

**PLAN DE PRODUCTION OPTIMISÉ D'UN RÉSEAU  
ÉLECTRIQUE INTERCONNECTÉ : CAS DU RÉSEAU  
NATIONAL INTERCONNECTÉ DU BURKINA FASO  
POUR L'ANNÉE 2020**

**MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR 2iE AVEC GRADE DE  
MASTER GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE  
SPÉCIALITÉ RÉSEAUX ÉLECTRIQUES**

---

Présenté et soutenu publiquement le 17 Janvier 2020 par

**Aurélio Pilartes OLIVEIRA (2013 0688)**

**Encadrant 2iE : Ing. Sani Mahaman KADRI MOUSSA, Assistant d'enseignement et de  
recherche au département Génie Électrique Énergétique et Industriel, 2iE**

**Maître de stage : Ing. Isaac Lassina BANA O, Chef du Département Mouvement  
d'Énergie, SONABEL**

Structure d'accueil du stage : Société Nationale d'Électricité du Burkina Faso (SONABEL)

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : Ing. Justin BASSOLE

Membres et correcteurs : Ing. Ahmed ZONGO

Ing. Moussa KADRI

**Promotion [2018/2019]**

## Dédicaces

### *À ma famille...*

Toute mon affection et ma gratitude vous sont dûment exprimées, vous êtes ma gloire. Que vous puissiez trouver dans ce modeste travail, mon amour sans cesse grandissant et ma ferme volonté de vous rendre fiers.

*... Je dédie ce travail*

## Remerciements

*J'adresse l'expression de ma profonde gratitude et ma haute reconnaissance à...*

- L'ensemble du personnel de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, sans qui ce travail ne serait possible, et en particulier le corps d'enseignants du département Génie Électrique Énergétique et Industriel pour m'avoir rendu capable pendant ces cinq longues années.*
- Mon encadreur Ing. Sani Mahaman KADRI MOUSSA, pour le suivi et la patience sans cesse, tout au long de ce travail.*
- Mon maître de stage Ing. Isaac Lassina BANAO, chef du Département Mouvements d'Énergie de la SONABEL, pour sa disponibilité, pour l'encadrement et pour m'avoir doté d'instructions qui ont mené à bons termes l'accomplissement de ce travail.*
- Ing. Pierre NIKIEMA, chef du Service Exploitation du Système Électrique et Gestion Prévisionnelle de la SONABEL, pour l'accompagnement et pour le suivi qui ont été capitale, et qui ont boosté l'évolution de ce travail.*
- Ing. Grégoire TAPSOBA, chef de projet, qui a œuvré pour que ce stage de fin d'études ait lieu.*
- Tout le personnel du Département Mouvements d'Énergie de la SONABEL pour l'accueil chaleureux, leurs apports dans plusieurs aspects, et leur sympathie au quotidien.*
- Mes camarades à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, pour leur soutien, et qui ont facilité mon intégration dans le pays des hommes intègres.*
- À mes amis et mes compatriotes qui ont toujours été à mes côtés, et qui ont fait preuve de fraternité envers moi.*
- À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'accomplissement de cette formation.*

*Je leur dis « Merci ! »*

## Résumé

Notre étude consiste à déterminer une planification de fonctionnement des centrales de production électriques de la SONABEL, injectant au Réseau National Interconnecté du Burkina Faso. Ce plan de production doit être tel que, une fois mis en application, ne va pas compromettre la stabilité du réseau. Pour ça il faut connaître le réseau en question, la charge à satisfaire, et les performances économiques des différentes centrales.

L'étude prévisionnelle de la demande, en utilisant les données enregistrées sur les années précédentes, nous a permis de prévoir une puissance maximale de 380 MW à satisfaire sur l'année 2020. Les estimations du coût de revient pour la production du kWh se sont appuyées sur les relevés d'énergie produite dans les centrales, les coûts de maintenance, et les relevés de consommation en combustible pour les centrales thermiques. Comme résultat, nous avons des coûts qui varient énormément en fonction du type de centrale, allant de 30 FCFA/kWh sur les hydrauliques, à plus de 100 FCFA/kWh pour les thermiques.

L'optimisation de la production est un procédé itératif pouvant se faire à l'aide des outils qui possèdent ces algorithmes numériques. En exploitant la fonction d'optimisation du logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup>, qui utilise la méthode du point intérieur, nous avons été en mesure de proposer un plan de fonctionnement des centrales qui minimise les coûts liés à la production, et les pertes en ligne. Nous avons porté ces études d'optimisation sur l'artère principale 225 kV du RNI, qu'il a fallu modéliser d'abord sur le logiciel, et renseigner des informations capitales pour l'exécution de l'algorithme tels que les puissances active et réactive des centrales ainsi que leurs coûts d'exploitation, la nature et longueur de lignes, puissance active et réactive des charges, les réactances et les jeux de barres. Suite à cette optimisation, nous avons un plan de production qui priorise la centrale d'Aggreko, suivi par les centrales d'énergies renouvelables (solaire et hydroélectrique), et finalement les centrales thermiques.

### Mots-Clés :

- 
- 1 - Flux de puissance**
  - 2 - Optimisation**
  - 3 - Planification**
  - 4 - Production**
  - 5 - Réseau**

## **Abstract**

Our study consists in determining a planning of operation of the SONABEL power plants, injecting into the National Network of Burkina Faso. This production plan must not compromise the network stability once implemented. For that we must know the network in question, the load to satisfy, and the economic performance of each power plant.

The forecast demand study, using the data recorded in previous years, allowed us to forecast a maximum power of 380 MW to be met over the year 2020. The cost estimates for the production of kWh were based on data about energy generated in power plants, maintenance costs, and fuel consumption records for thermal power plants. As a result, we have costs that vary enormously depending on the type of plant, ranging from 30 FCFA/kWh on hydraulics, to more than 100 FCFA/kWh on thermal powerplants.

Production optimization is an iterating process that can be done using softwares that have these numerical algorithms. By handling with the *PowerFactory*<sup>TM</sup> software optimization feature, which uses interior point method, we have been able to propose a plant operating plan that minimizes production costs and losses. We carried out these optimization studies on the main artery 225 kV of the national network, that we had first to model it on the software, and fill essential information for the execution of the algorithm such as the active and reactive powers for plants as well as their operating costs, the nature and length of lines, active and reactive power for loads, reactances characteristics, and busbars. As result, we have a production plan starting from Aggreko powerplant, followed by renewable energies powerplants (photovoltaic and hydroelectric), and finally thermal powerplants.

### **Keywords :**

---

- 1 - Network**
- 2 - Optimization**
- 3 - Planification**
- 4 - Power flow**
- 5 - Production**

## Liste des abréviations

**A** : ampères

**BT** : Basse tension

**CIE** : Compagnie Ivoirienne d'Électricité

**CNC** : Centre National de Conduite

**CRCB** : Centre Régional de Consommation Bobo Dioulasso

**CRCO** : Centre Régional de Consommation Ouagadougou

**DDO** : Diesel Distillate Oil

**DME** : Département Mouvement d'Énergie

**FACTS** : Système de transmission flexible en courant alternatif (de l'anglais Flexible Alternative Current Transmission System)

**FCFA** : Francs des Colonies Françaises de l'Afrique

**GridCo** : Ghana Grid Company

**HFO** : Heavy Fuel Oil

**HT** : Haute tension

**kV** : kilovolts

**kWh** : kilowattheure

**MW** : mégawatts

**RNI** : Réseau National Interconnecté

**SESEGP** : Service Exploitation du Système Électrique et Gestion Prévisionnelle

**SONABEL** : Société National d'Électricité du Burkina Faso

**C<sub>expl</sub>** : Coûts d'exploitation

**P** : Puissance active

**C<sub>kWh</sub>** : Coût de génération du kilowattheure

**EPIC** : Établissement publique à caractère industriel et commercial

**VOLTELEC** : Société voltaïque d'électricité

## Sommaire

Dédicaces.....	i
Remerciements .....	ii
Résumé .....	iii
Abstract.....	iv
Liste des abréviations .....	v
Sommaire .....	1
Liste des tableaux.....	3
Liste des figures.....	4
<i>Introduction</i> .....	5
<b><i>CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL ET CONTEXTE DU PROJET</i></b> .....	7
<b>I.1. Présentation de la SONABEL</b> .....	7
I.1.1. État Actuel.....	7
I.1.2. Le Département Mouvement d’Énergie .....	8
<b>I.2. Présentation du RNI</b> .....	15
I.2.1. Généralités.....	15
I.2.2. Le Réseau National Interconnecté du Burkina Faso .....	16
<b>I.3. Contexte du projet</b> .....	20
<b>I.4. Objectifs du travail</b> .....	20
I.4.1. Objectif Général .....	20
I.4.2. Objectifs Spécifiques.....	20
I.2.3. Données de Base .....	21
<b><i>CHAPITRE II : METHODOLOGIE, METHODES ET MATERIELS</i></b> .....	22
<b>II.1. Méthodologie</b> .....	22
<b>II.2. Matériels</b> .....	22
<b>II.3. Méthodes</b> .....	22
II.2.1. Régression linéaire.....	23
II.2.2. Taux d’évolution moyen .....	23
II.2.3. Méthode du point intérieur.....	23
<b><i>CHAPITRE III : ÉTUDE PREVISIONNELLE DE LA POINTE ET CREUX</i></b> .....	27
<b>III.1. Prévision de la pointe sur l’année 2019</b> .....	27
III.1.1. Méthode 1 : Régression linéaire .....	27
III.1.2. Méthode 2 : Taux d’évolution moyen.....	30
<b>III.2. Prévision de la pointe sur l’année 2020</b> .....	31
III.2.1. Régression Linéaire .....	31
III.2.2. Taux d’évolution moyen.....	32
<b><i>CHAPITRE IV : ESTIMATION DU COÛT DU KWH</i></b> .....	34
<b>IV.1. Cas de centrales thermiques</b> .....	34
IV.1.1. Coût basé sur le combustible .....	34
IV.1.2. Coût basé sur l’entretien et maintenance .....	36
IV.1.3. Coûts totaux.....	36
IV.1.4. Résultats .....	37

<b>IV.2. Cas de centrales hydrauliques et interconnexions .....</b>	<b>38</b>
<b>IV.3. Cas de la centrale solaire photovoltaïque de Zagtoui et la centrale Aggreko .....</b>	<b>39</b>
<b>CHAPITRE V : OPTIMISATION DU FLUX DE PUISSANCES .....</b>	<b>40</b>
<b>V.1. Présentation du logiciel.....</b>	<b>40</b>
<b>V.2. Modélisation de l'artère principale 225 kV du RNI.....</b>	<b>41</b>
V.2.1. Contraintes et contrôles définis pour les itérations d'optimisation .....	45
<b>V.3. Résultats et discussions .....</b>	<b>46</b>
V.3.1. Cas de la pointe : 380 MW .....	46
V.3.2. Plan général de fonctionnement de centrales .....	48
<b>V.4. Apports Financiers.....</b>	<b>53</b>
<b>Conclusion .....</b>	<b>57</b>
<b>Recommandations .....</b>	<b>58</b>
<b>Références Bibliographiques .....</b>	<b>59</b>
<b>Annexes .....</b>	<b>61</b>

## Liste des tableaux

Tableau 1 - Classification de la tension selon la norme NFC18-510.....	15
Tableau 2 - Niveaux de tensions exploités au RNI.....	16
Tableau 3 - Puissances (en MW) du parc de production du RNI.....	16
Tableau 4 - Longueurs des lignes de transport du RNI.....	18
Tableau 5 - Puissances de pointe réalisées sur chaque année.....	27
Tableau 6 - Taux d'évolution moyen annuels de pointes.....	30
Tableau 7 - Taux d'évolution de la pointe des années 2012 à 2019.....	32
Tableau 8- Relevés mensuels de combustible de la centrale de Komsilga.....	35
Tableau 9 - Relevés mensuels de production de la centrale de Komsilga.....	36
Tableau 10 - Coûts de production du kWh de la centrale de Komsilga.....	36
Tableau 11 - Estimation du coût de production du kWh en 2020, par centrale.....	37
Tableau 12 - Caractéristiques des lignes.....	42
Tableau 13 - Valeurs de puissances, courants et tensions à la pointe.....	47
Tableau 14 - Fonctionnement des centrales.....	49
Tableau 15 - Tensions aux jeux de barres.....	51
Tableau 16 - Pertes en lignes.....	52
Tableau 17 - Coûts horaires d'exploitation de centrales.....	54
Tableau 18 - Comparaison du coût de production de l'énergie.....	56

## Liste des figures

Figure 1 - Situation géographique du Dispatching de la SONABEL .....	9
Figure 2 - Organigramme structurelle du Département Mouvement d'Énergie.....	10
Figure 3 - Schéma Unifilaire du RNI.....	19
Figure 4 - Interface du logiciel PowerFactory .....	40
Figure 5 - Illustration du réseau de production autour de la ligne 225 kV .....	41
Figure 6 – Interface pour la modélisation de la Centrale de Komsilga.....	43
Figure 7 – Modèle de l'artère 225 kV du RNI .....	44

## **Introduction**

L'un des plus grands enjeux pour les sociétés productrices d'électricité réside dans la planification optimale de fonctionnement de ses unités de production. Le but d'une telle planification est de coordonner à tout instant, la production de toutes les sources injectant dans le réseau, de sorte à répondre à la demande, tout en minimisant les coûts de production. En effet, pour une même quantité d'énergie produite, une bonne stratégie adoptée pour la planification des unités de production peut faire une différence astronomique dans les coûts de production impliqués. Il est cependant impératif que le plan de production "égalise" la demande à tout instant, car, le stockage d'électricité n'est pas économiquement faisable en grande échelle. Ainsi, toute variation dans la demande doit être compensée par une variation à peu près équitable dans la production.

Les avantages portés par une bonne stratégie de production ne se limitent pas par des gains économiques : Un bon plan de production implique une bonne gestion du "potentiel énergétique", ce qui se traduit par une large augmentation de la capacité à satisfaire la demande, pendant les périodes des pointes.

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) se voit confronté par la problématique d'optimisation de sa production, en vue de l'exploitation du Réseau National Interconnecté (RNI). Compte tenu du faible taux d'électrification au Burkina Faso (20 % en 2016) [11], les travaux d'extension du réseau de transport et distribution ne cessent pas depuis sa création en 1954. Ce dynamisme impose la nécessité de réélaborer régulièrement son plan de production, afin de déterminer la meilleure façon de produire l'énergie à transiter sur le réseau, en tenant compte de nouveaux ouvrages qui s'y ajoutent. Récemment, et pour palier à la demande en énergie, une nouvelle centrale (Aggreko) s'est installée à Ouagadougou, en vue d'augmenter le parc de production nationale.

C'est dans cet optique qui intervient notre projet d'élaboration d'une stratégie efficace pour la coordination des parcs de production électrique, et qui fait objet de ce mémoire d'études dont le thème est "Plan de Production Optimal d'un Réseau Interconnecté — Cas du Réseau National Interconnecté du Burkina pour l'année 2020".

Pour bien mener le travail, nous avons reparti ce document en 5 chapitres :

- Sur le premier chapitre on présentera la structure d'accueil (SONABEL), le RNI, et le contexte du projet.
- On décrira la méthodologie suivie, les méthodes employées et les matériels utilisés, dans le chapitre 2 ;
- Sur le chapitre 3 on fera l'étude prévisionnelle de la pointe et de creux en 2020 ;
- Le chapitre 4 portera sur l'estimation du coût du kWh ;
- Le chapitre 5 sera dédiée à l'Optimisation du Flux de Puissances.

Étant donné que notre étude se fait sur le Réseau National et ses points de production, la zone concernée s'étend sur toute la région couverte par le Réseau National Interconnecté. On décrira l'étendue du réseau avec plus de détails dans le chapitre suivant.

**Chapitre I :**  
**Présentation de la structure d'accueil et**  
**contexte du projet**

# **I. Présentation de la structure d'accueil et contexte du projet**

## **I.1. Présentation de la SONABEL**

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) est une Société d'État depuis le 14 avril 1995. Son capital est de 63 milliards de francs CFA. Elle a son siège social établi à Ouagadougou, Avenue de la Nation, 01 BP 54 Ouagadougou 01.

Avant de devenir en 1976 un Établissement Public à Caractère Industriel et Commercial (EPIC), la SONABEL a connu de nombreuses transformations tant au niveau de sa structure financière (capital) que de sa dénomination. Elle fut appelée successivement Énergie de l'Afrique Occidentale Française (ÉNERGIE AOF), ensuite Société Africaine d'Électricité (SAFELEC), puis Société Voltaïque d'Électricité (VOLTELEC).

### **I.1.1. État Actuel**

Avec un capital de 63 308 270 000 FCFA en 2013, la SONABEL réalise un chiffre d'affaires de 20 milliards de FCFA par an, employant de nos jours plus de près de deux mil fonctionnaires [5]. En son article 2, le statut de la SONABEL stipule qu'elle a pour objet toute entreprise et opération de production et de transport de l'énergie électrique ainsi qu'à titre exclusif, toutes entreprises et toutes opérations de distribution, d'implantation et d'exploitation de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national. La SONABEL joue un rôle d'élément moteur dans le développement des infrastructures du pays et dans l'épanouissement social de la population. Ses principales missions sont la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Elle œuvre à assurer une bonne qualité de son énergie fournie en veillant ainsi sur un équilibre entre la demande de la clientèle et la fourniture.

Pour ce faire, un dispatching surveille l'évolution de la demande en électricité et joue un sort de régulateur entre la clientèle et les centrales de production. Il conduit et contrôle la transmission d'énergie.

