

SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 1 |
| 1. SYNTHESE | 2 |
| 1.1. ETUDE DE LA DEMANDE – RAPPORT R1..... | 2 |
| 1.2. SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL DES INVESTISSEMENTS – RAPPORT R2 | 6 |
| 1.2.1. INTRODUCTION | 6 |
| 1.2.2. LA PRODUCTION..... | 6 |
| 1.2.3. LE RESEAU DE TRANSPORT..... | 10 |
| 1.2.4. RESEAU ISOLE DE GAO..... | 11 |
| 1.2.5. RESEAU ISOLE DE TOMBOUCTOU | 12 |
| 1.2.6. LA DISTRIBUTION..... | 12 |
| 1.2.7. SYNTHESE DES BESOINS EN INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION | 12 |
| 1.3. SIMULATIONS FINANCIERES – RAPPORT R3 | 13 |
| 2. RECOMMANDATIONS | 17 |
| 2.1. INTRODUCTION | 17 |
| 2.2. LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN D'EXPANSION | 17 |
| 2.3. LE SUIVI ET L'ACTUALISATION DU PLAN D'EXPANSION | 18 |

oOo

INTRODUCTION

L'étude de la demande et du plan directeur d'investissements optimaux pour le secteur de l'électricité au Mali a fait l'objet du Contrat No_07/MMEE-PEDASB daté avril 2007 entre le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Eau – Direction Nationale de l'Energie, d'une part, et SOGREAH Consultants d'autre part.

Les études se sont déroulées entre septembre 2007 et octobre 2008. Quatre missions du Consultant ont été réalisées au cours des études dont une mission de restitution début janvier 2009. Des échanges intensifs ont eu lieu entre les parties maliennes, DNE, CRE, EDM-SA et le Consultant.

Les études comprennent (1) l'étude de la demande, (2) les scénarios et simulations du plan optimal d'investissements et (3) les simulations financières.

Le périmètre de l'étude est celui de la concession d'EDM SA, c'est-à-dire les centres du réseau interconnecté (RI) et les différents centres isolés (CI), électrifiés ou non. L'étude de l'électrification rurale en dehors de ce périmètre est traitée par le plan directeur d'électrification rurale (PDER) réalisé par un autre consultant. Néanmoins, la demande de l'électrification rurale du PDER susceptible d'être satisfaite par le réseau interconnecté est prise en compte dans la présente étude.

L'étude est présentée en 4 rapports :

- Le présent rapport R0 – Synthèse et Recommandations
- Le rapport R1 – Etude de la demande
- Le rapport R2 - Scénarios et simulations du plan optimal d'investissements
- Le rapport R3 – Simulations financières

Le présent rapport donne une synthèse des rapports R1, R2 et R3 et propose quelques recommandations pour la mise en œuvre du plan directeur.

Par ailleurs le Consultant a remis à la DNE le modèle Excel de la demande et le modèle Excel de simulations financières. Ces modèles permettront à la DNE d'effectuer des études de sensibilité et des mises à jour du plan.

oOo

1. SYNTHESE

1.1. ETUDE DE LA DEMANDE – RAPPORT R1

L'étude de la demande en électricité est la première étape de l'étude du plan directeur d'investissements optimaux dans le secteur de l'électricité au Mali. Elle consiste à projeter la consommation électrique potentielle du Mali jusqu'en 2020. L'objectif de cette étude est de déterminer trois scénarios de la demande d'électricité (de base, faible et fort) afin de déterminer par la suite les plans d'investissements optimaux.

En cohérence avec les données disponibles et les termes de référence, l'étude retient la segmentation suivante de la demande :

- Demande BT : secteurs domestique, tertiaire et éclairage public ;
- Demande MT (15 kV) : secteur industriel incluant les usines CMDT ainsi que les autres consommateurs (tertiaire, etc.) ;
- Demande HT (≥ 30 kV) : essentiellement certains actuels gros auto-producteurs (mines d'or).

Une attention particulière est portée aux actuels auto-producteurs gros consommateurs du fait de l'impact de leur raccordement sur le niveau de la demande potentielle des localités étudiées.

La méthodologie retenue utilise plusieurs techniques, analytique pour la BT (fonction de la population raccordée et des consommations unitaires), économétrique pour la MT à Bamako (corrélation avec le PIB) et tendancielle (par ex. MT dans les centres isolés). La consommation des gros clients tels que les mines d'or ou les usines CMDT a été particularisée.

Sur la base des données et hypothèses retenues et en suivant la méthodologie expliquée ci avant, les prévisions de demande pour le scénario de base ont été établies pour chacune des localités du périmètre EDM SA.

La demande globale RI+CI est résumée ci-dessous pour le scénario de base.

MALI – MINISTERE DE L'ENERGIE, DES MINES ET DE L'EAU – DIRECTION NATIONALE DE L'ENERGIE
PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE
RAPPORT 0 – SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS

| | | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| CONSOUMMATIONS BASSE TENSION | | | | | |
| Population | [hab] | 3 336 647 | 3 701 970 | 4 382 938 | 5 161 692 |
| Nombre de concessions | [nbe] | 329 507 | 364 825 | 430 717 | 506 257 |
| Taux de desserte | [%] | 53% | 58% | 67% | 76% |
| Abonnés domestiques | [nbe] | 175 819 | 210 132 | 290 000 | 386 867 |
| Autres abonnés (artisans, commerces, ...) | [nbe] | 11 350 | 13 323 | 17 301 | 22 087 |
| Total abonnés | [nbe] | 187 169 | 223 455 | 307 300 | 408 955 |
| Consommation unitaire domestique + tertiaire | [kWh/hab] | 2 269 | 2 329 | 2 415 | 2 514 |
| Consommation domestique | [MWh] | 385 617 | 474 022 | 678 713 | 946 581 |
| Consommation tertiaire (artisans, commerces, ...) | [MWh] | 26 758 | 32 159 | 43 642 | 58 269 |
| Consommation éclairage publique | [MWh] | 12 376 | 14 225 | 19 623 | 23 465 |
| <i>Consommations totales BT</i> | [MWh] | 424 751 | 520 407 | 741 979 | 1 028 315 |
| CONSOUMMATIONS MOYENNE TENSION | | | | | |
| Consommation industrielle (hors CMDT) | [MWh] | 144 848 | 195 201 | 306 128 | 459 257 |
| Consommation CMDT | [MWh] | 0 | 0 | 26 722 | 30 597 |
| Total consommation industrielle | [MWh] | 144 848 | 195 201 | 332 850 | 489 854 |
| Autres consommations | [MWh] | 144 848 | 195 201 | 306 128 | 459 257 |
| <i>Consommations totales MT</i> | [MWh] | 289 696 | 390 402 | 638 979 | 949 111 |
| CONSOUMMATIONS HAUTE TENSION | | | | | |
| <i>Consommations totales HT</i> | [MWh] | 12 196 | 12 000 | 218 300 | 332 300 |
| CONSOUMMATIONS AMADER | [MWh] | 483 | 2 063 | 7 866 | 16 634 |
| CONSOUMMATIONS TOTALES | [MWh] | 727 126 | 924 871 | 1 607 123 | 2 326 360 |

