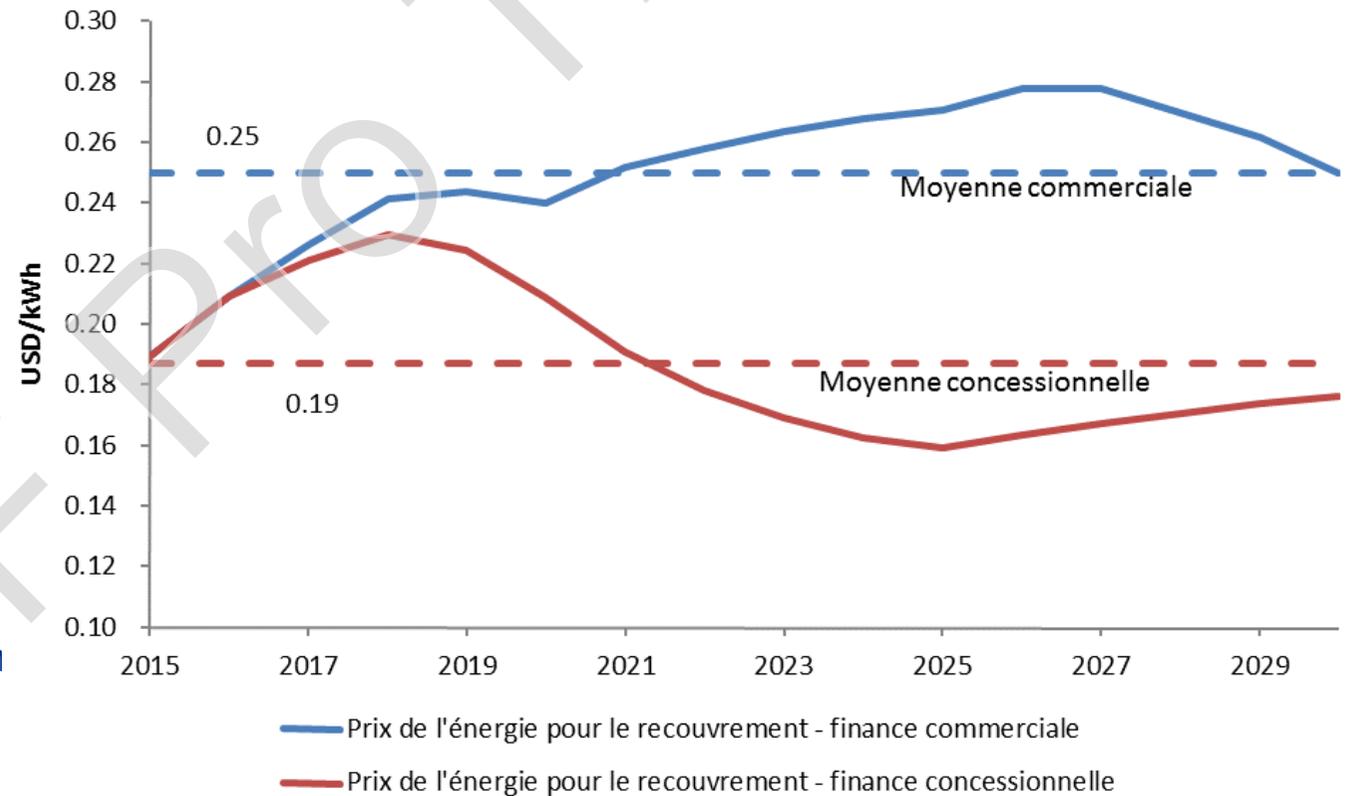
	2016	2017	2018	2019	2020
Capex à financer (MUSD)	21,7	32,9	55,9	121,3	299,6
Coût de financement des capex (MUSD)	0,0	0,2	0,6	1,2	2,5

## Tarif de recouvrement :

- Capex (financés, donc répartis sur plusieurs années)
  - Opex (annuels)
  - Coût du financement des capex
- ⇒ Le système serait entièrement payé

## La finance concessionnelle permet :

- D'abaisser le tarif de recouvrement moyen
- De décaler dans le temps la répercussion des coûts : la population peut se développer et payer après