La SONABEL exerce également des activités d'ingénierie et d'appui. Le suivi de ses activités est assuré par ses grandes directions :

- Direction de la Production

- Direction du Transport et des Mouvements d'Énergie ;
- Direction des Études, de la Planification et des Équipements ;
- Direction des Ressources Humaines ;
- Direction Financière et Comptabilité ;
- Direction de la Distribution ;
- Direction Commerciale et de la Clientèle ;
- Direction des Marchés et du Patrimoine.

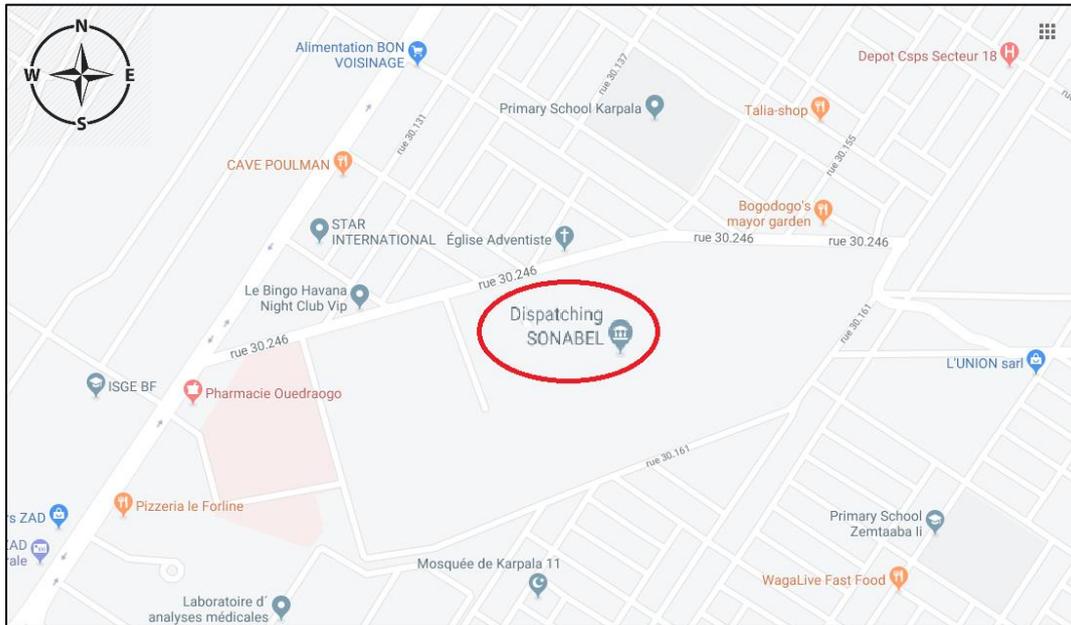
L'organisation structurelle de la SONABEL est illustrée dans l'organigramme en annexe 9.

### **I.1.2. Le Département Mouvement d'Énergie**

Partie intégrante de la Direction des Transports et des Mouvements d'Énergie, le Département Mouvement d'Énergie est une unité technico-économique chargée de coordonner l'exploitation des moyens de Production, Transport et Distribution en vue d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie électrique dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité et de coût.

Il a été mis en service depuis novembre 1991 à Ouagadougou pour assurer la gestion du réseau interconnecté du Centre Régional de Consommation de Ouagadougou (CRCO). Et plus tard, celui de Bobo, en novembre 2000, pour la gestion du Centre Régional de Consommation de Bobo Dioulasso (CRCB). Il est né ainsi le Centre National de Conduite (CNC), appelé communément le Dispatching, qui a pour but la gestion de l'ensemble du Réseau National Interconnecté. Il s'occupe de la gestion du réseau HTB (225 kV, 132 kV et 90 kV) et HTA (33 kV, 20 kV et 15 kV), de la gestion du parc de production et des lignes d'interconnexion avec les pays voisins. Le Dispatching est, en effet, le "cœur" du RNI.

## a) Situation Géographique



*Figure 1 - Situation géographique du Dispatching de la SONABEL (12,338492 N et 1,491403 O). Source : Google Maps*

Le Département Mouvement d'Énergie est situé dans la ville de Ouagadougou, sur l'avenue Cardinal Paul Zoungrana, au secteur 30 de l'arrondissement 11 de la ville de Ouagadougou.

## b) Missions

En tant qu'entité Technico-Economique, le Dispatching est chargé de coordonner l'exploitation des moyens de Production, Transport et Distribution en vue d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie électrique dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité et de coût. Il a pour missions :

- Coordonner l'exploitation du réseau électrique interconnecté de la SONABEL ;
- Gérer les flux d'énergie électrique en vue d'alimenter les postes sources de distribution et les postes d'interconnexions, tout en veillant à satisfaire à tout instant la demande en énergie ;
  - Participer à la négociation des achats d'énergie avec les réseaux voisins et les producteurs privés.

Pour mener à bien ses activités, le DME est organisé en trois sous-services, comme l'indique l'organigramme ci-dessous

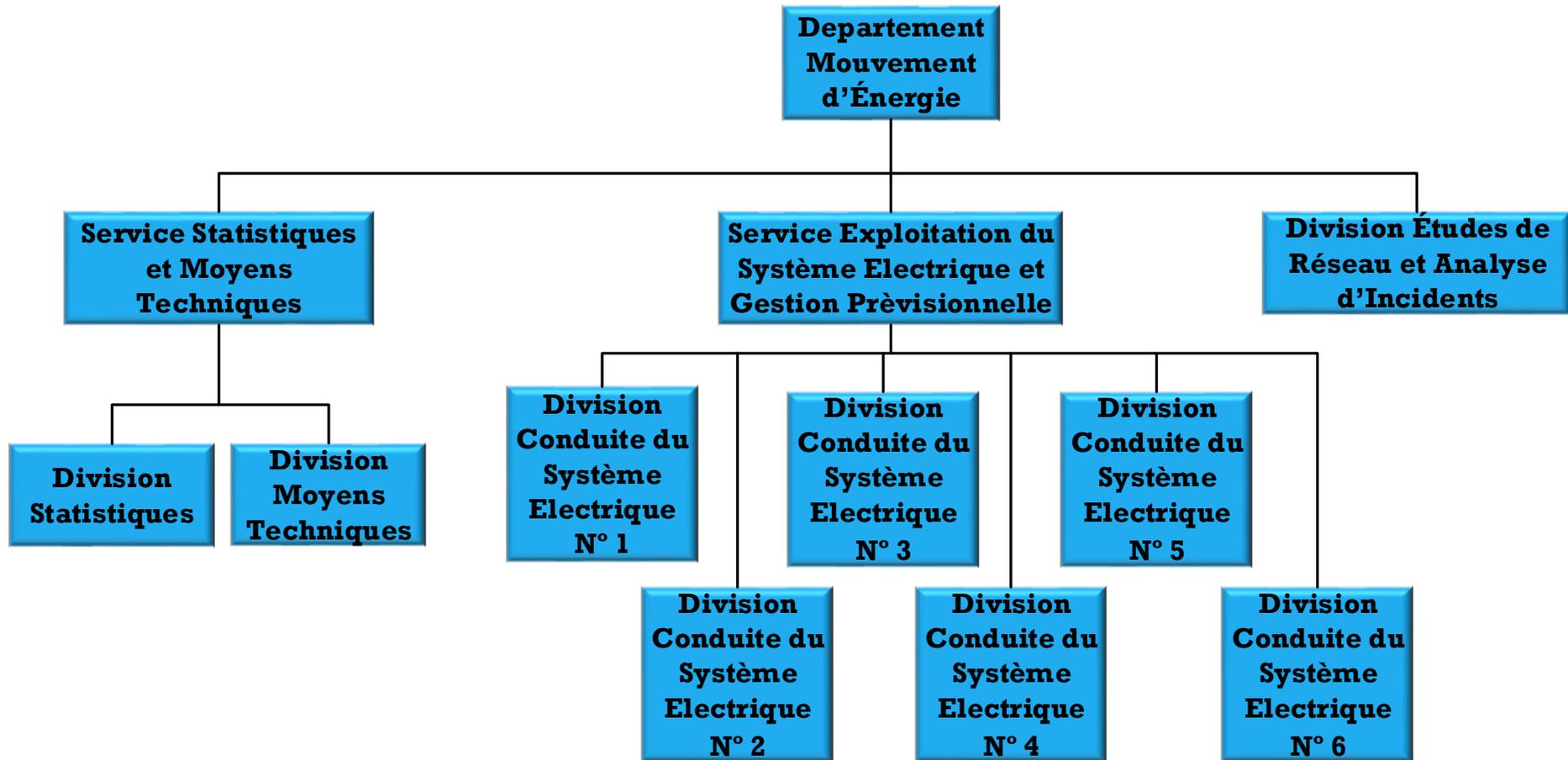


Figure 2 - Organigramme structurelle du Département Mouvement d'Énergie de la SONABEL

## I.2. Présentation du RNI

### I.2.1. Généralités

On appelle Réseau Électrique un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie des centrales de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production – transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Les réseaux électriques sont des systèmes complexes chargés de transporter l'énergie électrique vers les consommateurs finaux. Ils constituent aussi maintenant le support physique de nombreux échanges économiques autour de la production et de la consommation d'énergie électrique. Pour ces raisons, dans nos sociétés, le rôle joué par les réseaux électriques est crucial. Les défaillances des systèmes électriques ont aujourd'hui plus qu'hier des impacts économiques et sociaux majeurs. Pour assurer la sécurité et la qualité de fourniture de l'énergie électrique, les réseaux électriques sont soumis à de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ces contraintes s'appliquent à tous les acteurs du système électrique, de la production à la consommation.

Le tableau 1 est un extrait de la norme NFC18-510, qui résume les différents niveaux de tension

*Tableau 1 - Classification de la tension selon la norme NFC18-510 [7]*

Dénomination	Très Basse Tension	Basse Tension A	Basse Tension B	Haute Tension A	Haute Tension B
Abréviation	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Courant alternatif	$U \leq 50$ V	$50 < U \leq 500$ V	$500 < U \leq 1000$ V	$1 < U \leq 50$ kV	$U > 50$ kV
Courant continu	$U \leq 120$ V	$120 < U \leq 750$ V	$750 < U \leq 1500$ V	$1,5 < U \leq 75$ kV	$U > 75$ kV
Distance de voisinage	Aucun danger	$D \geq 30$ cm	$D \geq 30$ cm	$D \geq 2$ m	$D \geq 3$ m

## I.2.2. Le Réseau National Interconnecté du Burkina Faso

Le Réseau Électrique National Interconnecté (RNI) du Burkina est composé d'un ensemble d'ouvrages de production, de transport et de distribution reliés entre eux. Il alimente deux pôles principaux de consommation que sont le Centre Régional de Consommation de Ouagadougou (CRCO) et le Centre Régional de Consommation de Bobo Dioulasso (CRCB). Au départ, le CRCO et le CRCB formaient deux entités électriques non reliées. Depuis décembre 2009, lors de la mise en service de la ligne Bobo - Ouaga, le CRCO et le CRCB sont électriquement connectés. Le RNI est par ailleurs relié à la Côte d'Ivoire à travers une interconnexion électrique 225 kV Ferké - Kodeni et aussi relié avec le Ghana à travers une interconnexion électrique 225 kV Zagtoui - Bolga.

Les niveaux de tension exploités dans le RNI sont listés comme suit :

*Tableau 2 - Niveaux de tensions exploités au RNI*

Tension	Catégorie	Type de Réseau
225 kV, 132 kV	Haute Tension B (HTB)	Réseau de Transport
90 kV		Réseau de Répartition
33 kV, 20 kV, 15 kV	Haute Tension A (HTA)	Réseau de Distribution
400 V	Basse Tension A (BTA)	

### a) Parc de Production du RNI

L'énergie électrique produite au Burkina Faso est d'origine thermique, photovoltaïque et hydroélectrique. En plus de ces productions, nous avons les interconnexions avec la Côte d'Ivoire et le Ghana qui transitent de l'énergie électrique pour alimenter le Burkina Faso.

*Tableau 3 - Puissances (en MW\*) du parc de production du RNI. Source : Dispatching de la SONABEL*

Type	Centrale	Puissance Nominale	Puissance Exploitable
Intercos	Bolga	120	120
	Ferke	80	80
Thermiques	Komsilga	93,5	66,5

	Bobo 2	70	56
	Kossodo	62,7	45
	Aggreko	50	50
	Ouaga 2	29,3	13,7
	Dedougou	7,1	3,55
	Ouaga 1	6,75	5
	Ouahigouya	4,1	3,5
	Gaoua	3,98	3,5
	Fada	2,5	1,3
	Dori	4,1	3,71
Hydroélectriques	Bagre	16	11
	Kompienga	14	9
Photovoltaïque	Zagtouli	33,7	-
<b>TOTAL</b>		<b>564,03</b>	<b>471,76</b>

## b) Réseau de Transport

Il consiste à transiter l'énergie produite par les unités de production auprès des lieux de consommation sur l'ensemble du territoire, tout en respectant les contraintes de fonctionnement qui lui sont imposées (plage de tension, courant maximal, fréquence...).

Les lignes de transport sont alimentées à très haute tension de manière à minimiser les pertes par effet joule, ainsi que les chutes de tension. Elles aboutissent sur les interconnexions transfrontalières.

Le réseau de transport de la SONABEL comporte actuellement onze postes HTB/HTA, deux transformateurs HTB/HTB, vingt transformateurs HTB/HTA, des réactances qui aident au réglage de la tension, et plusieurs liaisons électriques exploitées à des tensions de 90 kV, 132 kV et 225 kV.

Le réseau de transport possède à lui seul un total de 878 km de longueur de lignes. Nous avons renseigné ces lignes par niveau de tension dans le tableau 4.

*\* Sauf Zagtouli, dont la puissance est exprimée en MWc.*

**Tableau 4 - Longueurs des lignes de transport du RNI**

Niveau de Tension [kV]	Longueur [km]
225	753
132	315
<b>TOTAL</b>	<b>1 068</b>

### **c) Réseau de Répartition**

Les réseaux de répartition sont à haute tension et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée. Ils peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau.

Présentement, le réseau de répartition de la SONABEL est composé de postes de répartition et de liaisons électriques exploités en 90 kV et 33 kV. Il existe 7 postes de répartition dans la ville de Ouagadougou. Ce sont :

- Le poste 90/33/15 kV de Kossodo ;
- Le poste 90/33/15 kV de Ouaga 1 ;
- Le poste 90/33/15 kV de la centrale thermique de Ouaga 2 ;
- Le poste 90/33 kV de la centrale thermique de Komsilga ;
- Le poste 33/15 kV de Ouaga 2000 ;
- Le poste 132/33/15 kV de Patte d'Oie ;
- Le poste 225/90/33/34,5 kV de Zagtouli.

Les postes électriques HTB/HTA de Komsilga, Zagtouli, Ouaga 2, Ouaga 1 et Kossodo sont reliés entre eux par une file de liaisons en 90 kV. Ces liaisons forment la première partie de ce que l'on appelle la boucle ouverte 90 kV, parce qu'il n'existe pas de liaison entre les postes 90 kV de Patte d'Oie et de Kossodo.

Il existe également un réseau en 33 kV qui a été la première tension utilisée pour la fonction de répartition et pour assurer l'alimentation de certaines localités proches de Ouagadougou. C'est le cas de l'existence du poste 33 kV qui sert à alimenter Bobo 1, Bobo 2, Kua et Banfora.

Les postes de répartition sont donc reliés entre eux par des lignes aériennes 33 kV, 90 kV comme l'illustre le schéma dans la figure 5 :

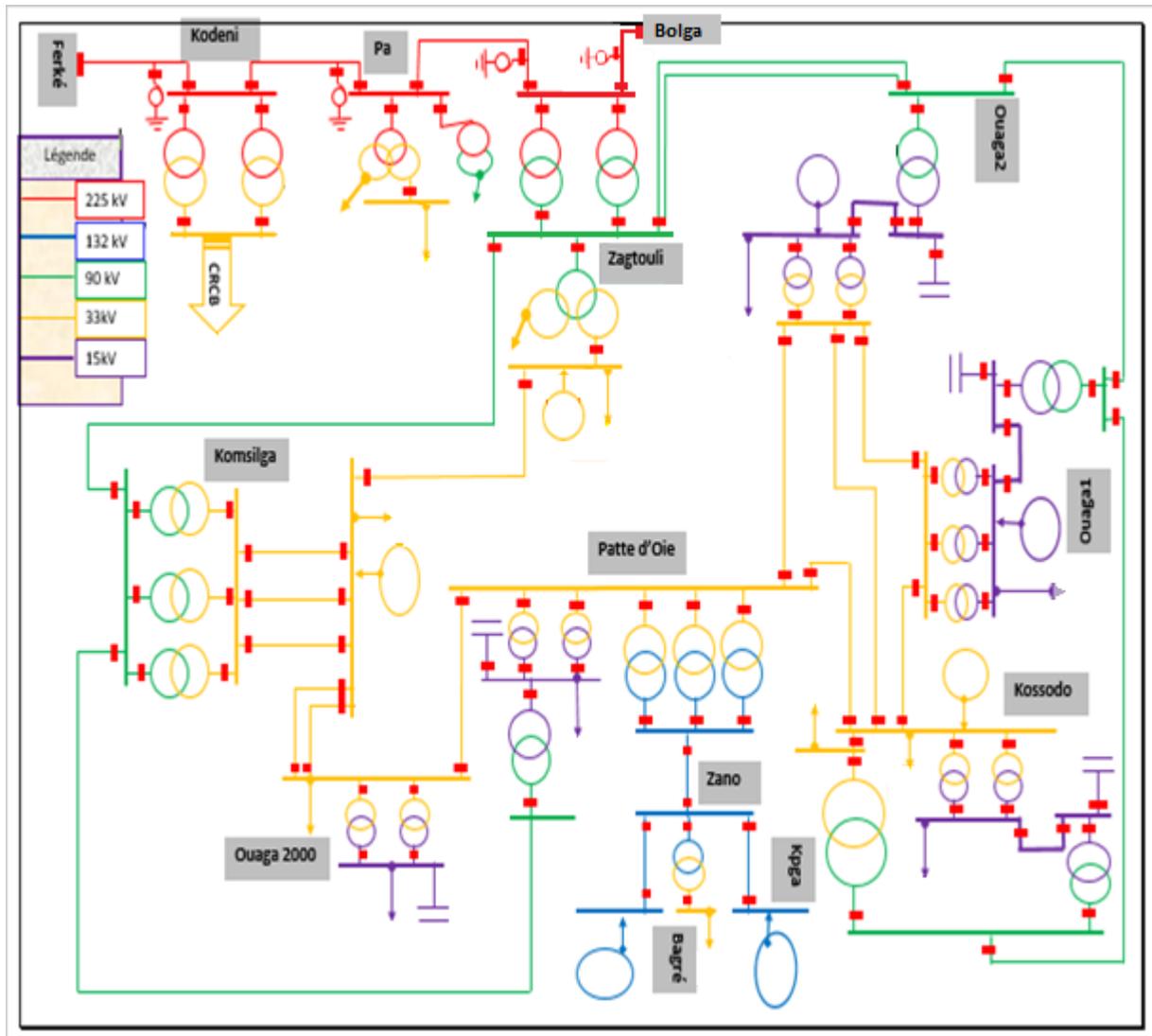


Figure 3 - Schéma Unifilaire du RNI

### **I.3. Contexte du projet**

Dans le cadre d'augmentation de la production d'électricité afin de palier à la demande en énergie au Burkina Faso, un nouveau producteur privé (Aggreko) devra injecter de l'énergie dans le Réseau National Interconnecté. La SONABEL se voit alors confronté par la problématique de planification de fonctionnement de ses centrales de production électrique, en vue d'inclure ce nouveau producteur, tout en maximisant la performance économique du réseau.