La demande se répartie en fin de Plan de la façon suivante :

- Demande BT 44 %
- Demande MT 41 %
- Demande HT 14 %
- Permissionnaires AMADER..... 1 %

Le nombre de communes électrifiées est prévu évoluer comme suit :

Tableau n° 1 - EVOLUTION DU NOMBRE DE COMMUNES ELECTRIFIEES

| Périmètre EDM-SA | 2008 | 2015 | 2020 |
|----------------------|------|------|------|
| Total | 104 | 104 | 104 |
| Dont électrifiés | 44 | 99 | 104 |
| Dont RI | 23 | 65 | 75 |
| Dont CI | 21 | 34 | 29 |
| Dont non électrifiés | 60 | 5 | 0 |

En fin de plan, les 104 communes du périmètre EDM-SA sont prévues être électrifiées contre seulement 44 en 2007.

L'évolution des indicateurs d'électrification pour tout le périmètre est donnée dans le tableau ci-après.

MALI – MINISTRE DE L'ENERGIE, DES MINES ET DE L'EAU – DIRECTION NATIONALE DE L'ENERGIE
PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE
RAPPORT 0 – SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS

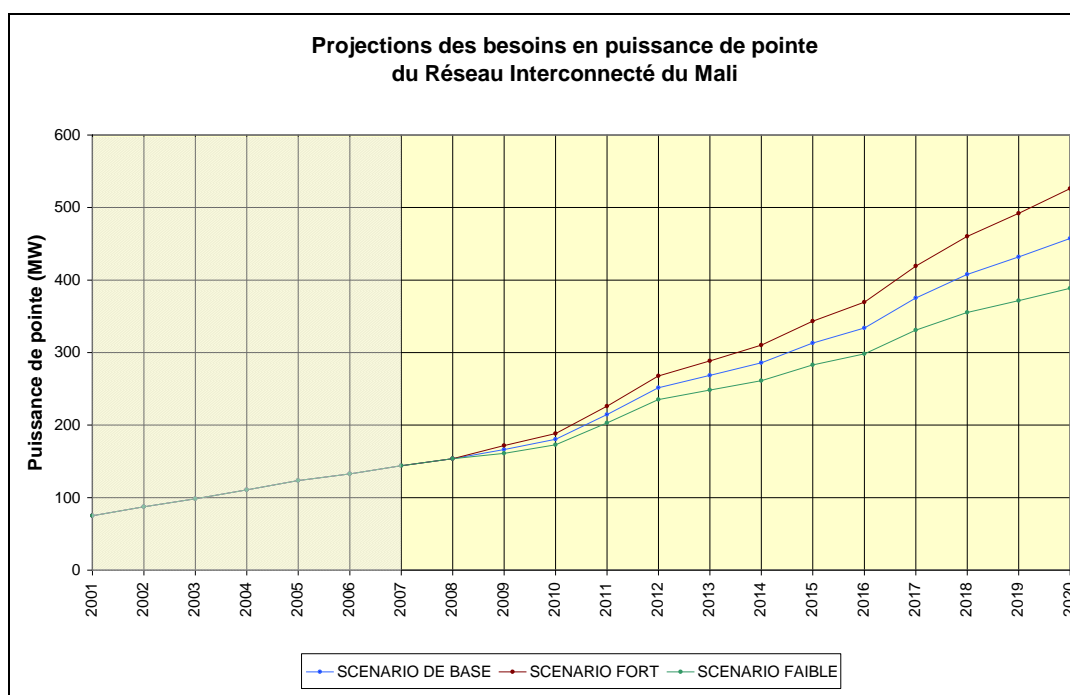
| | | | 2007 | 2015 | 2020 |
|---------|---|-----------|------------|------------|------------|
| (1) | Population totale du Mali | | 12 377 542 | 15 374 129 | 17 692 225 |
| | Population vivant en zones électrifiées | RI | 2 009 124 | 2 709 163 | 3 217 729 |
| | | CI | 819 867 | 1 620 935 | 1 943 964 |
| (2) | | Total | 2 828 990 | 4 330 098 | 5 161 692 |
| | Population électrifiée | RI | 1 530 359 | 2 246 365 | 2 805 907 |
| | | CI | 338 978 | 784 426 | 1 203 351 |
| (3) | | Total | 1 869 337 | 3 030 791 | 4 009 258 |
| (3)/(1) | Taux d'électrification | TE=TCG×TD | 15% | 20% | 23% |
| (2)/(1) | Taux de couverture géographique | TCG | 23% | 28% | 29% |
| (3)/(2) | Taux de desserte | TD | 66% | 70% | 78% |

La demande et la production requise pour le réseau interconnecté RI sont synthétisées dans le tableau suivant.

| | | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 |
|----------------------------|-------|---------|-----------|-----------|-----------|
| SCENARIO DE BASE | | | | | |
| <i>Demande totale</i> | [MWh] | 636 830 | 805 541 | 1 485 568 | 2 209 354 |
| <i>Production requise</i> | [MWh] | 835 028 | 1 045 240 | 1 894 713 | 2 769 968 |
| <i>Puissance de pointe</i> | [MW] | 144 | 180 | 313 | 457 |
| SCENARIO FORT | | | | | |
| <i>Demande totale</i> | [MWh] | 636 830 | 840 064 | 1 628 819 | 2 540 757 |
| <i>Production requise</i> | [MWh] | 835 028 | 1 090 036 | 2 077 417 | 3 185 463 |
| <i>Puissance de pointe</i> | [MW] | 144 | 188 | 343 | 526 |
| SCENARIO FAIBLE | | | | | |
| <i>Demande totale</i> | [MWh] | 636 830 | 771 018 | 1 342 317 | 1 877 951 |
| <i>Production requise</i> | [MWh] | 835 028 | 1 000 444 | 1 712 008 | 2 354 473 |
| <i>Puissance de pointe</i> | [MW] | 144 | 173 | 283 | 389 |