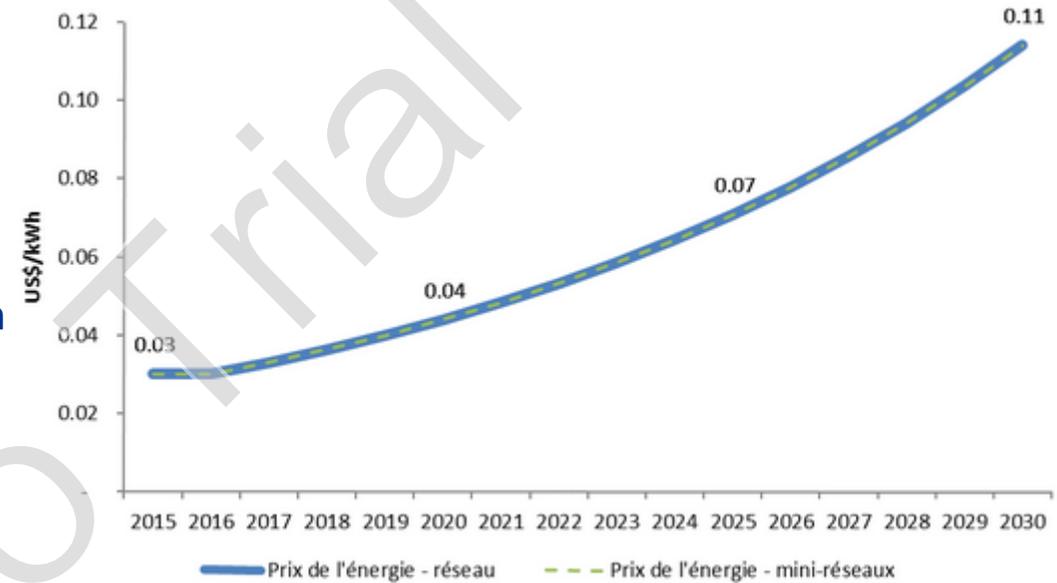


Le tarif impliquant une répercussion totale est trop haut !

# Un tarif « acceptable » ouvre une faille de paiement

## Exemple de chemin tarifaire « acceptable » :

- Tarif d'aujourd'hui : 0,03 USD/kWh
- Augmentation annuelle +10% an (valeur réelle)
- Jusqu'au tarif de recouvrement de 2030 : 0,16 USD/kWh



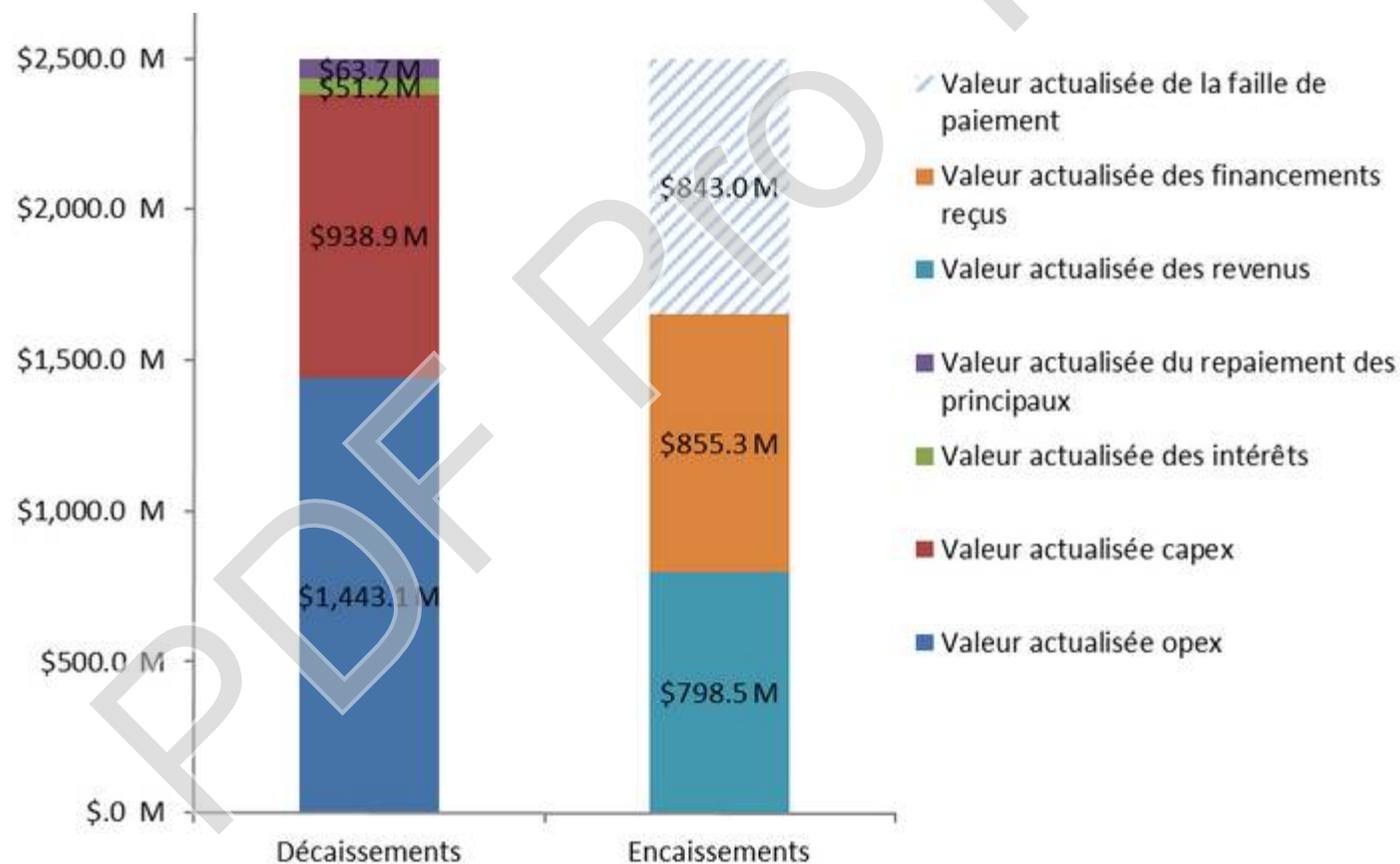
Entre 2016 et 2020, le déficit d'opération est réduit d'une dizaine de MUSD.