D'ailleurs, le coût moyen de production du kWh à la SONABEL s'élève de nos jours à plus de 100 FCFA, ce qui est énorme, dépassant le prix moyen de vente du kWh chez les consommateurs. C'est ainsi qu'il apparaît la nécessité d'une étude et réaménagement du plan de production, de sorte à optimiser les coûts, tout en tenant compte de la nouvelle source, ainsi que des contraintes d'achat d'énergie.

### **I.4. Objectifs du travail**

#### **I.4.1. Objectif Général**

L'objectif principal de notre étude est de maximiser la performance économique du RNI. Il s'agit de trouver une stratégie d'exploitation du réseau (production et transport de l'électricité) à moindre coût. Cela doit se faire toujours en restant dans les limites acceptables de tension, surcharges, fréquence... Conforme aux normes en vigueur, afin de ne pas compromettre la qualité et continuité de service.

#### **I.4.2. Objectifs Spécifiques**

Pour aboutir à l'objectif général, nous délinéons les quatre objectifs spécifiques comme suit :

➤ ***Prévoir la charge à satisfaire en 2020***

Il s'agit de faire un calcul prévisionnel sur la demande électrique à l'horizon 2020. Pour cela, il va falloir prévoir la pointe et le creux de puissance au long de l'année.

➤ ***Estimer le coût du kWh à l'horizon 2020 pour chaque centrale***

Il est crucial de connaître le coût de génération d'énergie sur les centrales, car leur agencement sur notre plan de production dépendra énormément de ces valeurs.

➤ ***Modéliser l'artère principale 225 kV du RNI***

Il nous servira à simuler l'écoulement des puissances, à l'aide de l'outil *PowerFactory*<sup>TM</sup>.

➤ ***Établir un plan de production optimale***

Ce plan sera établi à partir des résultats de simulations sur *PowerFactory*<sup>TM</sup>.

### **I.2.3. Données de Base**

Pour mener nos calculs, et en vue d'atteindre les objectifs spécifiques cités ci-dessus, il va falloir comme données :

- Les valeurs des puissances appelées par la charge de consommation durant les 5 dernières années (annexe 7) ;
- Les données de consommation en combustible des centrales (annexes 3 à 6) ;
- Les données mensuelles d'énergie générée par chaque centrale (annexes 1 et 2) ;
- L'inventaire des ouvrages (lignes, postes, réactances, unités de production...) constituant le réseau, ainsi que leurs caractéristiques.

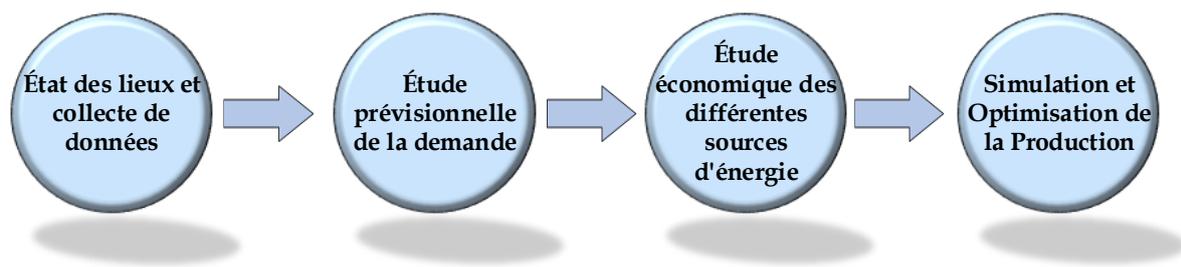
**Chapitre II :**  
**Méthodologie, Méthodes et Matériels**

## II. Méthodologie, Méthodes et Matériels

### II.1. Méthodologie

Nous commencerons par faire une étude prévisionnelle de la demande, ce qui nous permettra de connaître la charge à satisfaire en 2020 (puissance de pointe et creux). Une fois ceci fait, on passera à l'étude de performances économiques des centrales de production, que nous ferons graduellement sur chaque type de centrale, afin d'estimer le coût du kWh produit sur chacune de ces centrales. On passe ensuite à la phase de modélisation de notre réseau sur *PowerFactory*<sup>TM</sup>, où nous renseignerons les résultats obtenus des études précédentes, afin de pouvoir simuler les calculs d'optimisation pour les différents scénarios. On élaborera finalement notre plan de production en s'appuyant sur les résultats des simulations.

Pour mettre en évidence l'efficacité économique de notre plan, une comparaison des coûts entre le plan établi et un plan précédent sera faite à la fin.



### II.2. Matériels

On utilisera le logiciel Microsoft Excel ® version 2019 pour les calculs, et pour les simulations on utilisera le logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup> de DigSILENT, version 15.1, que, comme mentionnée précédemment, possède en lui l'algorithme du point intérieur pour la résolution du problème d'optimisation.

### II.3. Méthodes

Plusieurs méthodes devront intervenir dans l'ensemble de notre étude. Plus précisément, nous aborderons, de façon succincte, les méthodes de la régression linéaire, du taux moyen de croissance annuelle, et celui du point intérieur.

### **II.2.1. Régression linéaire**

Nous utiliserons cette méthode pour la détermination des puissances de pointe et creux, ce qui nous permettra de prévoir la charge à laquelle notre plan devra répondre. La méthode de régression linéaire est entièrement statistique. Elle se sert des données des puissances appelées par la charge pendant les années précédentes, pour prédire la puissance qui sera appelée sur l'année suivant.

La méthode consiste à tracer un nuage de  $n$  points, avec les années en abscisses (série X) et les puissances de pointes respectives en ordonnées (série Y). On trace ensuite la droite linéaire de tendance pour cette distribution, sur laquelle on projette l'année  $n+1$ , et on lit la puissance de pointe correspondante.

### **II.2.2. Taux d'évolution moyen**

Comme la méthode de régression linéaire, la méthode du taux d'évolution moyen nous permettra également de déterminer les puissances de pointe et de creux sur l'année 2020. Nous retiendrons à la fin, la moyenne des puissances issues de deux méthodes.

La méthode du taux d'évolution moyen consiste à calculer, sur chaque année  $i$ , le taux de croissance de la demande en pourcentage, par rapport à l'année précédente  $i-1$ . On fait ceci pour tous les  $n$  années, et finalement on fait la moyenne des taux. La puissance de pointe recherchée pour l'année  $N$ , sera celle de l'année  $N-1$  évoluée du taux calculé (en pourcentage).

### **II.2.3. Méthode du point intérieur**

La méthode du point intérieur est une approche très utilisée à la résolution des problèmes d'optimisation de flux de puissances, à cause de sa rapidité de convergence, et sa facilité à traiter les contraintes d'inégalité. Elle est implémentée sous forme d'algorithme sur les logiciels d'analyse des réseaux électriques, dont *PowerFactory*<sup>TM</sup>. L'algorithme du point intérieur comporte deux fonctions objectifs [6] :

- Minimisation des coûts liés à la production de l'énergie ;
- Minimisation des pertes de puissance active sur les lignes.

Ainsi, pour les deux fonctions objectifs mentionnées ci-dessus, le problème mathématique d'optimisation s'écrit [9] :

$$\begin{cases} \min \sum_{k=1}^g (C_{0k} + C_{1k} P_{gk} + C_{2k} P_{gk}^2) & (i) \\ \min \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij} [(e_i - e_j)^2 + (f_i - f_j)^2] & (ii) \end{cases}$$

Avec

- g** : nombre d'unités de production injectant dans le réseau ;
- C<sub>0k</sub>, C<sub>1k</sub>, C<sub>2k</sub>** : coefficients des coûts, décrivant la courbe de coûts de l'unité de production k (généralement d'ordre inférieur ou égale à 2) ;
- P<sub>gk</sub>** : puissance active de l'unité de production k ;
- n** : nombre de jeux de barres dans le réseau ;
- G<sub>ij</sub>** : Conductance de la ligne connectant les jeux de barres i et j ;
- e<sub>i</sub>, f<sub>i</sub>** : composantes réelle et imaginaire de l'expression complexe\* de la tension au jeu de barre i ;
- e<sub>j</sub>, f<sub>j</sub>** : composantes réelle et imaginaire de l'expression complexe\* de la tension au jeu de barre j ;

Le problème est soumis à des contraintes d'égalité et d'inégalité. Les contraintes d'égalité, se réfèrent généralement aux équations du bilan de puissances active et réactive sur les jeux de barres :

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{ci} - V_i^2 \sum_{j \in N_i} (G_{sij} + G_{ij}) + \sum_{j \in N_i} [(e_i \cdot e_j + f_i \cdot f_j) G_{ij} + (f_i \cdot e_j - e_i \cdot f_j) B_{ij}] = 0 & (iii) \\ Q_{gi} - Q_{ci} + V_i^2 \sum_{j \in N_i} (B_{sij} + B_{ij}) - \sum_{j \in N_i} [(e_i \cdot e_j + f_i \cdot f_j) B_{ij} + (e_i \cdot f_j - f_i \cdot e_j)] = 0 & (iv) \end{cases}$$

Avec

- P<sub>gi</sub>, Q<sub>gi</sub>** : puissances active et réactive des unités de production connectées au jeu de barre i ;
- P<sub>ci</sub>, Q<sub>ci</sub>** : puissances active et réactive des charges connectées au jeu de barre i ;
- V<sub>i</sub>** : tension au jeu de barre i ;
- G<sub>ij</sub>, B<sub>ij</sub>** : conductance et susceptance de la ligne connectant les jeux de barres i et j ;
- G<sub>sij</sub>, B<sub>sij</sub>** : conductance et susceptance shunt de la ligne connectant les jeux de barre i et j ;
- N<sub>i</sub>** : Série de jeux de barres connectés au jeu de barre i.

\* L'expression complexe de la tension au jeu de barre i est de la forme  $\underline{V}_i = e_i + jf_i$

Les contraintes d'inégalités auxquelles est soumis le problème d'optimisation, font référence aux limites physiques des équipements et aux consignes d'exploitation des ouvrages.

Contraintes dues aux consignes d'exploitation :

$$\begin{cases} (G_{ij}^2 + B_{ij}^2)[(e_i - e_j)^2 + (f_i - f_j)^2] \leq (I_{ij}^{\max})^2 & i, j = 1, \dots, n & (v) \\ (V_i^{\min})^2 \leq e_i^2 + f_i^2 \leq (V_i^{\max})^2 & i, j = 1, \dots, n & (vi) \end{cases}$$

Avec  $I_{ij}^{\max}$  : courant maximal admis sur la ligne reliant les jeux de barres i et j ;  
 $V_i^{\min}, V_i^{\max}$  : tensions minimale et maximale admises au jeu de barre i.  
 $n$  : Nombre de jeux de barres.

Contraintes dues aux limites des équipements :

$$\begin{cases} P_{gk}^{\min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{\max} & k = 1, \dots, m & (vii) \\ Q_{gk}^{\min} \leq Q_{gk} \leq Q_{gk}^{\max} & k = 1, \dots, m & (viii) \\ r_j^{\min} \leq r_j \leq r_j^{\max} & j = 1, \dots, n & (ix) \\ x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max} & i = 1, \dots, p & (x) \end{cases}$$

Avec  $P_{gi}^{\min}, P_{gi}^{\max}$  : puissances actives minimales et maximales de l'unité de production i ;  
 $Q_{gi}^{\min}, Q_{gi}^{\max}$  : puissances reactives minimale et maximale de l'unité de production i ;  
 $m$  : nombre d'unités de production connectées au réseau ;  
 $r_j^{\min}, r_j^{\max}$  : facteurs de transformation maximal et minimal du transformateur j réglable ;  
 $n$  : Nombre de transformateurs réglables dans le réseau ;  
 $x_k^{\min}, x_k^{\max}$  : facteurs maximal et minimal de la reactances k réglable ;  
 $p$  : nombre de reactances réglables dans le réseau.

Ainsi, le problème exposé, peut être compacté et écrit sous la forme typique d'un problème de programmation non linéaire [10] :

$$\begin{aligned} \min f(x) & & (xi) \\ \text{sous contraintes} & \begin{cases} g(x) = 0 & (xii) \\ h(x) \geq 0 & (xiii) \end{cases} \end{aligned}$$

- Où :
- $f$  est la fonction objectif ;
  - $\mathbf{x}$  est un vecteur composé des variables de contrôle\* ;
  - $\mathbf{g}$  est un vecteur de fonctions (composé des contraintes d'égalités) ;
  - $\mathbf{h}$  est un vecteur de fonctions (composé des contraintes d'inégalités).

## II.4. Synthèse

Nous venons de voir dans ce chapitre, la méthodologie de notre étude, ainsi que les méthodes employées. Les deux premières méthodes (régression linéaires et taux d'évolution moyen) utilisées pour la prévision sont entièrement statistiques, et la dernière méthode (point intérieur) est un algorithme itératif. Pour l'exécution de ces méthodes nous avons utilisé les logiciels PowerFactory et MS Excel.

Par la suite, nous passerons à la première étape de notre étude, qui consiste à l'estimation de la charge à satisfaire en 2020, où nous utiliserons les deux premières méthodes évoquées.

---

\* Voir section V.2.1.c

**Chapitre III :**  
**Étude prévisionnelle de la pointe et**  
**creux**

### III. Étude prévisionnelle de la pointe et creux

La demande en énergie croît avec l'évolution démographique du pays. Cela justifie l'augmentation de la puissance de pointe, qui s'enregistre chaque année. Ainsi, pour établir le plan optimal de fonctionnement de différentes centrales de production électrique pendant l'année 2020, il est nécessaire d'abord de connaître la demande de la charge pendant cette période. Ainsi, nous allons utiliser des méthodes approchées pour la prévision de la charge. Ces méthodes nous permettront d'estimer la puissance de pointe à réaliser sur l'année 2020.

On combinera deux méthodes pour la prévision de la pointe : La méthode de régression linéaire, et celle du taux d'évolution moyen. Les deux méthodes utiliseront les données des années 2012 à 2019, pour évaluer la puissance de pointe pour l'année 2020. Le tableau 5 nous donne pour chaque année, la puissance de pointe enregistrée.

*Tableau 5 - Puissances de pointe et creuse réalisées (en MW) sur chaque année*

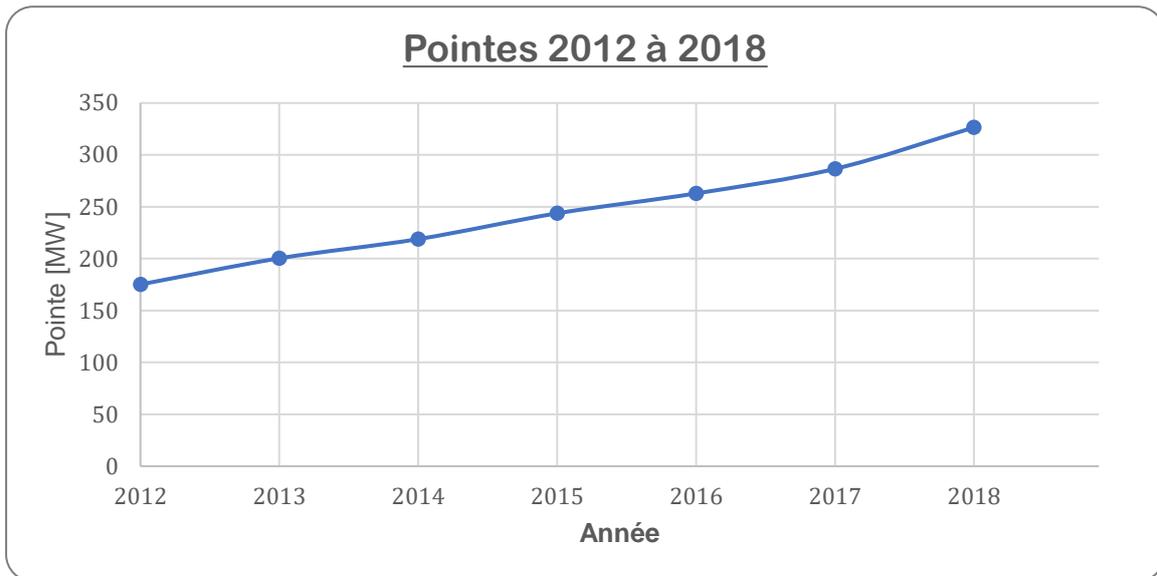
Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Pointe	175,18	200,34	219,86	243,70	262,90	286,53	326,40
Creuse	64,50	65,44	68,30	72,01	74,98	81,30	87,00

Afin de vérifier la fiabilité de la méthode, nous allons prendre les pointes de 2012 à 2018 et calculer celle de 2019, puis la comparer avec la pointe réalisée.