Il convient de préciser que la forte croissance de la demande sur le RI traduit à la fois (1) l'augmentation de la demande à périmètre constant et (2) le raccordement d'un grand nombre de centres isolés sur le RI grâce en particulier à la réalisation de la Boucle de Sélingué (ce qui explique les cassures des courbes). L'augmentation de la demande du RI est aussi le résultat du raccordement au réseau des gros auto-producteurs. L'intérêt du raccordement des centres isolés est de pouvoir remplacer de la production thermique par de la production à coût inférieur (hydroélectricité et importations).

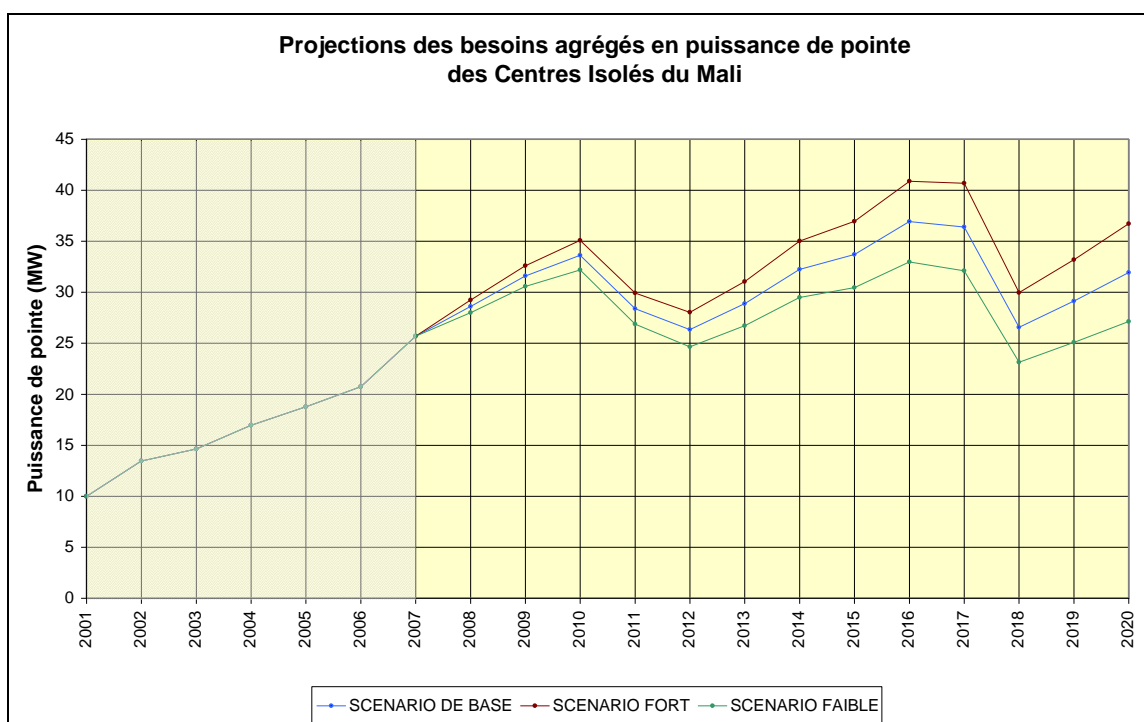
L'évolution de la puissance de pointe du RI est illustrée sur la figure ci-après. En termes de puissance de pointe appelée sur le réseau interconnecté, les besoins passent de 144 MW en 2007 à 457 MW en 2020 pour le scénario de base, soit un triplement de la puissance en moins de 15 ans.



Les consommations totales des centres isolés CI croissent jusqu'à la première vague de raccordement au RI. S'ensuit une succession de raccordements au RI qui font diminuer la demande globale des CI. En 2020, la demande agrégée des CI représente environ 5% de la demande totale contre 12,4% en 2007.

| | | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 |
|-------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------|
| SCENARIO DE BASE | | | | | |
| <i>Demande totale</i> | [MWh] | 90 295 | 119 331 | 121 555 | 117 006 |
| <i>Production énergétique</i> | [MWh] | 113 487 | 148 500 | 148 822 | 140 971 |
| <i>Puissance de pointe</i> | [MW] | 26 | 34 | 34 | 32 |
| SCENARIO FORT | | | | | |
| <i>Demande totale</i> | [MWh] | 90 295 | 124 445 | 133 277 | 134 557 |
| <i>Production énergétique</i> | [MWh] | 113 487 | 154 865 | 163 172 | 162 117 |
| <i>Puissance de pointe</i> | [MW] | 26 | 35 | 37 | 37 |
| SCENARIO FAIBLE | | | | | |
| <i>Demande totale</i> | [MWh] | 90 295 | 114 216 | 109 834 | 99 455 |
| <i>Production énergétique</i> | [MWh] | 113 487 | 142 136 | 134 471 | 119 825 |
| <i>Puissance de pointe</i> | [MW] | 26 | 32 | 30 | 27 |

La figure ci-dessous donne, pour comparaison avec le RI, la puissance de pointe agrégée des centres isolés CI.



1.2. SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL DES INVESTISSEMENTS – RAPPORT R2

1.2.1. INTRODUCTION

L'étude du plan optimal d'investissement a pour objectif de définir la stratégie de mise en service de moyens de production, transport et distribution d'électricité les moins coûteux pour couvrir la demande jusqu'à l'horizon 2020. Le périmètre de l'étude couvre le Réseau Interconnecté (RI) et les centres isolés (CI), certains de ces centres pouvant être regroupés en réseaux isolés (cas des réseaux de Gao et Tombouctou).

Les besoins en investissements sont regroupés en fin de chapitre.