	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus totaux avec +10% par an (MUSD)	36,0	39,7	46,3	59,5	81,3
Opex totaux (MUSD)	99,0	112,7	131,8	157,9	193,0
Coût de financement des capex (MUSD)	0,0	0,2	0,6	1,2	2,5
<b>Déficit d'opération (MUSD)</b>	<b>63,0</b>	<b>73,2</b>	<b>86,1</b>	<b>99,6</b>	<b>114,2</b>

# Entre 2016 et 2030, la faille représente 843 MUSD

## Faille de paiement :

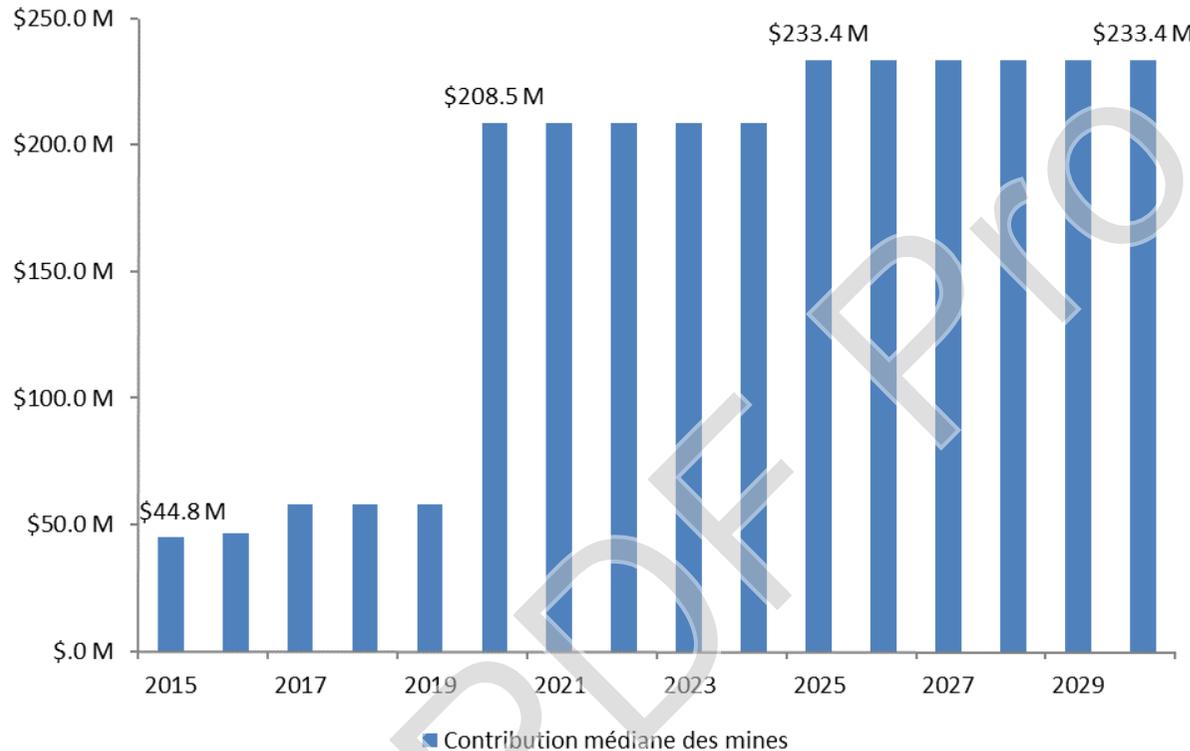
- 843 MUSD entre 2016 et 2030
- Correspond à la *valeur actualisée* de la différence entre le tarif de recouvrement, et le tarif réellement facturé
- Si le tarif facturé augmente plus rapidement : écart diminue => diminution de la faille