#### III.1. Prévision de la pointe sur l'année 2019

##### III.1.1. Méthode 1 : Régression linéaire

Il s'agit ici de construire un graphe en nuage des points, avec les années en abscisse et les puissances de pointes en ordonnées. Ensuite on construit la courbe de tendance issue du nuage des points. Nous avons donc, dans un premier temps, sept points à représenter, de 2012 à 2018, comme listées dans le tableau 5.



Graph 1 : Évolution de la pointe annuelle de 2012 à 2018

De ce graphe, nous construisons la courbe de tendance linéaire, qui est définie par l'équation

$$y = ax + b \quad \text{(xiv)}$$

$$\text{Avec } \begin{cases} x : \text{année ;} \\ y : \text{pointe annuelle [en MW] ;} \\ a = \frac{\text{covariance}(X, Y)}{\text{variance}(X)} ; \\ b = \bar{Y} - a\bar{X}. \end{cases}$$

$\bar{Y}$  et  $\bar{X}$  sont les moyennes respectives des séries des puissances Y et des années X. Nous avons ainsi

$$\bar{X} = \frac{2012 + 2013 + 2014 + 2015 + 2016 + 2017 + 2018}{7} = 2015$$

$$\bar{Y} = \frac{175,18 + 200,34 + 218,86 + 243,7 + 262,90 + 286,53 + 326,40}{7} = 244,84$$

$$\text{var}(X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2$$

$$\Rightarrow \text{var}(X) = \frac{1}{7} \times [(2012 - 2015)^2 + (2013 - 2015)^2 + (2014 - 2015)^2 + (2015 - 2015)^2 + (2016 - 2015)^2 + (2017 - 2015)^2 + (2018 - 2015)^2]$$

$$\Rightarrow \text{var}(X) = 4$$

$$\text{cov}(X, Y) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow \text{cov}(X, Y) &= \frac{1}{7} \times [(2012 - 2015)(175,18 - 244,84) + (2013 - 2015)(200,34 - 244,84) \\ &+ (2014 - 2015)(218,86 - 244,84) + (2015 - 2015)(243,70 - 244,84) + (2016 - 2015)(262,90 - 244,84) \\ &+ (2017 - 2015)(286,53 - 244,84) + (2018 - 2015)(326,40 - 244,84)] \end{aligned}$$

$$\Rightarrow \text{cov}(X, Y) = 95,73$$

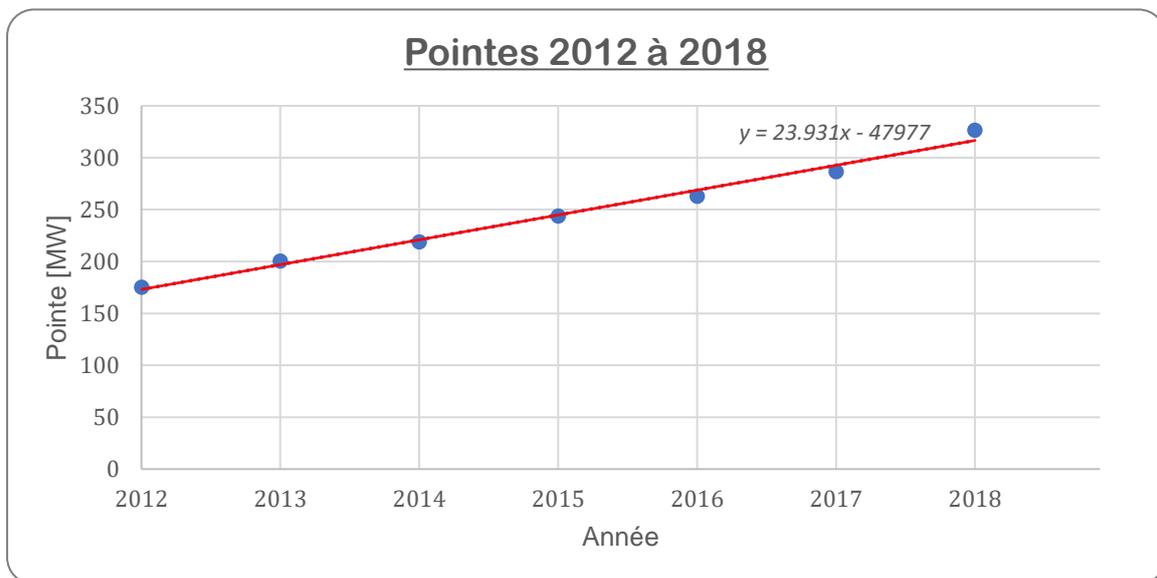
$$a = \frac{\text{covariance}(X, Y)}{\text{variance}(X)} = \frac{95,73}{4} = 23,931$$

$$b = \bar{Y} - a\bar{X} = 244,84 - 23,931 \times 2015 = -47\,977$$

Donc, l'équation (xiv) devient

$$y = ax + b \Leftrightarrow y = 23,931x - 47\,977$$

**( xv )**



*Graph 2 - Courbe de tendance linéaire des pointes, 2012 à 2018*

Ainsi, on obtient la pointe de l'année 2019 en remplaçant x par 2019, dans l'équation (xv) :

$$y = 23,931x - 47\,977 \Leftrightarrow y = 23,931 \times 2019 - 47\,977 \Leftrightarrow y \approx 339,69$$

Nous constatons, d'après la méthode de régression linéaire, une puissance appelée à la pointe de l'année 2019, égale à 340 MW.

### III.1.2. Méthode 2 : Taux d'évolution moyen

Cette méthode consiste à calculer le taux d'évolution moyen des puissances pendant les N années, et ensuite on admet que le taux d'évolution pour l'année N+1 sera la moyenne des taux d'évolution des années précédents. Pour chaque année N, le taux d'évolution moyen  $t_N$  s'écrit :

$$t_N = \frac{P_N - P_{N-1}}{P_{N-1}}$$

$$\Rightarrow t_N = \frac{P_N}{P_{N-1}} - 1 \quad (xvi)$$

Avec  $t_N$  : Taux d'évolution sur l'année N  
 $P_N$  : Puissance de pointe sur l'année N  
 $t_{N-1}$  : Taux d'évolution sur l'année N-1

Application numérique :

$$t_{2013} = \frac{P_{2013}}{P_{2012}} - 1 = \frac{200,34}{175,18} - 1 = 14,36\%$$

$$t_{2014} = \frac{P_{2014}}{P_{2013}} - 1 = \frac{218,86}{200,34} - 1 = 9,24\%$$

Ce que nous pouvons résumer comme suit dans le tableau 6

**Tableau 6 - Taux d'évolution moyen annuels de pointes**

Année	Pointe [MW]	Taux
2012	175,18	N/A
2013	200,34	14,36%
2014	218,86	9,24%
2015	243,70	11,35%
2016	262,90	7,88%
2017	286,53	8,99%
2018	326,40	13,91%
<b>Moyenne</b>		<b>10,96%</b>

En isolant  $P_N$  dans l'équation (xvi) on obtient

$$P_N = P_{N-1}(t_N + 1) \quad \text{( xvii )}$$

Nous admettons la valeur moyenne 10,96% comme taux de croissance pour l'année 2019. Ainsi, la substitution dans l'équation (xvii) nous donne

$$P_N = P_{N-1}(t_N + 1) \Leftrightarrow P_{2019} = P_{2018}(t_{2019} + 1) = 326,40 \times (0,1096 + 1) = 362,17$$

La puissance de pointe pour l'année 2019, d'après la méthode du taux d'évolution moyen est donc 362 MW.

La moyenne des deux méthodes fait **351 MW**. Comparé à la pointe enregistrée, cela nous fait une différence d'à peine 1 MW.

## III.2. Prévision de la pointe sur l'année 2020

On procédera de la même façon pour le calcul prévisionnel de la pointe de l'année 2020,

### III.2.1. Régression Linéaire

En exploitant les données dans le tableau 5, on trouve

$$\text{var}(X) = 6$$

$$\text{cov}(X, Y) = 148,80$$

$$\Rightarrow a = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\text{var}(X)} = \frac{148,80}{6} = 24,80$$

$$\Rightarrow b = \bar{Y} - a\bar{X} = 258,11 - 24,80 \times 2015,5 = -49\,727$$

En remplaçant les valeurs de  $a$  et  $b$  dans l'équation (i), cela nous donne

$$y = ax + b$$

$$\Rightarrow y = 24,8x - 49\,727 \quad \text{( xviii )}$$

En remplaçant  $x$  par 2020 on obtient

$$\Rightarrow y = 24,80 \times 2020 - 49\,727 = 369,72$$

Nous avons donc, la puissance prévisionnelle de pointe pour l'année 2020, d'après la méthode de régression linéaire qui s'élève à 370 MW.

### III.2.2. Taux d'évolution moyen

Les taux d'évolution des années 2012 à 2018 restent inchangés. Celui de 2019 on le calcule à travers l'équation (xvi).

$$t_N = \frac{P_N}{P_{N-1}} - 1 \Leftrightarrow t_{2019} = \frac{P_{2019}}{P_{2018}} - 1 = \frac{351}{326,40} - 1 = 7,54\%$$

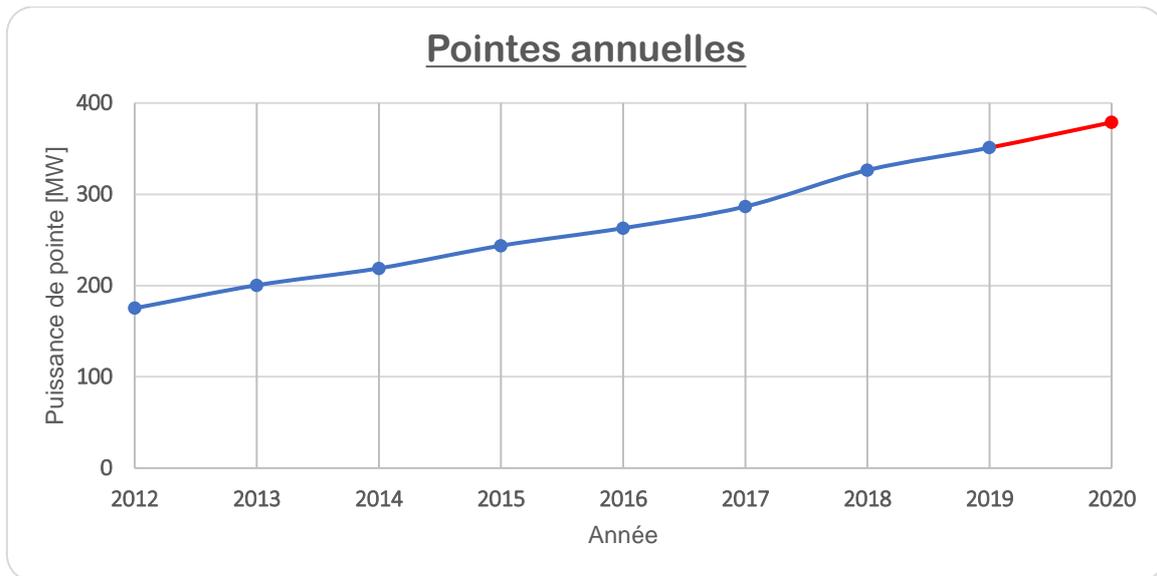
*Tableau 7 - Taux d'évolution de la pointe des années 2012 à 2019*

Année	Pointe [MW]	Taux
2012	175,18	N/A
2013	200,34	14,36%
2014	218,86	9,24%
2015	243,70	11,35%
2016	262,90	7,88%
2017	286,53	8,99%
2018	326,40	13,91%
2019	351	7,54%
<b>Moyenne</b>		<b>10,47%</b>

En remplaçant le taux moyen du tableau 10 dans l'équation (xvii) on a

$$P_{2020} = P_{2019}(t_{2020} + 1) = 351 \times (0,1047 + 1) = 387,74$$

La moyenne de puissances issues de deux méthodes fait **379 MW**. C'est la puissance prévisionnelle de pointe sur l'année 2020.



*Graphe 3 - Pointe prévisionnelle pour l'année 2020*

Au bout d'une année, on estime une croissance de la charge à hauteur de 27 MW.

La même méthodologie a été employée pour le calcul de la puissance creuse, ce qui nous a donné comme résultat 94 MW.

### III.3. Synthèse

Après l'étude prévisionnelle de la charge à l'horizon 2020, qui consistait à estimer la puissance de pointe et la puissance creuse, nous avons trouvé respectivement 379 MW et 94 MW. Il s'agit des puissances maximales et minimales que nous prévoyons enregistrer comme demande le long de l'année 2020. Notre plan de production finale devra donc répondre à toute appel de puissance compris dans cet intervalle.

Afin de répondre à cette demande, nous allons dans le chapitre suivant, estimer à combien nous coûtera le kWh produit sur chacune des centrales.

**Chapitre IV :**  
**Estimation du coût du kWh**

## **IV. Estimation du coût du kWh**

Les coûts de génération du kWh peuvent différer considérablement entre les centrales de production. Cette différence est encore plus exorbitante lorsque nous avons plusieurs types des centrales injectant dans le réseau (hydrauliques, solaires, thermiques...). Afin d'avoir des résultats d'optimisation plus concis, il est indispensable d'évaluer ces coûts de génération du kWh pour chacune de nos centrales de production. Les valeurs ici déterminées seront ultérieurement renseignées dans nos centrales, lors de la modélisation du réseau sur le logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup>.

Il est cependant important de noter que, lors d'une optimisation de flux de puissances, seul les coûts directement liés à l'exploitation de la centrale sont pris en compte. Cela voudrait dire que les charges fixes et les coûts sur lequel on ne peut pas agir en modulant ou en permutant les unités de production, ne sont pas pertinents.

### **IV.1. Cas de centrales thermiques**

Parmi les différents types de centrales, les thermiques sont celles ayant les coûts d'exploitation les plus élevés, et ceci est dû principalement au coût des combustibles consommés par ces centrales. Au total, de 11 centrales thermiques sont connectées au réseau (voir tableau 3), dont une (Aggreko) n'est pas propriété de la SONABEL, et en raison de son contrat d'achat d'énergie, les calculs ici décrits ne lui sont pas applicables (on traitera cette centrale plus tard dans la section IV.3.).

Pour les centrales thermiques injectant au réseau, on tiendra compte des deux différents coûts, qui sont directement liés à leur exploitation : Les coûts de combustible et les coûts d'entretien et maintenance.

#### **IV.1.1. Coût basé sur le combustible**

Les groupes électrogènes des centrales thermiques tournent à la base du HFO et du DDO, deux types de combustibles dont les coûts d'acquisition reviennent à 500 FCFA/litre et 400 FCFA/litre respectivement. Pour chaque centrale, afin de connaître le coût du kWh basé sur le combustible, on a recensé l'énergie générée et le combustible consommé pour générer cette énergie, au long des années 2017 et 2018. Ces données ont été recueillies sur les relevés mensuels des centrales de production (voir annexes 1 à 6).

Tableau 8- Relevés mensuels de consommation de combustible, en litres, de la centrale de Komsilga. Source : Dispatching de la SONABEL

		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2017	DDO	417 938	417 938	206 816	191 329	232 344	294 823	289 558	327 364	423 572	361 850	310 057	391 107
	HFO	6 317 557	6 317 557	9 182 282	9 002 547	8 911 655	8 728 298	7 051 950	4 996 392	5 079 940	5 897 911	5 921 208	6 196 693
2018	DDO	302 334	181 869	202 627	295 392	335 420	157 806	402 967	302 995	325 888	230 403	294 098	396 647
	HFO	5 711 840	7 144 864	9 332 954	9 565 674	8 984 545	7 980 784	4 204 769	3 555 149	4 680 546	8 039 186	5 811 972	5 216 164

Sur chaque mois, le coût moyen de génération du kWh s'écrit

$$C_{kWh} = \frac{C_{DDO} \times V_{DDO} + C_{HFO} \times V_{HFO}}{E} \quad \text{( xix )}$$

Avec

- $C_{kWh}$  : Coût de production du kWh basé sur le combustible (en FCFA/MWh)
- $C_{DDO}$  : Coût d'acquisition du DDO (400 FCFA/litre)
- $C_{HFO}$  : Coût d'acquisition du HFO (500 FCFA/litre)
- $V_{DDO}$  : Volume de HFO consommé (en litres)
- $V_{HFO}$  : Volume de HFO consommé (en litre)
- $E$  : Energie générée (en MWh)

$$\Rightarrow C_{kWh} = \frac{400 \cdot V_{DDO} + 500 \cdot V_{HFO}}{E} \quad \text{( xx )}$$

Nous avons recueilli également les relevés mensuels de production en énergie pour les centrales thermiques. Ci-dessous, celui de la centrale de Komsilga.