1.2.2. LA PRODUCTION

En ce qui concerne le RI, sur la base des centrales existantes et candidates, et à l'aide d'un logiciel utilisant l'algorithme de programmation dynamique (HILLMIX), un plan de développement au moindre coût des moyens de production du réseau a été élaboré pour chacun des scénarios de la demande définis précédemment.

En ce qui concerne les centres isolés, le moyen de production est une centrale diesel ou un système mixte centrale hydroélectrique / centrale diesel dans le cas du réseau isolé de Gao.

Le réseau interconnecté existant du Mali est alimenté par trois centrales hydroélectriques et deux centrales thermiques, totalisant une puissance installée de l'ordre de 230 MW :

- Les trois centrales hydroélectriques sont Sélingué (46 MW), Sotuba (5,7MW) et Manantali (part Mali : 104 MW) ;

MALI – MINISTERE DE L'ENERGIE, DES MINES ET DE L'EAU – DIRECTION NATIONALE DE L'ENERGIE
PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE
RAPPORT 0 – SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS

- Les deux centrales thermiques sont situées à Bamako : il s'agit des centrales de Dar Salam (41.5MW) et de Balingué (32.5 MW).

Le parc de production des 19 centres isolés est constitué de centrales diesel au gasoil représentant une puissance installée totale de 43.6 MW.

La situation actuelle de la production est résumée dans le tableau suivant.

| Production du RI | 2006 | | 2007 | |
|-----------------------------|------------|--------|------------|--------|
| | MWh | % | MWh | % |
| Sélingué | 239 351.00 | 31.3% | 226 802.00 | 27.3% |
| Sotuba | 35 575.39 | 4.7% | 35 578.59 | 4.3% |
| Félou (Kayes) | 168.95 | 0.0% | 152.28 | 0.0% |
| Manantali | 391 404.34 | 51.2% | 294 418.79 | 35.4% |
| Total hydroélectrique | 666 499.67 | 87.2% | 556 951.65 | 67.0% |
| Darsalam | 28 232.69 | 3.7% | 70 904.47 | 8.5% |
| Balingué | 69 750.98 | 9.1% | 104 419.41 | 12.6% |
| Thermique Aggreko Dakar | 0.00 | 0.0% | 99 153.13 | 11.9% |
| Total Thermique : | 97 983.67 | 12.8% | 274 477.01 | 33.0% |
| Sous total | 764 483.34 | 100.0% | 831 428.66 | 100.0% |
| Production thermique des CI | 101 299.01 | 11.7% | 111 000.05 | 11.8% |
| TOTAL | 865 782.35 | | 942 428.71 | |
| Total Thermique | 199 282.68 | 23.0% | 385 477.06 | 40.9% |

Il est intéressant de diminuer la production thermique en mettant en service des moyens de production à coûts plus faibles tels que l'hydroélectricité ou les importations et en raccordant les principaux centres isolés au RI lorsque cela est économique.

Pour déterminer le plan optimal de production du RI, il a été fait usage d'un modèle d'optimisation. Partant (1) de la capacité et de la durée de vie résiduelle du système existant, (2) de la demande prévisionnelle (inclues les pertes réseaux) et (3) d'un catalogue de projets programmés et candidats, il s'agit de déterminer la séquence optimale de mise en service des projets candidats qui permettra de satisfaire la demande au moindre coût.

Les centrales hydroélectriques OMVS sont traitées comme des centrales maliennes ayant une capacité égale à la quote-part du Mali (104 MW pour Manantali, 27 MW pour Félou, 63 MW pour Gouina).

Les principales données générales utilisées sont résumées ci-dessous :

- Taux d'actualisation..... 10 %, avec étude de sensibilité à 8 et 12%
- Coût de défaillance..... 1 €/kWh
- Prix du carburant Diesel DDO et HFO 180..... 640 €/t et 460 €/t respectivement
- Prix des importations de Côte d'Ivoire 45 FCFA/kWh (6.86 centimes €)
- Prix des importations du Ghana 65 FCFA/kWh (9.91 centimes €)
- Conditions hydrologiques années décennales sèche et humide, année moyenne

Les prix des hydrocarbures est basé sur un prix de marché du brut de 75 US\$ le baril à l'horizon 2013. Ce prix n'a d'impact sur le plan qu'à partir de 2013 car auparavant n'interviennent que des projets déjà programmés.

Les futures centrales sont les centrales programmées et les centrales candidates. Les centrales programmées sont les centrales dont la décision de construction a été prise et dont la date de mise en service est connue :

- centrales hydroélectriques : il s'agit de la centrale de Félou en cours de réalisation ;
- centrales thermiques : deux centrales à Bamako, la centrale SOPAM en cours de réalisation (mise en service industrielle : 2009) et la centrale BID (2010).

Les centrales candidates regroupent les centrales identifiées ayant fait l'objet d'études avancées. Leurs dates de mise en service seront déterminées par le logiciel d'optimisation.

- centrales hydroélectriques : il s'agit des centrales hydroélectriques en projet (Gouina, Kénié, Sotuba II, Markala et Talo). Notons qu'il existe d'autres sites déjà identifiés mais n'ayant pas fait l'objet d'études à un niveau suffisant pour être pris en compte dans le présent plan directeur ;
- Groupes thermiques : groupes diesel standard au HFO 180 prévus pour le cas où l'ensemble des moyens énumérés ci-dessus ne suffisaient pas à satisfaire la demande.

Les futurs achats d'électricité quant à eux se feront via les lignes d'interconnexion existantes et futures auprès de la Côte d'Ivoire et du Ghana. La liaison Mali - Côte d'Ivoire est un projet programmé (mise en service en 2012 du tronçon CI – Sikasso – Ségou et 2015 pour le tronçon Sikasso - Bamako) tandis que la liaison avec le Ghana est un projet candidat.