# Comment combler cette faille ?

## Paielements extérieurs :

- Budget de l'Etat : le Gouvernement doit disposer d'une marge de manœuvre fiscale
- Dons des bailleurs : en plus des fonds déjà prêtés. Dons, car ne peuvent pas être remboursés



## Paielement interne : subvention grâce au tarif minier

- Mines = demande de plus de 8 000 GWh à horizon 2030
- Coût pour le système = 0,09 UD/kWh
- Prix de réserve (autoproduction) = 0,15 USD/kWh
- Tout prix entre les deux constitue une subvention interne

# Mise en œuvre du Programme selon l'approche sectorielle



- Reprend le diagnostic établi dans le *Rapport d'état de préparation*
- Pistes de réformes proposées
  - Plusieurs options institutionnelles existent
  - Ce sont des propositions qui pourront être discutées et adaptés

# Environnement requis pour l'approche sectorielle

Cadre général

Plan d'électrification à  
moindre coût

Coordination

Contrôle de l'utilisation des  
fonds

Réseau interconnecté

- Mobilisation de fonds
- Utilisation efficace des fonds (procédures commerciales conformes aux standards des bailleurs)
- Mandat pour mettre en œuvre le Programme

Mini-réseaux

- Déploiement cohérent avec le Programme et priorisé
- Accompagnement des mini-réseaux de pré-électrification

Solutions individuelles

- Déploiement cohérent avec le Programme
- Déploiement reposant sur l'initiative privée et des plans d'affaires fructueux

Mise en œuvre du Programme

# Analyse de la situation actuelle

Domaine	Situation actuelle
Cadre général pour le Programme	<ul style="list-style-type: none"><li>• Vision stratégique pas mise en place (cf. objectifs LPSDE de 2012)</li><li>• Les décisions sont prises en comité interministériel =&gt; pas de planification / coordination systématique</li><li>• Tarifs fixés sans lien avec les coûts =&gt; trop bas</li></ul>
Niveau du réseau interconnecté	<p>Le contrat de gestion avec Véolia est une première réponse à :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Marge de manœuvre financière réduite d'EDG</li><li>• Compétence des ressources humaines</li><li>• Procédés commerciaux</li></ul> <p>Mais il manque un mandat pour mettre en œuvre le Programme</p>
Niveau des mini-réseaux	<ul style="list-style-type: none"><li>• Cadre établi solide, compétences existantes du BERD</li><li>• Mais pas encore tout à fait mis en place</li></ul>
Niveau des solutions individuelles	<ul style="list-style-type: none"><li>• Pas de programme</li></ul>

# Feuille de route institutionnelle

Domaine	Proposition de réforme
Cadre général pour le Programme	<b>Cellule de coordination :</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Coordination des acteurs</li><li>• Mise à jour de la planification</li><li>• Détermination des besoins et mobilisation des financements</li></ul> Autorité indépendante pour la fixation des tarifs, et contrôle de l'utilisation : à créer
Niveau du réseau interconnecté	A moyen terme, <b>mise en concession d'EDG :</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Cahier des charges permet de donner un mandat pour l'exécution du Programme</li><li>• Renforcement du contrôle de l'Etat</li><li>• Si financement par la dette exclusivement, pas d'ouverture du capital</li></ul>
Niveau des mini-réseaux	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mise en œuvre du cadre prévu</li></ul>
Niveau des solutions individuelles	<ul style="list-style-type: none"><li>• Conception d'un programme</li></ul>

⇒ **L'assistance technique pourra accompagner ces processus**

# LES PROCHAINES ETAPES

- MOBILISATION DES 550 MILLIONS \$ POUR LE PROGRAMME



ORGANISATION DE LA TABLE RONDE DES BAILLEURS  
FIN MARS OU DEBUT AVRIL 2016

SE 4 ALL AFRICA HUB AND GTF TO FACILITATE IN FUNDS  
MOBILISATION

MERCI POUR VOTRE AIMABLE ATTENTION