**Tableau 9 - Relevés mensuels de la production, en MWh, de la centrale de Komsilga. Source : Dispatching de la SONABEL**

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2017	32,740	36,343	45,921	44,188	43,853	43,467	35,841	26,213	26,728	29,996	29,927	31,774
2018	29,132	35,266	45,493	47,138	44,567	39,149	22,281	18,713	24,118	39,416	29,473	26,876

Ainsi, on obtient le coût de production du kWh basé sur le combustible, pour le mois de janvier 2017, à partir de l'équation (xx) :

$$C_{kWh} = \frac{400 \cdot V_{DDO} + 500 \cdot V_{HFO}}{E} = \frac{400 \times 417\,938 + 500 \times 6\,317\,557}{32\,740}$$

$$\Rightarrow C_{kWh} = 101\,586 \text{ FCFA} / \text{MWh} = 101,59 \text{ FCFA} / \text{kWh}$$

#### IV.1.2. Coût basé sur l'entretien et maintenance

Les maintenances des unités de production, qu'elles soient à caractère préventif ou correctif, relève des coûts très importants. Plus une centrale thermique fonctionne, plus elle a besoin d'intervention en maintenance. Au sein de la SONABEL, le coût moyen d'entretien et maintenance des unités de production thermique, s'élève à environ 20 FCFA/kWh, d'après le SESEGP.

#### IV.1.3. Coûts totaux

Le coût de production du kWh de la centrale de Komsilga en janvier 2017, sera donc l'addition des coûts basés sur le combustible et celui basé sur la maintenance.

$$C_{kWh} = 101,59 + 20 = 121,59 \text{ FCFA} / \text{kWh}$$

Les calculs pour tous les mois de 2017 et 2018 nous donnent les résultats ci-dessous :

**Tableau 10 - Coûts de production du kWh, en FCFA, de la centrale de Komsilga**

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2017	121,59	111,51	121,78	123,60	123,73	123,11	121,61	120,30	121,37	123,14	123,07	122,44
2018	122,18	123,36	124,36	123,97	123,81	123,54	121,59	121,47	122,44	124,32	122,59	122,95

Il est remarquable que les coûts du kWh pour la centrale de Komsilga tournent autour de 120 FCFA, à l'exception de celui du mois de février en 2017. C'est une valeur atypique, très écarté de tous les autres résultats. La discrédance de cette valeur se justifie par les données, dans le tableau 11. On voit que les relevés de consommation en combustible sont particulièrement égaux pour les mois de janvier et février 2017 (tant en DDO comme en HFO). Cela suggère fortement la possibilité d'une éventuelle erreur lors de la collecte de données, et une conséquente reproduction involontaire des valeurs de janvier 2017. Sur ce, on se débarrassera de cette valeur atypique.

Nous avons ainsi, les moyennes annuelles pour 2017 et 2018, qui font 122,28 et 123,05 FCFA/kWh respectivement. On fait le même calcul pour toutes les autres centrales, et on en déduit le taux de croissance du coût du kWh. On applique ensuite ce taux de croissance pour estimer le coût de production sur l'année 2020.

Comme l'équation (xvi), le taux de croissance pour la centrale de Komsilga sera

$$t = \frac{C_{2018}}{C_{2017}} - 1 = \frac{123,05}{122,28} - 1 = 0,6\%$$

Et le coût de production du kWh de la centrale de Komsilga, estimée pour 2020 sera donc

$$C_{2020} = C_{2018} \cdot (1+t)^2 = 123,05 \times (1+0,006)^2 = 124,59 \text{ FCFA/ kWh}$$

#### IV.1.4. Résultats

Après calcul pour toutes les autres centrales, nous avons les résultats dans le tableau 13 :

*Tableau 11 - Estimation du coût de production du kWh en 2020, par centrale (en FCFA)*

Centrale	2017	2018	Taux	2020
Bobo II	123,13	123,55	0,3%	124,39
Dedougou	112,46	113,68	1,1%	116,16
Dori	121,21	121,71	0,4%	122,72
Fada	126,40	127,17	0,6%	131,00
Gaoua	117,52	118,24	0,6%	119,69
Komsilga	122,28	123,05	0,6%	124,59
Kossodo	124,73	125,87	0,9%	128,19

Ouaga I	111,41	111,90	0,4%	112,88
Ouaga II	135,71	136,60	0,7%	138,40
Ouahigouya	108,44	108,69	0,2%	109,19

Il parvient de nos résultats, que les coûts de production du kWh sont assez élevés, notamment sur les centrales de Ouaga II et Fada, et moins élevés sur les centrales de Ouahigouya et Ouaga 1. Ces coûts élevés sont dû surtout à l'état de vieillissement des machines dans ces centrales, ce qui engendre une consommation plus élevée en combustible.

## IV.2. Cas de centrales hydrauliques et interconnexions

La SONABEL dispose des deux centrales hydroélectriques : Celle de Bagre et celle de Kompienga (voir tableau 3). Différemment des centrales thermiques, les centrales hydroélectriques fonctionnent en convertissant l'énergie cinétique des cours d'eaux en énergie électrique, et ne requièrent donc pas du combustible pour produire de l'électricité. Les seuls coûts considérés pour ces centrales seront donc les coûts d'entretien et maintenance. Selon le SESEGP, ces coûts font en moyenne, 30 FCFA/kWh.

Les interconnexions cependant, ce sont les connexions électriques entre deux réseaux indépendants, généralement dans des pays voisins. Le réseau électrique de la SONABEL est connecté avec les réseaux de la CIE (Compagnie Ivoirienne d'Électricité) en République de la Côte d'Ivoire, et celui du GridCo (Ghana Grid Company) dans la République du Ghana. Ces deux interconnexions sont désignées par Ferke\* et Bolga\*\*. L'énergie venant des interconnexions est achetée à ces pays voisins par des prix fixes, préalablement établis en accord avec la SONABEL. Ces prix d'achat d'électricité sont 70 FCFA/kWh et 75 FCFA/kWh pour le GridCo et la CIE respectivement.

En somme, les coûts du kWh pour les centrales hydroélectriques et interconnexions sont

- Bagre            30 FCFA
- Kompienga    30 FCFA
- Bolga            70 FCFA
- Ferke            75 FCFA

\* Dérivée de Ferkessedougou, nom de la localité ivoirienne ayant le point de connexion avec le RNI.

\*\* Dérivée de Bolgatanga, nom de la localité ghanéenne ayant le point de connexion avec le RNI.

### IV.3. Cas de la centrale solaire photovoltaïque de Zagtoui et la centrale Aggreko

Les centrales photovoltaïques connectées au réseau fonctionnent au fil du soleil. Leurs coûts d'entretien et maintenance sont relativement faibles, et ne sont pas directement corrélés à leur exploitation. Ainsi, aucun coût ne sera pris en compte, lors de l'optimisation.

La centrale Aggreko est une centrale thermique connectée au réseau, mais différemment des autres centrales, son exploitation est entièrement à la charge de la société Aggreko plc\*. L'énergie provenant de la centrale Aggreko est achetée par la SONABEL à un prix fixe. Contrairement aux interconnexions où on paye ce que l'on consomme, les termes contractuels avec Aggreko imposent le paiement de toute la capacité de la centrale (50 MW), que l'on consomme ou pas ! C'est la contrainte dans tel accord (tout ou rien). Par conséquent, ce montant d'achat devient une charge fixe, et il n'est donc pas pertinent pour nos études d'optimisation.

### IV.4. Coût moyen du kWh

Après avoir les coûts de génération du kWh pour chaque centrale, nous pouvons facilement calculer le coût moyen du kWh, qui tient compte de toutes les centrales à la fois. Pour cela, il suffit de trouver la moyenne pondérée des coûts de génération de toutes les centrales, auxquels on affecte des coefficients qui traduisent leur capacité de production.

$$\bar{C}_{kWh} = \frac{\sum (C_i \times P_i)}{\sum P_i}$$

Avec

C <sub>kWh</sub>	: Coût moyen du kWh (en FCFA)
C <sub>i</sub>	: Coût de génération du kWh à la centrale i (en FCFA)
P <sub>i</sub>	: Capacité de production de la centrale i (en MW)

Après calcul, nous avons le coût du kWh produit qui s'élève à 93 FCFA.

---

\* De l'anglais « *Public Limited Company* » (*Société Publique à Responsabilité Limitée*)

## IV.5. Synthèse

Nous avons vu dans ce chapitre IV, les coûts moyens estimatives de génération du kWh, ce qui nous a donné des résultats très variées, cela en fonction du type de centrale. De ces résultats, nous pouvons classer les types de centrales par ordre croissante du coût du kWh, commençant des sources les moins chères, aux sources les plus chères, comme suit : Énergies renouvelables (solaire et hydroélectriques), interconnexions, thermiques.

Dans le chapitre suivant nous allons passer à la modélisation et études d'optimisation, à travers le logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup>.

**Chapitre V :**  
**Optimisation du flux de puissances**

## V. Optimisation du flux de puissances

Optimiser le flux de puissances d'un réseau revient à déterminer la *meilleure* façon de produire l'électricité et de l'acheminer vers les consommateurs. Par *meilleure* on sous-entend ici la façon la plus économique possible, et qui respecte les contraintes imposées pour assurer le bon fonctionnement du système électrique.

L'optimisation du flux de puissances se fait par de méthodes numériques et itératives, qui tiennent compte surtout des coûts de génération d'énergie par les unités de production, et des pertes en ligne (qui demeurent toujours un coût, et qu'il faut donc les minimiser). Pour se faire, nous utiliserons le logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup> de DigSILENT.

### V.1. Présentation du logiciel

*PowerFactory*<sup>TM</sup> est un logiciel d'analyse des réseaux électriques dans les domaines de la production, du transport, de la distribution, ainsi que dans le domaine industriel. Il offre des fonctionnalités pour des applications incluant l'énergie éolienne, la production distribuée, la simulation en temps réel, et le monitoring pour le test et la supervision des réseaux.

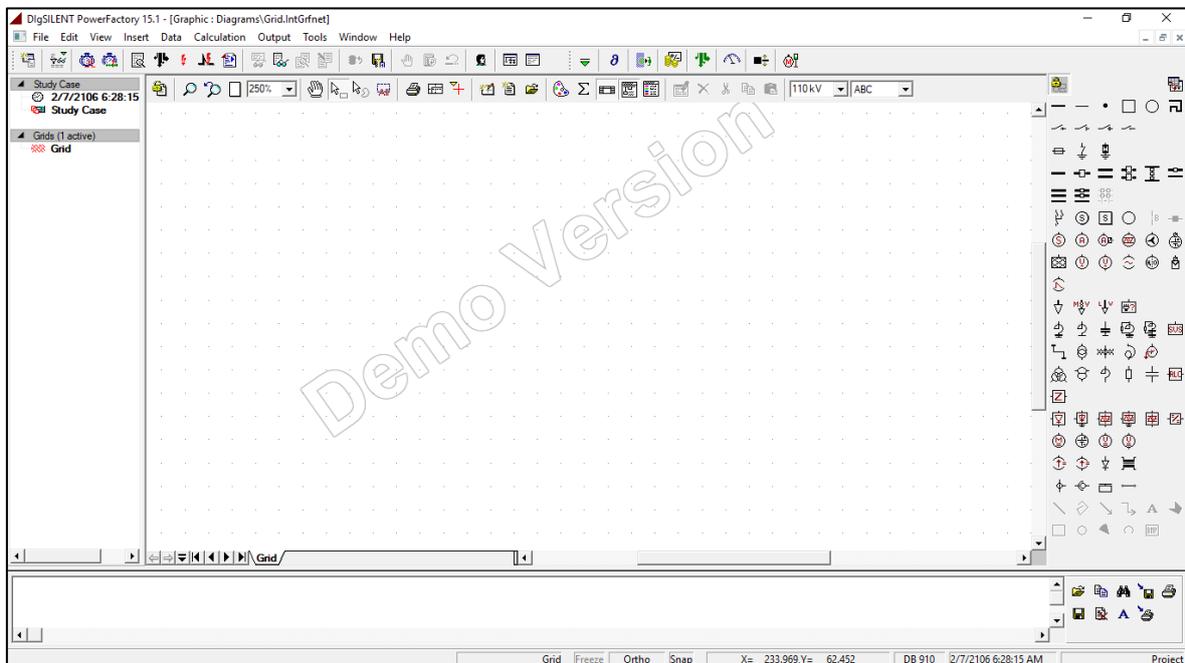


Figure 4 - Interface du logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup>, version 15.1

Le logiciel permet, entre autres, la modélisation de systèmes électriques, le calcul de l'écoulement de puissances, l'optimisation du flux de puissance, la simulation statique et la simulation quasi-dynamique [6].

## V.2. Modélisation de l'artère principale 225 kV du RNI

Nos études d'optimisation porteront sur l'artère 225 kV, qui constitue la principale ligne de transport du réseau national interconnecté. Elle relie le Centre Régional de Consommation de Ouagadougou (CRCO) et ses dérivées, le Centre Régional de Consommation de Bobo Dioulasso (CRCB) et ses dérivées, l'agglomération de Pa, ainsi que les interconnexions avec la République du Ghana, et la République de la Côte d'Ivoire. Cette artère fait au total, 753 km de longueur de lignes. Sur le long de l'artère 225 kV on aura à modéliser des lignes, des jeux de barres, charges, réactances, et plusieurs centrales.

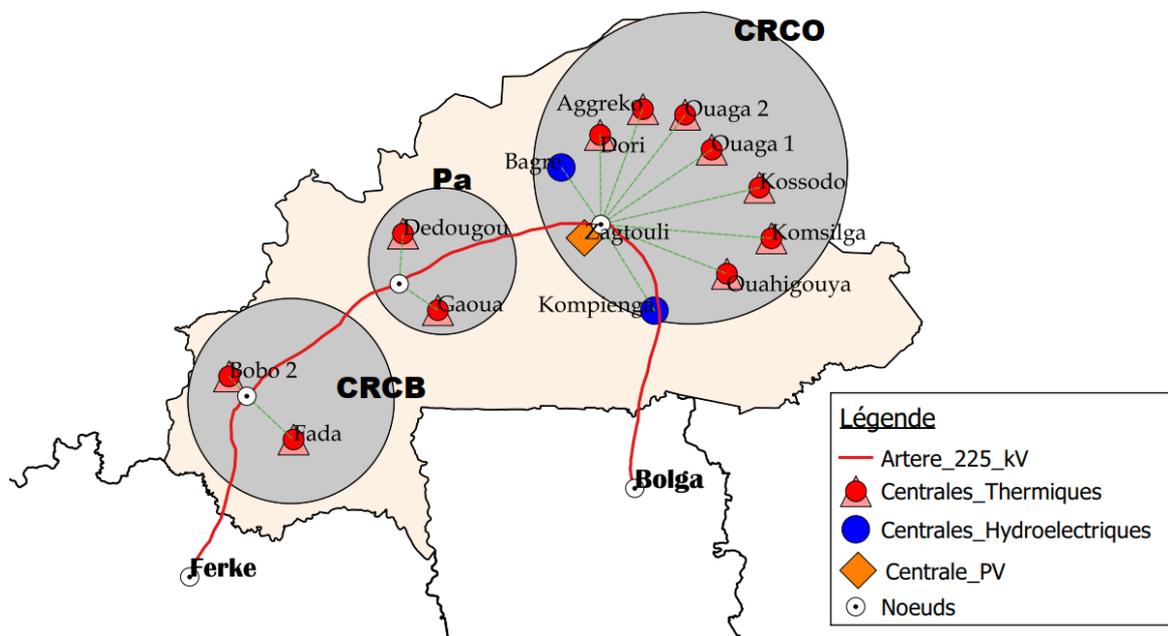


Figure 5 - Illustration du réseau de production autour de la ligne 225 kV

Les **charges** de consommation du RNI sont distribuées sur le territoire national, avec une concentration de 70% sur le pôle du CRCO, 20% sur le CRCB, et à peine 10% pour le pôle de consommation de Pa. Chacun de ces pôles sera relié au réseau par un jeu de barre 225 kV. Si l'on ajoute les jeux de barres sur lesquels injectent les deux interconnexions, cela nous fera un total de cinq **jeux de barres** dans notre artère 225 kV. Nous aurons ainsi :

- Jeu de barre Ferke pour l'interconnexion avec la république de la Côte d'Ivoire ;
- Jeu de barre Bolga pour l'interconnexion avec la république du Ghana ;
- Jeu de barre Kodené pour le CRCB ;
- Jeu de barre Zagtouli pour le CRCO ;

- Jeu de barre Pa pour cette agglomération.

Quatre **réactances** de 225 kV sont reliées à ces jeux de barres, dont trois à Zagtouli (2 de 15 MVA et une de 30 MVA) et une à Kodenî, comme suit : (30 MVA).

- Jeu de barre Zagtouli :
  - Réactance 1 ➔ 15 MVA
  - Réactance 2 ➔ 15 MVA
  - Réactance 3 ➔ 30 MVA
- Jeu de barre Kodenî :
  - Réactance 4 ➔ 30 MVA

### a) Lignes

Nous avons 4 lignes de 225 kV sur le RNI. Ces lignes assurent le transit régional d'énergie, en connectant les 5 pôles mentionnés précédemment. Les caractéristiques des lignes renseignées sur notre modèle sont listées dans le tableau 14.