Les principales caractéristiques des centrales hydroélectriques programmées et candidates sont données dans le tableau ci-dessous.

| | Puissance installée MW | Productible (GWh) | | | Invest. hors IDC M€ 2008 | Coût kW installé € | Coût kWh actualisé FCFA | Mise en service au plus tôt |
|--------------------|---------------------------|-------------------|---------|--------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| | | Sèche | Moyenne | Humide | | | | |
| Gouina (part Mali) | 42.7 | 181.2 | 262.0 | 324.1 | 143.8 | 2569 | 29 | 2013 |
| Férou (part Mali) | 26.6 | 82.0 | 135.5 | 183.8 | 58.5 | 2203 | 37 | 2012 |
| Kénié | 42.0 | 168.8 | 188.4 | 210.7 | 100.0 | 2381 | 46 | 2013 |
| Markala | 13.5 | 30.0 | 51.0 | 51.0 | 35.0 | 2588 | 57 | 2013 |
| Sotuba II | 6.0 | 37.3 | 39.5 | 44.0 | 29.4 | 4906 | 64 | 2013 |
| Talo | 2.0 | 6.6 | 6.6 | 6.6 | 7.9 | 3949 | 98 | 2017 |

Le projet de Férou et l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire sont prévus entrer en service en 2012. Seule l'option thermique reste pour faire la soudure pour la période jusqu'en 2011.

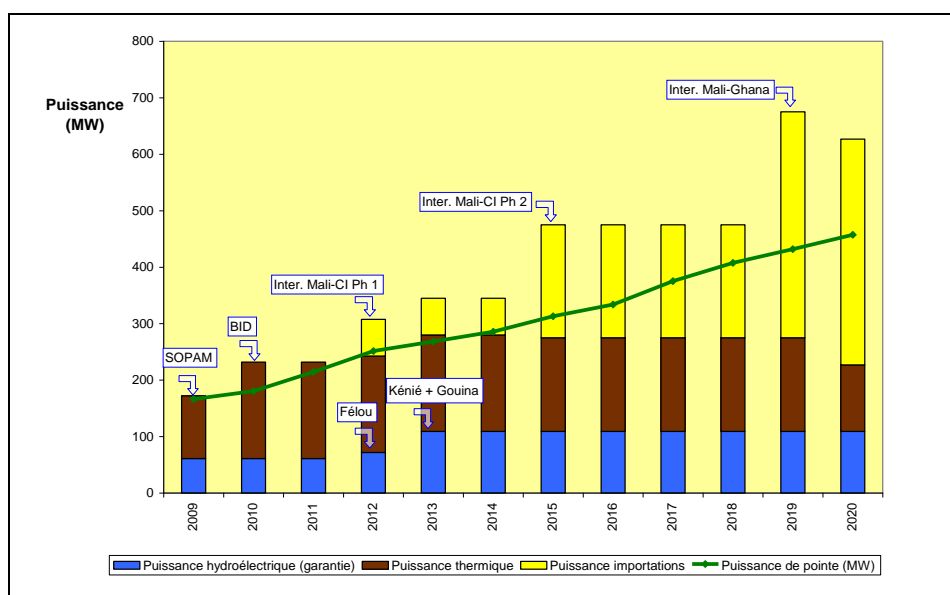
Le plan cherché est le plan qui permet de satisfaire la demande au moindre coût. Il est d'abord déterminé pour le scénario de base (demande de base, hypothèses moyennes) et ensuite des analyses de sensibilité sont menées par rapport à la demande (scénarii bas et haut), le taux d'actualisation, etc. .

Le plan résultant est présenté dans le tableau suivant pour les trois scénarii de demande.

MALI – MINISTRE DE L'ENERGIE, DES MINES ET DE L'EAU – DIRECTION NATIONALE DE L'ENERGIE
PLANIFICATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE
RAPPORT 0 – SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS

| | faible | base | Forte |
|------|--|--|--|
| 2009 | SOPAM | SOPAM | SOPAM Nouveau groupe Diesel |
| 2010 | BID | BID | BID |
| 2011 | | | |
| 2012 | Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI | Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI | Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI |
| 2013 | Kénié + Gouina | Kénié + Gouina | Kénié + Gouina |
| 2014 | | | |
| 2015 | <i>Décl. G7 Dar Salam</i> | Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i> | Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i> |
| 2016 | | | |
| 2017 | Phase 2 Interconnexion Mali - CI | | |
| 2018 | | | |
| 2019 | | Interconnexion Mali - Ghana | Interconnexion Mali - Ghana |
| 2020 | <i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i> | <i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i> | <i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i> |
| 2021 | Interconnexion Mali - Ghana | | |
| 2022 | | | |
| 2023 | | | Sotuba II et Markala |

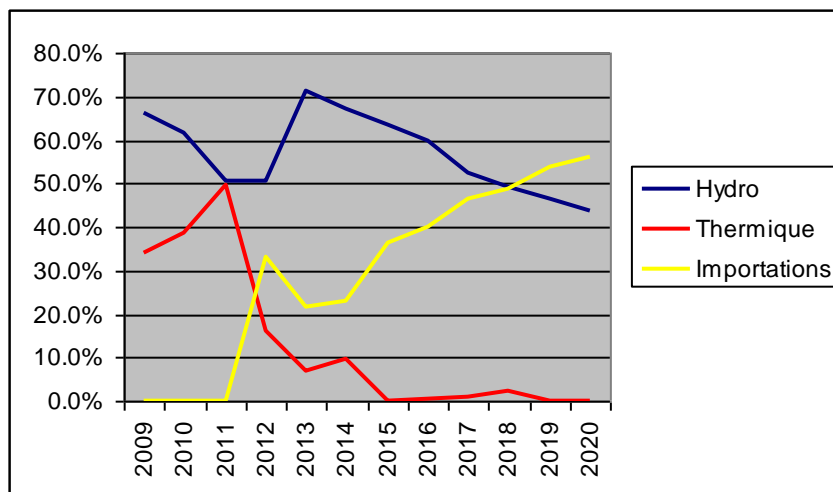
Le graphique offre-demande pour le scénario de base est illustré ci-dessous.



La courbe offre – demande ci-dessus est bâtie avec la puissance garantie en hydroélectricité en période sèche. La réserve importante qui apparaît en fin de plan après mise en service de

l'interconnexion avec le Ghana provient des centrales thermiques SOPAM et BID (total de 100 MW) qui ne sont pratiquement plus utilisées à partir de 2015.

La répartition de la production entre hydroélectricité (inclus centrales SOGEM), thermique diesel et importations est montrée sur le graphe ci-après.



On voit que la part du thermique augmente fortement jusqu'en 2011 où elle atteint pratiquement 50%, puis chute fortement quand peuvent être mis en service les projets hydroélectriques et les interconnexions.