*Tableau 12 - Caractéristiques des lignes*

Ligne	Longueur [km]	Section [mm <sup>2</sup> ]	Type Conducteur	I max [A]	R [Ω/km]	X [Ω/km]
Ferke - Kodenî	225	3x570	Almelec	840	0,059	0,404
Kodenî - Pa	134	3x570	Almelec	840	0,059	0,404
Pa - Zagtouli	204	3x570	Almelec	840	0,059	0,404
Zagtouli Bolga	189,57	3x570	Almelec	840	0,059	0,404

### b) Centrales

Nous avons dans notre système électrique, une centrale solaire photovoltaïque, deux centrales hydroélectriques, deux interconnexions et 10 centrales thermiques. Ce qui fait un total de 16 centrales de production qui injectent de l'énergie dans notre réseau. Ces centrales sont distribuées dans nos 5 pôles de production comme suit :

- Sept centrales thermiques, deux centrales hydrauliques et une centrale photovoltaïque dans le pôle de Ouagadougou ;
- Deux centrales thermiques dans le pôle de Pa ;
- Deux centrales thermiques dans le pôle de Bobo Dioulasso ;
- Une interconnexion à Ferkessedougou ;

➤ Une interconnexion à Bolgatanga.

Pour la liste exhaustive des centrales ainsi que leurs puissances, se référer au tableau 3. Ci-dessous, une capture illustrant les informations pertinentes, que l'on insère lors de la modélisation des différentes centrales (cas de la centrale de Komsilga).

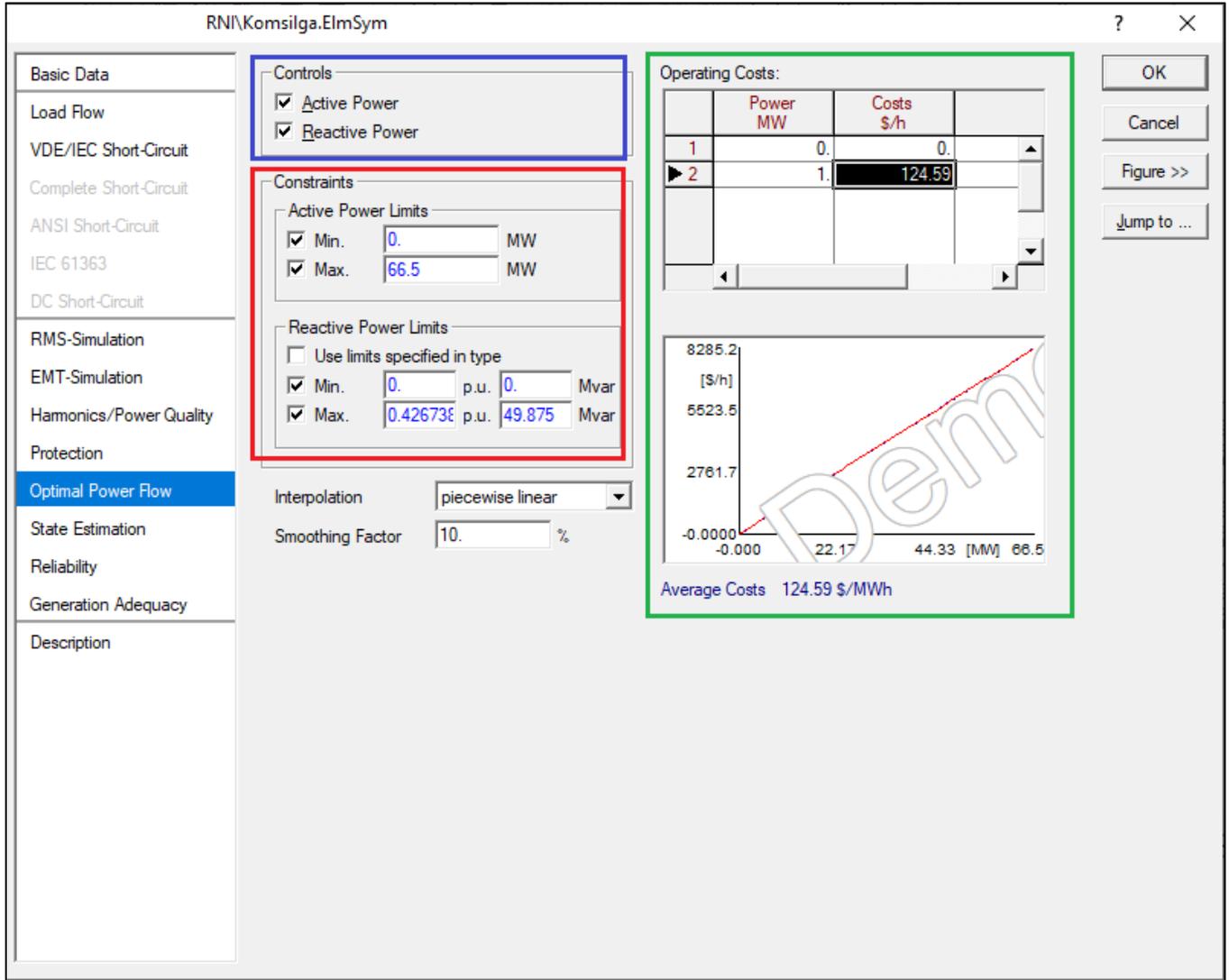


Figure 6 – Interface pour la modélisation de la Centrale de Komsilga

- Dans l'espace en bleu sur la figure 5, on définit les contrôles de notre centrale : puissance active et puissance réactive ;
- Dans l'espace en rouge on renseigne les contraintes d'exploitation de la centrale : limites en puissance active et en puissance réactive ;
- Sur la zone verte on introduit le coût du kWh.

Le schéma du réseau, résultant de la modélisation se présente comme suit

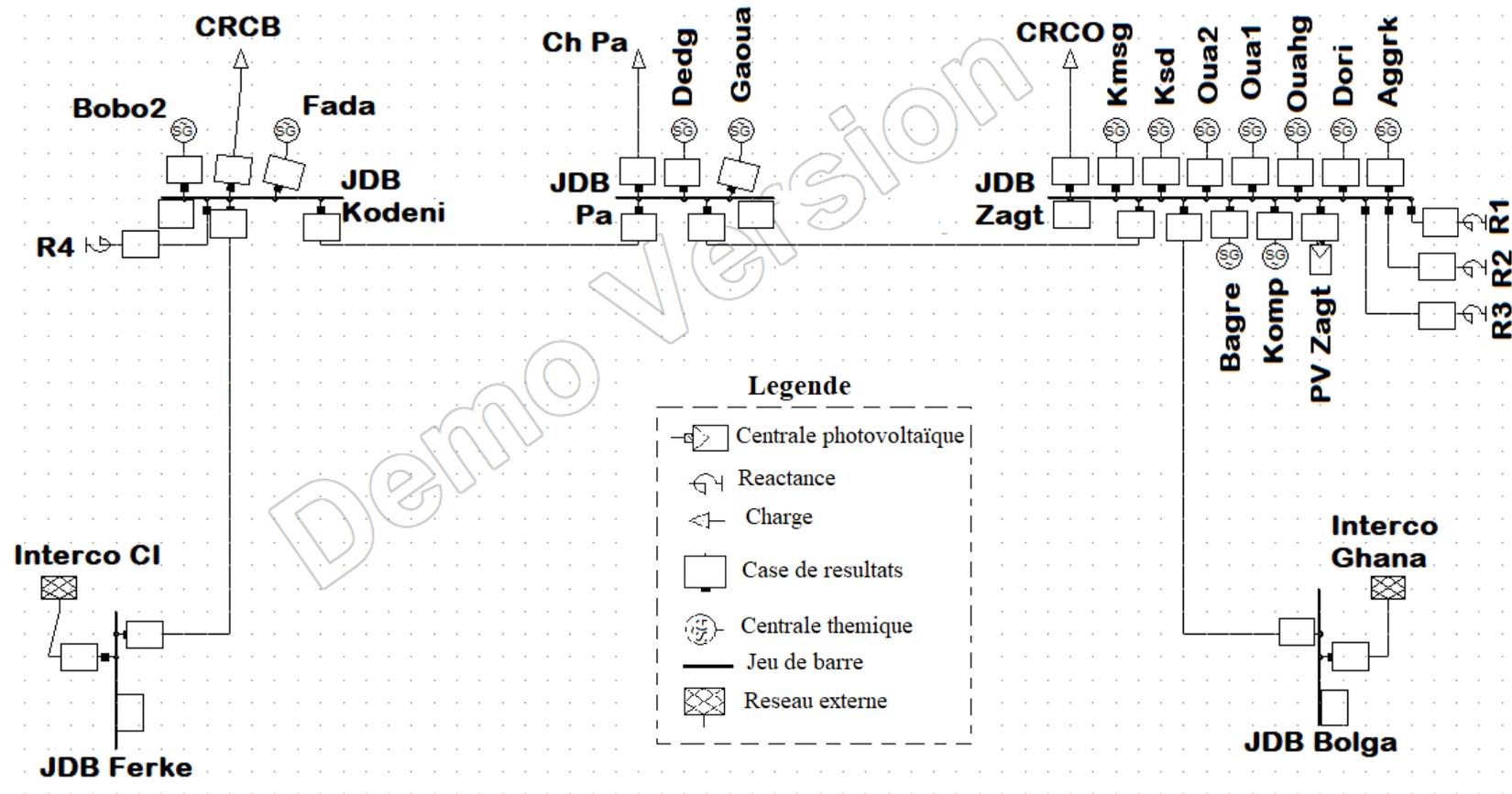


Figure 7 – Modèle de l'artère 225 kV du RNI

## V.2.1. Contraintes et contrôles définis pour les itérations d'optimisation

L'algorithme mathématique du point intérieur exécuté par le logiciel *PowerFactory*<sup>TM</sup>, consiste à jouer sur certains paramètres de façon itérative, tout en respectant d'autres paramètres initialement définis. Comme mentionné précédemment dans la section III.2.3, ces premiers paramètres sont appelés contrôles, et ces derniers, contraintes.

### c) Contrôles

Les contrôles en question dans notre cas sont :

- Puissance active des centrales et des interconnexions;
- Puissance réactive de centrales et des interconnexions;
- Puissance réactive des réactances.

### d) Contraintes

Les contraintes à respecter sont les suivantes :

- Courant maximal admis sur les lignes;
 

Les lignes étant de la même nature, elles possèdent le même courant maximal à ne pas dépasser

$$I \leq 840 \text{ Amperes}$$
- Limites de puissance active sur chaque centrale
 

Chaque centrale possède une puissance active maximale  $P_{\max}$  et une puissance réactive minimale  $P_{\min}$  recommandé pour son fonctionnement

$$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$$

Pour le cas des interconnexions, cette puissance maximale revient à la valeur prévue à ne pas dépasser sur les termes contractuels (120 MW à Bolga et 80 MW à Ferke)
- Limites de puissance réactive sur chaque centrale
 

Chaque centrale possède une puissance réactive maximale  $Q_{\max}$  et une puissance réactive minimale  $Q_{\min}$  recommandé pour son fonctionnement

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$$
- Limites de la tension sur les jeux de barres

Idéalement, les 5 jeux de barres de notre modelé devraient fonctionner à une tension de 225 kV, mais une légère tolérance est admise. Cependant la norme NF EN 50160 nous laisse la latitude d'admettre une variation de  $\pm 5\%$  (tolérance) [8]. À la SONABEL, les consignes d'exploitation de la tension sur les lignes 225 kV n'échappent pas à ce principe :

$$214 \text{ kV} \leq U \leq 236 \text{ kV}$$

### V.3. Résultats et discussions

En rappel, pour les simulations nous avons comme données d'entrée les puissances à satisfaire au long de l'année 2020 (pointe et creuse), les coûts approximatifs du kWh sur chaque centrale, et les caractéristiques du modèle. Comme sortie nous nous attendons à avoir, pour chaque unité de production, les valeurs de la puissance active, de la puissance réactive, et du courant. On devra avoir également les valeurs de la tension sur chaque jeu de barre.

Nous avons défini un pas de discrétisation de la puissance appelé par la charge. La puissance maximale appelée sur l'année 2020 étant près de 380 MW, et 94 MW la minimale, nous avons fixé à 20 MW le pas de discrétisation. Cela nous fait ainsi 16 cas d'étude, chaque cas étant défini par la puissance appelée : 380 MW, 360 MW, 340 MW, ..., 120 MW, 100 MW, 94 MW. Nous accorderons une attention particulière à la pointe, et donnerons ensuite une synthèse générale, comprenant tous les autres pas de puissances.

#### V.3.1. Cas de la pointe : 380 MW

L'heure annuelle de pointe est, par définition, le moment de l'année sur lequel on enregistre la puissance maximale appelée par la charge. Il arrive en général entre avril et mai, pendant la journée. C'est le moment le plus critique sur le long de l'année (mis à part les éventuels incidents que l'on ne peut pas prévoir). Si l'on arrive à satisfaire la charge en ce moment, alors on peut admettre que nous sommes en mesure de répondre à la demande tout le long de l'année.

En faisant une distribution de la puissance de pointe sur les trois pôles de consommation, par application de leurs facteurs de charge, nous avons :

- CRCO : 266 MW
- CRCB : 76 MW
- Pa : 38 MW

Avec un facteur de puissance appliqué de 0,9.

Après 34 itérations, les résultats obtenus des simulations sont dans le tableau ci-dessous:

*Tableau 13 - Valeurs de puissances, courants et tensions à la pointe*

		MW	MVAr	A	kV	$\Delta V$
<b>JDB ZAGTOULI</b>	Komsilga	66.26	47.14	208.661		
	Dori	3.70	1.71	10.465		
	Ouaga II	Arrêt				
	Ouaga I	5.00	2.43	14.260		
	Ouahigouya	3.50	1.59	9.868		
	Kossodo	3.00	31.09	80.150		
	Aggreko	50.00	34.82	156.340		
	Bagre	11.00	5.84	31.956		
	Kompienga	9.00	4.44	25.753		
	PV Zagtouli	8.00	0.00	20.528		
	React 1	Ouvverte				
	React 2	Ouvverte				
	React 3	Ouvverte				
	Liason Bolga	116.81	-14.30	301.972		
	Liason Pa	-10.28	14.08	44.736		
	Charge CRCO	-266.00	-128.83	758.396		
<b>Bilan JDB Zagtouli</b>	<b>276.27</b>	<b>143.14</b>		<b>225.0</b>	<b>0.0%</b>	
<b>JDB PA</b>	Dedougou	3.55	0.08	9.135		
	Gaoua	3.50	0.08	9.005		
	Liason Zagtouli	10.25	14.54	45.780		
	Liason Kodeni	20.70	3.70	54.113		
	Charge Pa	-38.00	-18.40	108.651		
	<b>Bilan JDB Pa</b>	<b>38.00</b>	<b>18.40</b>		<b>224.4</b>	<b>-0.3%</b>
<b>JDB KODENI</b>	Bobo II	18.45	30.05	90.978		
	Fada	Arrêt				
	React 4			-9.90		
	Liason Ferke	78.33	2.05	202.172		
	Liason Pa	-20.77	14.61	65.535		
	Charge CRCB	-76.00	-36.81	217.889		
	<b>Bilan JDB Kodeni</b>	<b>96.78</b>	<b>46.71</b>		<b>223.8</b>	<b>-0.5%</b>
<b>INTE RCO</b>	<b>Ferke</b>	80.00	-19.19	211.105	225.00	0.0%
	<b>Bolga</b>	120.00	-20.28	312.286	225.00	0.0%
<b>PERTES EN LIGNE</b>	Ferke - Kodeni	-1.67	21.24	-8.933	-1.20	-0.5%
	Kodeni - Pa	-0.07	18.31	-11.422	0.60	0.3%
	Pa - Zagtouli	-0.03	28.62	-1.044	0.60	0.3%
	Zagtouli - Bolga	-3.19	5.98	-10.314	0.00	0.0%
	<b>Bilan de pertes en ligne</b>	<b>-4.96</b>	<b>74.15</b>	<b>-31.714</b>	<b>-1.20</b>	<b>-0.5</b>

On constate que nous avons à peine deux centrales en arrêt : Fada et Ouaga II. Chacune de ces centrales est effectivement, la centrale ayant le kWh le plus cher dans son pôle.

Nous remarquons aussi des résultats ci-dessus, que toutes les centrales en marche (y compris les interconnexions), sont exploitées à leur maximum, à l'exception de la Centrale de Kossodo au CRCO, et celle de Bobo II au CRCB. Cela est dû bien évidemment, au fait que ces centrales possèdent les coûts du kWh les plus élevés, après les centrales en arrêt. Elles jouent donc le rôle d'assurer l'équilibre entre production et consommation. Cela voudrait dire que toute petite variation de la puissance appelée par la charge devrait se traduire par une variation de la puissance transmise par ces centrales.

On souligne ici que la centrale solaire photovoltaïque de Zagtouli est non modulable, i.e., nous ne pouvons pas agir sur sa puissance débitée, car elle dépend entièrement des facteurs externes et imprévisibles telles que l'ensoleillement. Cependant, nous avons retenu la puissance minimale enregistrée pour cette centrale sur les données de pointes des années précédentes (c'est le cas le plus défavorable).

Les interconnexions assurent efficacement la tension au niveau de ses jeux de barres, ce qui nous permet de les conserver à la valeur souhaitée. Les itérations ont réussi à faire converger également la tension au jeu de barre de Zagtouli vers la valeur souhaitée, sans que l'on ait besoin de recourir aux réactances de ce jeu de barre. La tension reste ainsi dans les limites admises sur tous les jeux de barres, avec un écart de -0,5% à Kodeni, et -0,3% à Pa.

Aucune surcharge ne se vérifie sur les lignes.

### **V.3.2. Plan général de fonctionnement de centrales**

Sur chaque pas de puissance, les itérations nous ont conduits aux résultats suivants.

PLAN DE PRODUCTION OPTIMISÉ DU RÉSEAU NATIONAL INTERCONNECTÉ

Tableau 14 - Fonctionnement des centrales en fonction de la charge (valeurs en MW)

<b>Demande</b>	<b>380</b>	<b>360</b>	<b>340</b>	<b>320</b>	<b>300</b>	<b>280</b>	<b>260</b>	<b>240</b>	<b>220</b>	<b>200</b>	<b>180</b>	<b>160</b>	<b>140</b>	<b>120</b>	<b>100</b>	<b>94</b>
Aggreko	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Bagre	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	6,79	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Kompienga	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	5,36	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Bolga	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	100,95	87,75	74,64	61,64	48,73	35,98	23,32	10,74	6,95
Ferke	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	72,87	65,19	57,59	49,99	42,46	34,78	27,16	19,57	17,34
Ouahigouya	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50										
Ouaga 1	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	4,47										
Dedougou	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55											
Gaoua	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50											
Dori	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70											
Bobo 2	18,45	11,76	7,27	3,13	3,02		3,00									
Komsilga	66,26	56,01	48,43	32,55	12,68	7,00										
Kossodo	3,00															

Les résultats ci-dessus, nous montrent une exploitation à fond de la centrale Aggreko, et des centrales hydroélectriques Bagre et Kompienga. La centrale de Kossodo est exploitée uniquement à la pointe, et les centrales de Fada et Ouaga 2, ne sont pas exploités. Ces deux dernières centrales pourront donc être mises en marche en cas de situation d'incident qui pourrait résulter à l'indisponibilité d'une centrale quelconque ou d'une interconnexion [3].

La puissance injectée par les interconnexions reste maximale, jusqu'à ce que la charge décroisse au-delà de 260 MW. En ce moment, l'énergie des interconnexions commence à décroître graduellement avec la charge. Un renversement a lieu à 135 MW de la charge, i.e., en dessus de 135 MW de puissance appelé par la charge, l'interconnexion Bolga injecte plus d'énergie par rapport à l'interconnexion Ferke, alors que lorsque la puissance appelée par la charge est en dessous de 135 MW, l'interconnexion Ferke injecte plus d'énergie dans le réseau, par rapport à Bolga.

Les centrales thermiques sont les moins exploitées. La plupart d'entre elles sont mises en arrêt lorsque la charge décroît en dessous de 300 MW, et en dessous de 260 MW plus aucune centrale thermique ne tourne.

Tableau 15 - Tensions aux jeux de barres en kV, et leurs écarts en pourcentage de la valeur de référence

<b>Demande [MW]</b>	<b>380</b>	<b>360</b>	<b>340</b>	<b>320</b>	<b>300</b>	<b>280</b>	<b>260</b>	<b>240</b>	<b>220</b>	<b>200</b>	<b>180</b>	<b>160</b>	<b>140</b>	<b>120</b>	<b>100</b>	<b>94</b>	
Ferke	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Kodeni	223,80	228,60	225,10	223,80	223,90	221,90	225,00	220,30	222,00	223,10	224,30	224,70	226,90	228,60	230,30	227,20	
	-0,5%	1,6%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-1,4%	0,0%	-2,1%	-1,3%	-0,8%	-0,3%	-0,1%	0,8%	1,6%	2,4%	1,0%	
Pa	224,40	228,30	225,90	224,90	225,20	223,90	222,80	220,10	221,70	222,60	223,70	223,60	226,20	228,20	230,10	226,70	
	-0,3%	1,5%	0,4%	0,0%	0,1%	-0,5%	-1,0%	-2,2%	-1,5%	-1,1%	-0,6%	-0,6%	0,5%	1,4%	2,3%	0,8%	
Zagouli	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	217,00	216,90	218,00	218,00	218,30	216,90	219,60	221,40	223,20	219,50	
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-3,6%	-3,6%	-3,1%	-3,1%	-3,0%	-3,6%	-2,4%	-1,6%	-0,8%	-2,4%	
Bolga	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>223,8</b>	<b>228,6</b>	<b>225,9</b>	<b>223,8</b>	<b>223,9</b>	<b>221,9</b>	<b>217</b>	<b>216,9</b>	<b>218</b>	<b>218</b>	<b>218,3</b>	<b>216,9</b>	<b>219,6</b>	<b>221,4</b>	<b>230,3</b>	<b>219,5</b>	
	<b>-0,5%</b>	<b>1,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-3,0%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>2,4%</b>	<b>-2,4%</b>	

La tension se conserve à la valeur de référence (225 kV) sur les jeux de barres des interconnexions (Ferke et Bolga). Sur le jeu de barre Zagouli, elle commence à chuter à 260 MW, compte tenu de la mise en arrêt des centrales thermiques. La plus importante basse de tension étant

de 216,9 kV, qui se reproduit au jeu de barre Zagtouli lorsque la puissance appelée par la charge est à 240 MW, les valeurs de tensions restent dans la plage admissible.

*Tableau 16 - Pertes en lignes (valeurs en MW)*

<b>Demande</b>	<b>380</b>	<b>360</b>	<b>340</b>	<b>320</b>	<b>300</b>	<b>280</b>	<b>260</b>	<b>240</b>	<b>220</b>	<b>200</b>	<b>180</b>	<b>160</b>	<b>140</b>	<b>120</b>	<b>100</b>	<b>94</b>
Ferke - Koden	1,67	1,73	1,68	1,67	1,67	1,67	1,68	1,40	1,11	0,87	0,66	0,48	0,34	0,23	0,16	0,09
Kodeni - Pa	0,07	0,05	0,05	0,06	0,08	0,00	0,14	0,09	0,06	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Pa - Zagtouli	0,03	0,05	0,03	0,01	0,00	0,01	0,06	0,02	0,03	0,04	0,06	0,10	0,10	0,11	0,12	0,14
Zagtouli - Bolga	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,24	2,31	1,74	1,28	0,88	0,60	0,31	0,13	0,02	0,06
<b>TOTAL</b>	<b>4,96</b>	<b>5,02</b>	<b>4,95</b>	<b>4,93</b>	<b>4,94</b>	<b>4,87</b>	<b>5,12</b>	<b>3,82</b>	<b>2,94</b>	<b>2,23</b>	<b>1,63</b>	<b>1,19</b>	<b>0,76</b>	<b>0,47</b>	<b>0,30</b>	<b>0,29</b>

La minimisation des pertes en lignes est l'un des objectifs de la fonction d'optimisation. Dans notre réseau, les pertes le plus importantes se reproduisent sur la ligne d'interconnexion Zagtouli – Bolga. Cela est dû au fait que c'est la ligne qui transporte la plus grande quantité d'énergie.

Pour les puissances réactives, se référer à l'annexe 8.

## V.4. Apports Financiers

La pertinence de notre étude réside sur les économies financières que cela peut apporter sur notre mode d'exploitation du réseau. Il est donc essentiel de faire ressortir les coûts liés à l'exploitation du réseau suivant notre plan de production, afin d'estimer les économies qui en découlent. Pour chaque centrale, le coût d'exploitation en kFCFA/h sera le produit de la puissance produite et le coût du kWh, en MW et en FCFA/kWh respectivement.

$$C_{expl} = P \times C_{kWh}$$

Avec

C <sub>expl</sub> : Coût d'exploitation (en FCFA/h)
P : Puissance d'exploitation (en MW)
C <sub>kWh</sub> : Coût de génération du MWh (en FCFA/MWh)

Nous avons ainsi

PLAN DE PRODUCTION OPTIMISÉ DU RÉSEAU NATIONAL INTERCONNECTÉ

Tableau 17 - Coûts horaires d'exploitation de centrales, en kFCFA/h

Demande [MW]	380	360	340	320	300	280	260	240	220	200	180	160	140	120	100	94
Bagre	330	330	330	330	330	330	204	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Kompienga	270	270	270	270	270	270	161	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Bolga	8 400	8 400	8 400	8 400	8 400	8 400	8 400	7 067	6 143	5 225	4 315	3 411	2 519	1 632	752	487
Ferke	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	5 465	4 889	4 319	3 749	3 185	2 609	2 037	1 468	1 301
Ouahigouya	382	382	382	382	382	382	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ouaga1	564	564	564	564	564	505	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dedougou	412	412	412	412	412	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaoua	419	419	419	419	419	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dori	454	454	454	454	454	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bobo2	2 295	1 463	904	389	376	-	373	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Komsilga	8 255	6 978	6 034	4 055	1 580	872	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kossodo	385	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>28 167</b>	<b>25 673</b>	<b>24 170</b>	<b>21 677</b>	<b>19 187</b>	<b>16 759</b>	<b>15 138</b>	<b>13 132</b>	<b>11 632</b>	<b>10 144</b>	<b>8 664</b>	<b>7 196</b>	<b>5 727</b>	<b>4 269</b>	<b>2 820</b>	<b>2 387</b>

Les coûts décroissent effectivement avec la puissance de la charge de consommation.

Afin de faire une comparaison financière, nous allons prendre un barème de placement existant appliqué à une puissance donnée, et calculer les coûts. Nous allons ensuite, pour cette même puissance, placer les centrales en suivant la méthodologie de notre plan. Pour cela, nous allons considérer un cas de pointe journalière, enregistré vers la fin de la saison chaude de 2019, avec une charge de 299 MW.

Le programme de fonctionnement de centrales exécuté pour satisfaire à cette demande est :

➤ PV Zagtouli	8 MW
➤ Bagre	11 MW
➤ Kompienga	9 MW
➤ Aggreko	25 MW
➤ Ferke	70 MW
➤ Bolga	80 MW
➤ Komsilga	26 MW
➤ Bobo II	40 MW
➤ Kossodo	22 MW
➤ Ouaga II	11 MW
➤ Ouaga 1	Arrêt
➤ Fada	Arrêt
➤ Dedougou	Arrêt
➤ Ouahigouya	Arrêt
➤ Gaoua	Arrêt
➤ Dori	Arrêt

On précise que, à ce jour-là, les installations de la centrale Aggreko n'étaient pas encore terminées, d'où la puissance disponible à injecter de 25 MW. On revient sur notre modelé et on inclut cette contrainte ( $P_{\text{aggreko}} \leq 25 \text{ MW}$ ), puis on optimise la production pour cette demande (299 MW). Nous avons :

➤ PV Zagtouli	8 MW
➤ Bagre	11 MW
➤ Kompienga	9 MW
➤ Aggreko	25 MW
➤ Ferke	80 MW
➤ Bolga	120 MW
➤ Komsilga	28,3 MW

- Bobo II 3 MW
- Kossodo Arrêt
- Ouaga II Arrêt
- Ouaga 1 5 MW
- Fada Arrêt
- Dedougou 3,55 MW
- Ouahigouya 3,5 MW
- Gaoua 3,5 MW
- Dori 3.7 MW

Les coûts du kWh produit, issus des plans ci-dessus sont listés dans le tableau 19 :

*Tableau 18 - Comparaison du coût de production de l'énergie*

	Plan 1 (existant)		Plan 2 (proposé)	
	P [MW]	Coût [kFCFA/h]	P [MW]	Coût [kFCFA/h]
Bagre	11	330	11,00	330
Kompienga	9	270	9,00	270
Bolga	80	5,600	120,00	8,400
Ferke	70	5,250	80,00	6,000
Ouahigouya	-	-	3,50	382
Ouaga 1	-	-	5,00	564
Dedougou	-	-	3,55	412
Gaoua	-	-	3,50	419
Dori	-	-	3,70	454
Bobo 2	40	4,976	3,02	376
Komsilga	26	3,214	28,30	3,526
Kossodo	22	2,820	-	-
Ouaga 2	11	1,522	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>23,983</b>		<b>21,134</b>

Au terme de notre étude comparatif, il s'avère une différence énorme de 2,8 millions de FCFA. Cette différence est due, en grande partie, au fait que nous avons pu maximiser l'énergie des interconnexions (80 MW à Ferke et 120 MW à Bolga). Sans cela, cette différence ne serait donc que 320 mille FCFA (voir annexe 10).

## Conclusion

L'objectif de notre travail était de proposer un plan de production de centrales, qui puisse :

- Répondre à la demande énergétique prévisionnelle sur l'année 2020 ;
- Respecter les contraintes d'exploitation du réseau ;
- Rester le plus économique possible.

Pour se faire, nous avons recouru à l'optimisation avec des calculs itératifs par la méthode du point intérieur, à l'aide de l'outil *PowerFactory*<sup>TM</sup>.

Nous pouvons synthétiser ainsi nos résultats comme suit :

Centrale	Exploitation
<b>Aggreko</b>	Exploité permanemment à son maxi.
<b>Solaire, hydroélectriques</b>	Exploités tant que la ressource première est disponible.
<b>Interconnexions</b>	Puissances en fonction de la demande, et à leurs maxi, lorsque celle atteint 260 MW.
<b>Thermiques</b>	La plupart sont mises en marches à partir de 260 MW de la demande, car à ce niveau on ne peut plus augmenter les interconnexions.

Ces résultats ont rempli les conditions citées ci-haut de forme satisfaisante. Il est ressorti de notre étude que la cause principale des coûts élevés lors de l'exploitation du réseau, est l'impossibilité de maîtriser la puissance qui transite les interconnexions, ce qui pourrait être résolu par l'implémentation des dispositifs FACTS.

On a pu montrer dans nos études d'optimisation, que l'exploitation des centrales doit se faire de façon succincte et en ordre de priorité, commençant par la centrale Aggreko, les énergies renouvelables, l'énergie des interconnexions, et enfin l'énergie des centrales thermiques.

À travers l'étude comparative entre le plan existant et celui proposé, nous avons vérifié une diminution des coûts d'exploitation de près de 2,8 millions de FCFA, soit 12% lors d'une pointe journalière.

## **Recommandations**

- Installer des dispositifs FACTS pour contrôler la puissance transmise sur les lignes ;
- Travailler en coordination avec les services de météorologie, afin de mieux planifier les centrales hydroélectriques ;
- Faire des relevés horaires de puissances et de consommation sur chaque centrale, afin de raffiner l'estimation des coûts par groupe électrogène, et par pas de puissance ;

## Références Bibliographiques

- [1] Feinberg E.A., et Genethliou D. (2005), Load Forecasting in Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems.
- [2] Hahn H. et Meyer-Nieberg S. (2009), Electric load forecasting methods: Tools for decision making, *European Journal of Operational Research*.
- [3] Shahidehpour M, Yamin H. et Li Z. (2002), Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management.
- [4] Harris C. (2011), Electricity markets: Pricing, structures and Economics, *The Wiley Finance Series*.
- [5] SONABEL (2017), Chiffres Clés  
<http://www.sonabel.bf/index.php/service-clientel/documents/category/12-chiffres-cles?download=26:tableau-des-effectifs-par-genre-et-par-categorie-des-permanents-dis>  
Consulté le 19 Septembre 2019.
- [6] DigSILENT (2014), PowerFactory 15 - User Manual vol 2.
- [7] STD AFNOR (2012), NF C18-510 : Opérations sur les ouvrages et installations électriques et dans un environnement électrique - Prévention du risque électrique.
- [8] STD AFNOR (2000), NF EN 50160 : Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics.
- [9] Florin C., Mevludin G., Damien E. et Louis W. (2006), Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems.
- [10] Seddiki Z. (2009), Optimisation de l'écoulement de puissances dans un système électrique par la méthode du point intérieur.
- [11] Direction générale des études et des statistiques sectorielles (2017), Annuaire statistique 2016 du Ministère de l'Énergie.