Deux projets sont impactés par les analyses de sensibilité faites pour tester la robustesse du plan proposé, les projets hydroélectriques de Sotuba II et Markala. Ils ne sont pas retenus jusqu'en 2020, sauf si le prix des importations est plus élevé. Le projet hydroélectrique de Talo n'est jamais retenu comme source pour le RI avant 2020.

Le projet de Sotuba II est un projet de taille modeste (6 MW), situé très proche de Bamako ; il permettrait de soutenir le plan de tension à Bamako. Il peut donc être décidé de l'inclure dans les investissements. Cependant il serait intéressant d'étudier si une version Grand Sotuba (35 MW), si techniquement faisable, ne serait pas plus économique.

Tous les autres projets candidats, Gouina, Kénié et les interconnexions sont toujours sélectionnés quelles que soient les hypothèses ; seules les dates de mise en service changent.

Un seul projet est toujours retenu dès que possible, le projet hydroélectrique de Kénié en 2013. Il peut donc être considéré comme prioritaire.

1.2.3. LE RESEAU DE TRANSPORT

Le réseau de transport comprend le réseau de grand transport et les réseaux de répartition (petit transport).

Le plan de développement du transport s'articule autour du réseau existant et du projet de boucle en 225 kV Bamako – Sikasso – Koutiala – Ségou.

Pour des questions d'homogénéité, le consultant recommande de poursuivre le déploiement du réseau de transport avec les niveaux de tension existants, à savoir :

- 225 kV et 150 kV pour le grand transport
- 30 kV et 66 kV pour le petit transport ou réseaux de répartition. Dans certains cas, le consultant propose également du 90 kV lorsque les puissances en jeu le nécessiteront.

Compte tenu des distances très importantes, le raccordement des régions autour des villes de San et Mopti a fait l'objet d'une étude complémentaire pour comparer l'intérêt économique entre un raccordement de ces localités sur le RI et le renforcement des centrales thermiques. La

conclusion de cette étude montre qu'il est économiquement intéressant de raccorder ces localités au RI en 2017.

De même, pour la région de Tombouctou, le consultant a mené une étude complémentaire pour comparer l'intérêt économique entre la création d'un réseau de transport indépendant du RI alimenté par une centrale électrique au HFO, et le maintien en centres isolés. La conclusion de cette étude montre qu'il est économiquement intéressant de créer un tel réseau de transport en 2016.

Les ouvrages en projet concernés par le grand transport en 150 kV et 225 kV sont :

- La ligne 225 kV frontière Côte d'Ivoire – Sikasso – Koutiala - Ségou et les postes associés ; cet ouvrage vient de faire l'objet d'une étude de faisabilité par le bureau Lahmeyer (version provisoire remise début 2008) et est maintenant en cours de réalisation pour le tronçon CI-Sikasso.
- La ligne 225 kV Sikasso– Koumantou – Bamako et les postes associés, cette ligne est destinée à augmenter les importations depuis la Côte d'Ivoire puis, à plus long terme, du Ghana via le Burkina Faso.
- La ligne Koutiala – San – Mopti et les postes associés, cette ligne permet de raccorder au RI les communes de San et Mopti, ainsi que les localités avoisinantes.
- La ligne 225 kV frontière Burkina – Sikasso et l'extension du poste de Sikasso pour l'interconnexion avec le Ghana.

En ce qui concerne le petit transport, un projet de boucle en 90 kV est prévu entre Kayes, les mines d'or de Sadiola et Kéniéba, et Manantali. Les mines d'or de Morila et Syama seront également raccordées en 90 kV, mais en antenne.

Trois lignes en 66kV en antenne sont prévues :

- Koumantou – Bougouni,
- Koutiala – Karangana – Kouri – Mahou,
- Markala – Dugabougou – Siribala – Niono.

Tous les autres projets de raccordement sont prévus en 30 kV en antenne.

L'extension des réseaux de répartition se décompose ainsi (inclus réseaux de Gao et Tombouctou) :

- 1358 km de lignes 30 kV
- 241 km de lignes 66 kV
- 416 km de lignes 90 kV

1.2.4. RESEAU ISOLE DE GAO

Le futur réseau de Gao consisterait en un réseau développé à partir de la centrale hydroélectrique de Taoussa sur le fleuve Niger. Il pourrait dans un premier temps alimenter les localités de Gao et Bourem. Dans un deuxième temps des extensions pourraient être réalisées vers Gourma-Rharous et Ansango, lorsque les charges le justifieront. En 2007, seule la localité de Gao est électrifiée, celle de Bourem est prévue l'être en 2008.

L'usine sera équipée de 5 groupes de 5 MW. L'étude en cours de ce projet prévoit que seuls trois groupes soient installés à la mise en service, les deux suivants étant installés ultérieurement quand la demande le justifiera.

Le futur réseau comprendra une ligne 90 kV simple terne simple conducteur de 130 km du poste usine jusqu'à Gao et les postes associés. La ligne traversera le défilé de Taoussa en aval de l'usine puis suivra la route vers Gao en rive gauche du fleuve Niger.

1.2.5. RESEAU ISOLE DE TOMBOUCTOU

Le coût élevé du carburant utilisé par les centrales thermiques de la région de Tombouctou encourage à chercher une solution alternative plus économique. La solution identifiée consiste à implanter à Tombouctou une centrale thermique unique au HFO (dont le coût est notablement plus faible que le DDO) qui alimenterait les localités voisines via un réseau de transport indépendant. Les localités alimentées sont Tombouctou, Goundam, Dire, Tonka et Niafouké.

D'après l'analyse des puissances, le consultant recommande d'utiliser des lignes en 66 kV. Le schéma retenu comporte 210 km de ligne et se décompose de la façon suivante :

- Une ligne 66 kV simple terre de 97 km entre Tombouctou et Goundam ;
- Une ligne 66 kV simple terre de 34 km entre Goundam et Dire ;
- Une ligne 66 kV simple terre de 40 km entre Goundam et Tonka ;
- Une ligne 66 kV simple terre de 38 km entre Tonka et Niafouké.

1.2.6. LA DISTRIBUTION

Le Plan Distribution dépend essentiellement de l'accroissement du nombre d'abonnés et de leur distribution spatiale.