# **ANNEXES**

## **Annexes**

Annexe 1 - Production énergétique mensuelle, année 2017.....	62
Annexe 2 - Production énergétique mensuelle, année 2018.....	63
Annexe 3 - Consommation mensuelle DDO en litres, année 2017.....	64
Annexe 4 - Consommation mensuelle DDO en litres, année 2018.....	65
Annexe 5 - Consommation mensuelle HFO en litres, année 2017.....	66
Annexe 6 - Consommation mensuelle HFO en litres, année 2018.....	67
Annexe 7 - Pointes mensuelles réalisées de 2012 à 2018, en MW.....	68
Annexe 8 – Puissances réactives des centrales et réactances.....	69
Annexe 9 – Organigramme structurelle de la SONABEL.....	70
Annexe 10 – Comparaison du coût de production.....	71

**Annexe 1 - PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE MENSUELLE DU RÉSEAU NATIONAL INTERCONNECTÉ en MWh,  
ANNÉE 2017**

	KOMSILGA	KOSSODO	OUAGA 2	OUAGA 1	DEDOUGOU	KOMPIENGA	BAGRE	BOBO2	GAOUA	OUAHIGOUYA	TOTAL
Jan	32740,2	11892,851	278,512	72	106,508	4444,439	4324,652	17305,979	85,44	838,516	72 089,10
Feb	36343,4	11576,966	992,312	703,7	328,673	5346,844	3864,559	20401,71	58,12	844,57	80 460,85
Mar	45921,3	18589,19	1995,757	1233,4	844,587	5933,827	6677,236	29029,196	105,12	1269,472	111 599,09
Apr	44187,7	21096,924	3820,648	1549	683,486	5107,353	5886,553	28469,143	219,208	1316,621	112 336,64
May	43853,13	22031,51	4575,132	1184,1	428,394	4976,485	2139,339	28777,201	128,911	1074,847	109 169,05
Jun	43466,92	19137,954	3989,619	1036,3	583,535	4556,288	2649,113	26857,995	109,057	269,759	102 656,54
Jul	35840,94	15650,19	1946,316	240	254,207	3364,171	7004,803	21732,785	50,811	38,55	86 122,77
Aug	26212,85	11798,714	1209,687	161,3	97,62	3928,935	6980,18	16140,673	10,1	44	66 584,06
Sep	26728,06	13249,622	2349,016	354,1	76,311	4122,131	7330,672	17879,175	6,288	92,484	72 187,86
Oct	29995,82	17412,75	3869,201	918,6	210,376	4623,021	7306,591	23688,714	49,474	88,445	88 162,99
Nov	29927,3	18484,176	3137,839	592	177,304	5568,285	6746,162	23566,48	105,022	166,465	88 471,03
Dec	31773,98	12404,155	2035,737	455,7	137,313	5002,686	6418,949	24284,178	346,537	134,838	82 994,07
<b>Total</b>	<b>426 991,60</b>	<b>193 325,00</b>	<b>30 199,78</b>	<b>8 500,20</b>	<b>3 928,31</b>	<b>56 974,47</b>	<b>67 328,81</b>	<b>278 133,23</b>	<b>1 274,09</b>	<b>6 178,57</b>	<b>1 072 834,05</b>

**Annexe 2 - PRODUCTION ENERGETIQUE MENSUELLE DU RESEAU NATIONAL en MWh, ANNÉE 2018**

	KOMSILGA	KOSSODO	OUAGA 2	OUAGA 1	DEDOUGOU	KOMPIENGA	BAGRE	BOBO2	GAOUA	OUAHIGOUYA	DORI	TOTAL
Jan	29132,43	15243,881	1879,502	490,8	251,951	4910,529	4089,766	24988,948	77,935	185,115	30,446	81 281,30
Feb	35265,63	16348,779	4972,099	935,4	579,708	3217,201	3527,024	22368,639	156,27	436,698	60,864	87 868,31
Mar	45493,08	17017,729	6134,413	1334,5	761,885	3902,342	2367,156	31000,587	282,196	702,533	135,795	109 132,22
Apr	47137,84	16736,904	3873,467	1723,4	1104,712	3453,477	1612,719	31366,039	254,583	927,614	210,986	108 401,74
May	44566,95	18895,172	4882,043	2324,7	1327,723	1015,062	0	33112,083	265,903	1182,176	240,082	107 811,89
Jun	39148,84	18899,09	3783,363	1655,6	1015,108	462,497	0	30160,594	204,181	601,391	123,008	96 053,67
Jul	22281,13	12120,316	441,61	95,8	218,725	135,111	4852,835	13213,5	54,262	99,029	29,657	53 541,98
Aug	18712,88	10172,353	1077,499	72,6	97,321	370,743	9105,903	8191,54	47,289	50,464	22,667	47 921,26
Sep	24117,69	11177,142	1185,626	127,5	88,668	977,367	9676,634	5401,684	17,796	101,809	22,276	52 894,19
Oct	39416,34	13619,699	2435,328	578	220,959	4143,854	5544,804	11830,941	32,198	183,379	28,329	78 033,83
Nov	29473,01	12167,661	2606,74	605	42,478	5972,061	5463,831	10062,653	31,23	154,09	10,971	66 589,73
Dec	26875,6	12234,304	2602,271	474,1	107,539	5635,679	5741,307	12730,227	145,141	143,344	10,248	66 699,76
<b>Total</b>	<b>401 621,42</b>	<b>174 633,03</b>	<b>35 873,96</b>	<b>10 417,40</b>	<b>5 816,78</b>	<b>34 195,92</b>	<b>51 981,98</b>	<b>234 427,44</b>	<b>1 568,98</b>	<b>4 767,64</b>	<b>925,33</b>	<b>956 229,88</b>

**Annexe 3 - Consommation mensuelle DDO en litres, année 2017**

	KOMSILGA	KOSSODO	OUAGA2	OUAGA1	DEDOUGOU	BOBO2	GAOUA	OUAHIGOUYA	TOTAL
Jan	417 938	251 296	16 844	16 435	24 496	51 311	22 317	188 372	989 009
Feb	417 938	450 758	54 391	159 453	75 041	209 566	14 792	191 611	1 573 550
Mar	206 816	462 305	131 066	281 250	195 228	794 379	273 91	284 049	2 355 093
Apr	191 329	540 529	307 407	351 429	159 798	619 998	56 545	298 570	2 525 605
May	232 344	499 205	321 721	268 448	99 496	697 555	33 798	242 796	2 395 363
Jun	294 823	458 999	333 640	237 119	134 225	717 487	29 756	60 851	2 266 900
Jul	289 558	623 083	94 064	54 972	57 665	366 353	13 889	8 996	1 508 580
Aug	327 364	252 094	64 461	37 050	22 957	219 965	3 483	10 505	937 879
Sep	423 572	275 799	62 359	82 053	18 258	181 211	1 978	19 819	1 065 049
Oct	361 850	696 781	142 228	211 059	48 457	471 034	13 588	19 653	1 964 650
Nov	310 057	472 959	207 739	135 023	40 688	385 757	27 692	36 321	1 616 236
Dec	391 107	389 012	234 591	104 213	31 215	353 708	84 194	30 591	1 618 631
<b>Total</b>	<b>3 864 696</b>	<b>5 372 820</b>	<b>1 970 511</b>	<b>1 938 504</b>	<b>907 523</b>	<b>5 068 323</b>	<b>329 423</b>	<b>1 392 133</b>	<b>20 816 545</b>

**Annexe 4 - Consommation mensuelle DDO en litres, année 2018**

	KOMSILGA	KOSSODO	OUAGA2	OUAGA1	DEDOUGOU	BOBO2	GAOUA	OUAHIGOUYA	TOTAL
<b>Jan</b>	302 334	371 280	191 550	111 607	58 060	439 602	18 490	40 482	1 533 405
<b>Feb</b>	181 869	341 823	263 264	214 104	134 396	743 283	38 442	94 388	2 011 569
<b>Mar</b>	202 627	453 720	141 157	305 211	178 774	5 559 648	67 553	155 660	7 064 350
<b>Apr</b>	295 392	766 754	303 500	394 567	259 600	937 130	61 146	205 232	3 223 321
<b>May</b>	335 420	814 358	462 317	534 862	336 257	956 204	64 930	263 548	3 767 896
<b>Jun</b>	157 806	650 233	248 657	381 304	235 903	608 330	51 213	133 698	2 467 144
<b>Jul</b>	402 967	308 940	68 435	22 755	52 000	168 864	14 147	22 017	1 060 125
<b>Aug</b>	302 995	392 326	71 607	16 612	22 695	148 785	11 352	11 307	977 679
<b>Sep</b>	325 888	390 272	57 281	29 179	20 852	94 921	4 300	21 832	944 525
<b>Oct</b>	230 403	459 817	74 377	132 502	51 360	118 191	9 116	39 235	1 115 001
<b>Nov</b>	294 098	217 537	76 634	138 819	10 065	105 140	7 826	35 139	885 258
<b>Dec</b>	396 647	304 321	100 878	108 449	25 285	166 166	35 346	32 493	1 169 585
<b>Total</b>	<b>3 428 446</b>	<b>5 471 381</b>	<b>2 059 657</b>	<b>2 389 970</b>	<b>1 385 248</b>	<b>10 046 264</b>	<b>383 861</b>	<b>1 055 031</b>	<b>26 219 858</b>

**Annexe 5 - Consommation mensuelle HFO en litres, année 2017**

	KOMSILGA	KOSSODO	OUAGA2	BOBO2	Total
Jan	6 317 557	2 214 630	49 868	3 517 850	12 099 905
Feb	6 317 557	2 024 695	182 751	3 999 633	12 524 636
Mar	9 182 282	3 497 403	338 749	5 274 599	18 293 033
Apr	9 002 547	4 068 861	603 518	5 419 659	19 094 585
May	8 911 655	4 289 053	778 435	5 393 469	19 372 612
Jun	8 728 298	3 677 968	630 420	5 014 576	18 051 262
Jul	7 051 950	2 721 429	407 498	4 215 675	14 396 552
Aug	4 996 392	2 332 113	247 352	3 167 715	10 743 572
Sep	5 079 940	2 477 191	521 317	3 572 084	11 650 532
Oct	5 897 911	3 065 966	806 115	4 459 652	14 229 644
Nov	5 921 208	3 562 752	559 482	4 557 359	14 600 801
Dec	6 196 693	2 334 793	256 859	4 711 411	13 499 756
<b>Total</b>	<b>83 603 990</b>	<b>36 266 854</b>	<b>5 382 364</b>	<b>53 303 682</b>	<b>178 556 890</b>

**Annexe 6 - Consommation mensuelle HFO en litres, année 2018**

	<b>KOMSILGA</b>	<b>KOSSODO</b>	<b>OUAGA2</b>	<b>BOBO2</b>	<b>DORI</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Jan</b>	5 711 840	2 977 859	257 693	4 771 288	7 653	13 726 333
<b>Feb</b>	7 144 864	3 253 902	918 057	3 696 869	13 840	15 027 532
<b>Mar</b>	9 332 954	3 250 795	1 331 117	1 073 312	31 949	15 020 127
<b>Apr</b>	9 565 674	2 909 803	622 794	5 738 383	49 226	18 885 880
<b>May</b>	8 984 545	3 348 971	734 262	6 154 673	57 450	19 279 901
<b>Jun</b>	7 980 784	3 530 116	682 814	5 864 632	30 096	18 088 442
<b>Jul</b>	4 204 769	2 332 866	47 456	2 622 709	6 883	9 214 683
<b>Aug</b>	3 555 149	1 793 954	200 186	1 611 715	5 458	7 166 462
<b>Sep</b>	4 680 546	2 006 671	236 122	1 018 722	5 420	7 947 481
<b>Oct</b>	8 038 186	2 494 063	523 151	2 333 213	7 117	13 395 730
<b>Nov</b>	5 811 972	2 458 078	572 001	1 987 280	2 730	10 832 061
<b>Dec</b>	5 216 164	2 294 273	536 108	2 462 282	2 694	10 511 522
<b>Total</b>	<b>80 227 447</b>	<b>32 651 351</b>	<b>6 661 761</b>	<b>39 335 078</b>	<b>220 517</b>	<b>159 096 154</b>

**Annexe 7 - Pointes mensuelles réalisées de 2012 à 2018, en MW**

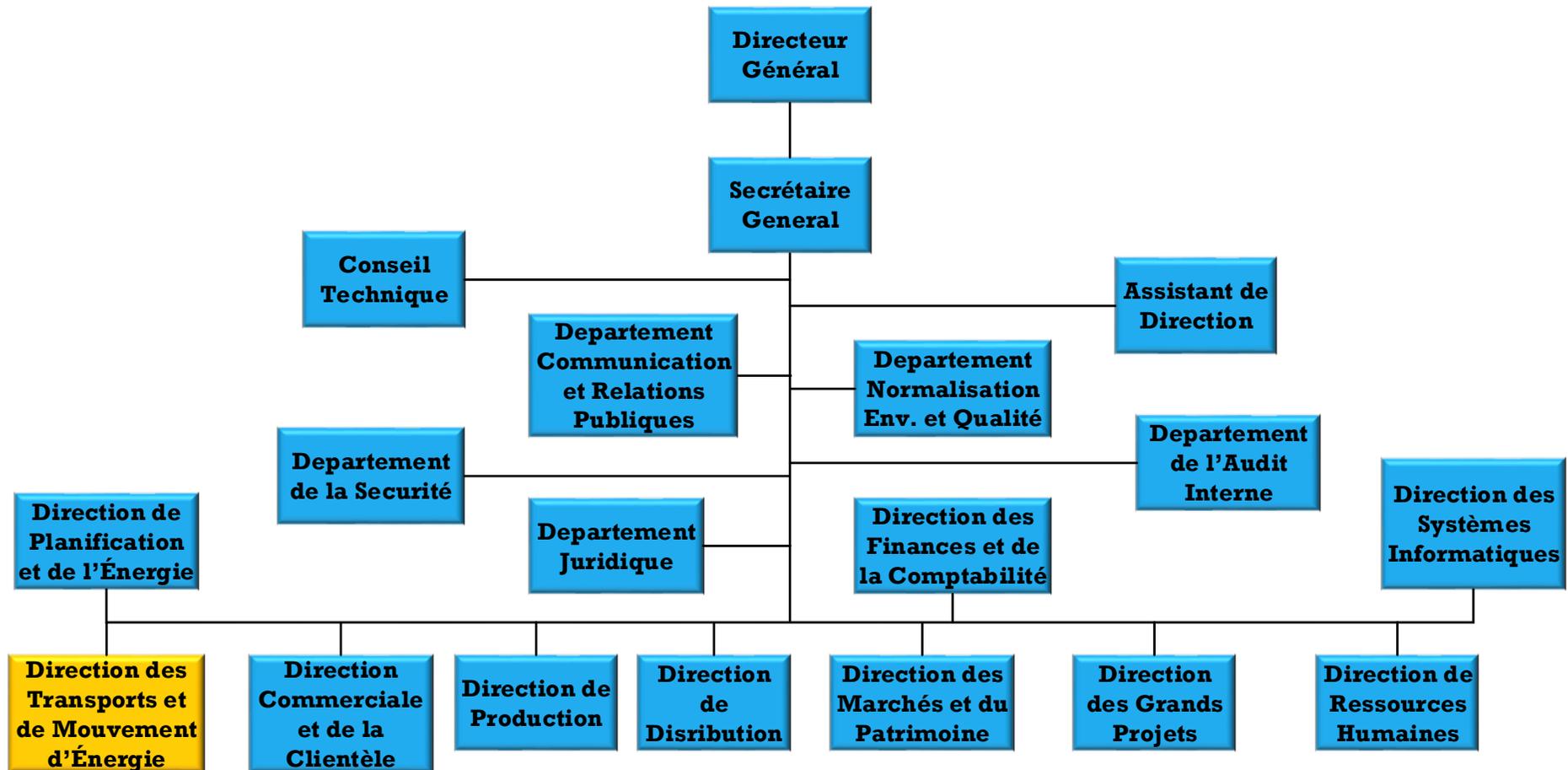
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Jan</b>	145,43	161,67	179,12	188,34	207,60	234,38	250,19
<b>Feb</b>	160,99	171,90	196,78	214,08	224,57	253,20	291,80
<b>Mar</b>	163,60	194,56	205,57	226,51	245,92	280,00	314,70
<b>Apr</b>	173,03	195,20	218,86	233,70	262,90	286,53	326,40
<b>May</b>	175,18	200,34	217,88	243,70	254,56	276,30	316,38
<b>Jun</b>	170,74	190,74	214,33	239,30	247,68	273,80	290,00
<b>Jul</b>	149,36	174,20	199,77	215,90	225,53	248,35	268,15
<b>Aug</b>	145,11	167,89	182,85	194,21	218,60	242,09	245,90
<b>Sep</b>	159,03	168,63	190,03	204,90	220,89	252,00	261,30
<b>Oct</b>	160,85	175,95	193,67	212,47	232,60	261,85	273,21
<b>Nov</b>	166,59	177,33	192,42	207,65	234,90	247,20	268,16
<b>Dec</b>	160,57	173,96	196,03	194,80	231,73	244,10	251,13

En rouge, nous avons les pointes annuelles (maximum).

**Annexe 8 – Puissances réactives des centrales et réactances, en MVar, en fonction de la charge**

Charge [MW]	380	360	340	320	300	280	260	240	220	200	180	160	140	120	100	94
Aggreko	34,82	37,49	37,48	36,87	35,84	34,98	37,46	35,09	32,61	26,43	22,52	13,78	12,67	10,38	15,71	9,94
Bagre	5,84	8,24	8,23	7,63	6,69	5,97	8,21	6,06	4,31	1,71	0,75	-1,02	-1,30	-1,92	-0,60	-2,05
Kompienga	4,44	6,74	6,73	6,14	5,23	4,56	6,71	4,64	3,12	1,16	0,51	-0,69	-0,88	-1,30	-0,40	-1,40
Bolga	-20,28	-20,28	-20,28	-20,28	-20,28	-20,28	2,91	2,79	-0,48	-0,20	-0,32	4,40	-2,42	-6,39	-10,14	1,33
Ferke	-19,19	-30,98	-22,49	-19,19	-19,63	-14,51	-22,25	-10,62	-14,57	-17,08	-19,61	-20,26	-25,02	-28,61	-31,99	-24,07
Ouahigouya	1,59	2,62	2,61	2,13	1,75	1,61										
Ouaga 1	2,43	3,74	3,73	3,22	2,69	2,46										
Dedougou	0,08	2,64	1,17	0,05	0,05											
Gaoua	0,08	2,60	1,15	0,05	0,05											
Dori	1,71	2,77	2,76	2,28	1,88											
Bobo 2	30,05	37,49	29,30	25,13	23,50		31,10									
Komsilga	47,14	49,87	49,86	49,24	48,20	47,31										
Kossodo	31,09															
Réactance 1					-1,54				-3,70	-5,78					-7,86	-8,70
Réactance 2															-7,86	-8,7
Réactance 3											-11,94	-16,77	-17,94	-19,93	-16,66	-19,83
Réactance 4	-9,90	-4,30	-10,45	-12,74	-13,60	-0,03	-9,27				-0,01					-7,00

**Annexe 9 – Organigramme structurelle de la SONABEL**



**Annexe 10 – Comparaison du coût de production**

	Plan 1		Plan 3*	
	P [MW]	Coût [kFCFA/h]	P [MW]	Coût [kFCFA/h]
Bagre	11	330	11,00	330
Kompienga	9	270	9,00	270
Bolga	80	5,600	80,00	5,600
Ferke	70	5,250	70,00	5,250
Ouahigouya	-	-	3,50	382
Ouaga 1	-	-	5,00	564
Dedougou	-	-	3,55	412
Gaoua	-	-	3,50	419
Dori	-	-	3,70	454
Bobo 2	40	4,976	56,00	6,966
Komsilga	26	3,214	24,20	3,015
Kossodo	22	2,820	-	-
Ouaga 2	11	1,522	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>23,983</b>		<b>23,663</b>
Économies				<b>1,33%</b>

\* Ici, les énergies des interconnexions ont été maintenue à 70 et 80 MW.