Afin de conserver l'homogénéité du réseau de distribution du Mali, le consultant recommande, comme pour le transport, de développer le réseau de distribution en conservant les niveaux de tension existants, à savoir 15 kV pour la moyenne tension et 400 V pour la basse tension.

Les besoins en investissement sont donc rattachés aux trois types d'équipements suivants :

- Les lignes BT (400 V) ;
- Les lignes MT (15 kV) ;
- Les postes MT/BT.

Sur base des chiffres extraits des rapports annuels d'activités de EDM SA de 2004 à 2007, le nombre moyen d'abonnés par kilomètre de ligne BT et MT, ainsi que le nombre moyen d'abonnés par poste MT/BT pour les localités déjà électrifiées ont été calculés. La ville de Bamako, de par son importance, a par ailleurs été traitée séparément des autres localités. En s'appuyant sur ces données, le consultant a extrapolé et moyenné ces chiffres sur la période 2008 – 2020. Pour les localités en attente d'électrification, le premier investissement est calculé de façon à couvrir l'alimentation de 50% des concessions de la localité au moment de l'investissement.

L'extension des réseaux de distribution se décompose ainsi :

- 1315 km de réseau 15 kV ;
- 3600 km de réseau BT ;
- 2200 postes MT/BT.

1.2.7. SYNTHESE DES BESOINS EN INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION, TRANSPORT ET DISTRIBUTION

La synthèse est présentée ci-dessous pour chacun des systèmes considérés :

- Le réseau interconnecté RI ;
- Le futur réseau de Gao ;
- Le futur réseau de Tombouctou ;
- Les centres isolés.

CAPEX en M€ pour le réseau interconnecté RI

| | Investissement |
|---------------------|----------------|
| Production | 359.14 |
| Transport | 408.47 |
| Distribution | 79.75 |
| TOTAL en M€ | 847.36 |

CAPEX en M€ pour le réseau de Gao

| | Investissement |
|---------------------|----------------|
| Production | 36.24 |
| Transport | 11.74 |
| Distribution | 2.56 |
| TOTAL en M€ | 50.54 |

CAPEX en M€ pour le réseau de Tombouctou

| | Investissement |
|-----------------------------------|----------------|
| Production - Thermique HFO | 15.85 |
| Transport | 13.53 |
| Distribution | 4.84 |
| TOTAL en M€ | 34.22 |

CAPEX en M€ pour les centres isolés CI

| | Investissement |
|--------------------------------------|----------------|
| Production - centrales diesel | 12.44 |
| Distribution | 16.18 |
| TOTAL en M€ | 28.62 |

L'investissement total s'élève à 961 M€ se décomposant comme suit entre production, transport et distribution :

| | Investissement |
|--------------------------|----------------|
| Production | 423.67 |
| Transport | 433.74 |
| Distribution | 103.33 |
| GRAND TOTAL en M€ | 960.74 |

1.3. SIMULATIONS FINANCIERES – RAPPORT R3

L'outil de simulations financières permet de calculer l'impact du mode de financement des infrastructures¹ sur le prix de revient de l'électricité produite ET sur les montants que l'Etat Malien doit mobiliser pour développer lesdites infrastructures.

Les montages financiers retenus pour chacun des projets de production sont présentés dans le tableau ci-dessous. Les 3 types de montage (public / mixte / privé) ont été étudiés dans le rapport.

¹ Part de capital apportée par le public et par le privé, RoE cibles, part d'emprunts concessionnels et d'emprunts au taux du marché (taux, maturité, délai de grâce, commissions).

| Nom | PUBLIC | MIXTE | PRIVE |
|-------------------------------------|--------|-------|------------|
| SOPAM | | | BOT |
| Félou | X | | |
| Gouina | X | | |
| BID | X | | |
| Interconnexion Côte d'Ivoire – Mali | X | | |
| Kénié | X | X | |
| Interconnexion Ghana – Mali | X | | |
| Taoussa | X | | |

Le montage financier retenu pour les projets hydroélectriques et des interconnexions étant exclusivement public, c'est-à-dire que le capital est apporté par le développeur public et que les emprunts sont concessionnels, il conduit aux tarifs minimaux et à des montants à mobiliser par l'Etat Malien maximaux.

Ces montages financiers conduisent à des prix de revient de l'hydroélectricité relativement forts mais restant toutefois très compétitifs par rapport au thermique. Les prix de revient des centrales thermiques SOPAM et BID sont particulièrement élevés non pas (seulement) à cause du coût des hydrocarbures² mais surtout parce qu'ils fonctionneront en appoint à partir de 2012 lorsque les centrales hydroélectriques et les interconnexions couvriront largement la demande de base.

| Nom | Type | Prix de revient (FCFA 08 / kWh) |
|--|-------------------------|---------------------------------|
| SOPAM | HFO | 117 |
| Félou | Hydroélectricité | 29 |
| Gouina | Hydroélectricité | 41 |
| BID | HFO | 158 |
| Interconnexion Côte d'Ivoire – Mali (phase 1 et 2) | Mix | 56 |
| Kénié (public – privé) | Hydroélectricité | 60 |
| <i>Kénié (public)</i> | <i>Hydroélectricité</i> | <i>36</i> |

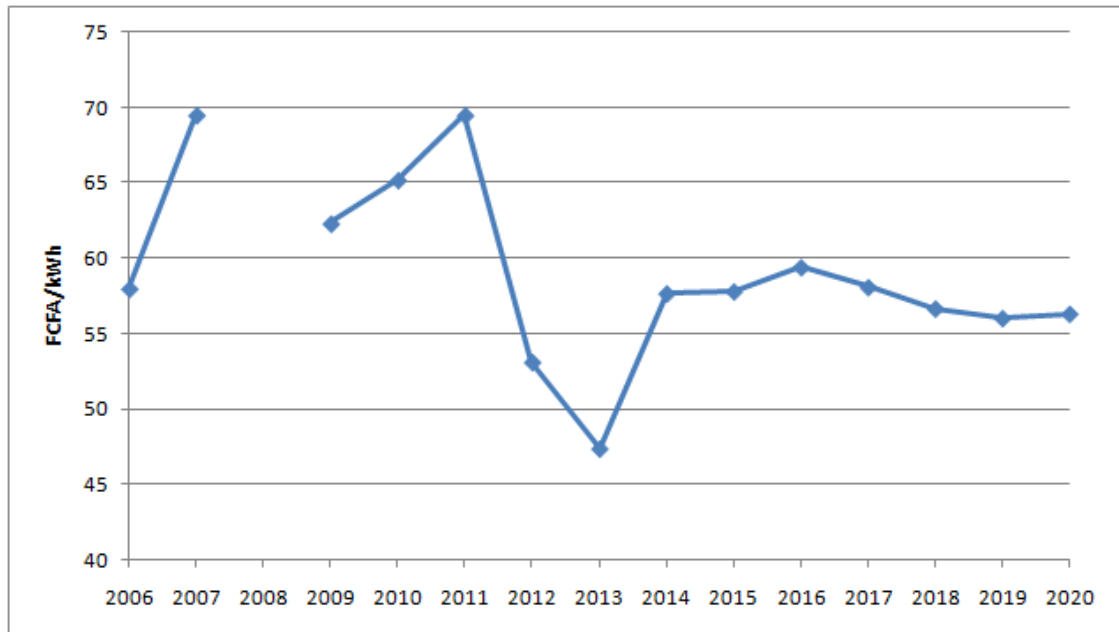
² Cours cible du baril de brut en 2015 : 75 USD valeur 2008.

| Nom | Type | Prix de revient (FCFA 08 / kWh) |
|------------------------------------|------------------|------------------------------------|
| Interconnexion Ghana - Mali | Mix | 65 |
| Taoussa | Hydroélectricité | 60 |

Les montants à mobiliser par l'Etat Malien pour le financement du plan de production atteignent 573 millions d'euros, dont 101 millions d'euros sous forme d'apport en capital et 472 millions d'euros sous forme d'emprunts concessionnels auprès des partenaires techniques et financiers, auxquels il convient d'ajouter 335 millions d'euros pour le financement des infrastructures de transport et de distribution qu'EDM n'est pas en mesure de financer au niveau de tarif actuel de l'électricité.

| Apports (M€) | Apport Capital | | Emprunts | | TOTAL |
|---|----------------|-----------|---------------|-----------|---------------|
| | Public | Privé | Concessionnel | Marché | |
| Férou (part Mali) | 18 | | 44 | | 62 |
| Gouina (part Mali) | 45 | | 111 | | 156 |
| BID | 17 | | 40 | | 57 |
| Interconnexion Côte d'Ivoire – Mali (phase 1 et 2) | | | 217 | | 217 |
| Kénié PUBLIC - PRIVE | 9 | 22 | 25 | 58 | 114 |
| <i>Kénié PUBLIC</i> | <i>31,53</i> | | <i>77,21</i> | | <i>108.74</i> |
| Interconnexion Ghana - Mali | | | 9 | | 9 |
| Taoussa | 11 | | 26 | | 37 |
| TOTAL | 101 | 22 | 472 | 58 | 653 |

La mise en œuvre du plan optimal d'expansion de la production conduira à une diminution du prix de revient de la production : à l'horizon 2020, le prix se stabilisera à un peu plus de 55 FCFA/kWh (constant 2008).



Le coût total du plan d'expansion (incluant, en plus de la production, le transport et la distribution) conduira à un prix de revient de l'énergie distribuée de 70 FCFA/kWh à l'horizon 2020.

2. RECOMMANDATIONS

2.1. INTRODUCTION

Le plan proposé est ambitieux et requiert de mobiliser des moyens humains et financiers importants. Cela nécessite une coordination étroite entre les acteurs concernés et une hiérarchisation des actions à mener. Un plan est un outil d'aide à la décision qu'il convient de faire évoluer en permanence en fonction des éléments nouveaux tant du côté de l'offre (nouveaux projets de production/transport) que de la demande (nouveaux projets industriels à considérer).

2.2. LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN D'EXPANSION

Le Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Eau pilote la mise en œuvre du plan d'expansion à moindre coût.

Certains projets sont toutefois pilotés par l'OMVS (Férou, Gouina) ou sont déjà engagés (interconnexion Côte d'Ivoire, SOPAM, BID).

Pour les autres projets, le Ministère doit très rapidement :

- Valider les projets retenus dans le plan d'expansion ;
- Déterminer comment seront développés les projets de production : développement public ou en PPP, avec quelle part de financement public / privé ;
- Mobiliser les fonds nécessaires pour les projets développés sur fonds publics ou mixtes ;
- Lancer les appels d'offres correspondant et procéder à la sélection des opérateurs.

Ces actions peuvent être facilitées par la **mise en place d'une « Cellule de Coordination » chapeautant des « Unité de Projet »**, une par projet.

Une des premières actions concrètes à réaliser est d'établir un chronogramme précis de chacun des projets, de la recherche de financement jusque la fin des travaux. Un tel chronogramme permet d'établir la date de mobilisation pour satisfaire la date de mise en service souhaitée ou bien, s'il est déjà trop tard, une nouvelle date réaliste de mise en service. La compilation des résultats de cet exercice pour chaque projet peut permettre d'établir un plan quinquennal d'actions.

Enfin la mise en œuvre du plan requiert un partenariat constant avec les bailleurs de fonds afin d'assurer la continuité des actions.

2.3. LE SUIVI ET L'ACTUALISATION DU PLAN D'EXPANSION

Le plan d'expansion doit être régulièrement actualisé pour tenir compte, en particulier :

- De l'évolution de la demande ;
- De la mise en service effective des projets d'infrastructures ;
- De la révision des caractéristiques (coûts, capacité, année prévisionnelle de mise en service) des projets.

Pour cela, il est recommandé **d'actualiser le plan d'expansion à moindre coût tous les 2 ans**. La prochaine version devra tenir compte des nouveaux projets hydroélectriques dont les études doivent démarrer, Gourbassi, Koutoutamba, Boureya et Badoumbé dans le bassin du fleuve Sénégal ainsi que Baoulé III, Baoulé IV et Bagoué II sur le fleuve Bani. Il est conseillé aussi de faire réaliser une pré-étude sur la faisabilité du projet Grand Sotuba (35 MW).

Cet exercice, qui peut être piloté par la DNE, avec ou sans le recours d'un consultant, peut être facilité par la **mise en place d'une « Cellule de Planification »**.

oOo