

Study of Reliability-Oriented Maintenance Inga I And II Power Plants

Birhingingwa Ntumwa^{1*}, Cimbela Kabongo², Hamisi Lundu³

¹Physics and Technology Section, Higher Technical Pedagogical Institute of Kinshasa, Democratic Republic of Congo

^{2,3}Department of Physics and Applied Sciences, National Pedagogical University, Democratic Republic of Congo

*Corresponding Author: Birhingingwa Ntumwa

ABSTRACT

The Inga hydroelectric facilities play a central role in supplying electricity to the Democratic Republic of Congo, particularly to Kinshasa and several provinces in the southeast and west. However, their actual capacity remains limited due to manufacturing defects and insufficient maintenance, as highlighted in several reports, including one by the African Development Bank. The maintenance policy for the Inga 1 and 2 power plants is therefore crucial to ensuring their industrial performance. Controlling equipment lifespan and maintenance costs is essential to guaranteeing the reliability and profitability of the facilities. Without this control, significant risks can compromise the safety, quality, and efficiency of the infrastructure. This is why a reliability-oriented maintenance (ROM) approach is essential to reduce unnecessary costs, improve safety, and extend asset lifespan. Observations conducted over an eleven-year period provide robust data to support this approach and guide informed technical decisions.

KEYWORDS: Maintenance, Maintainability, Reliability, Availability, Productivity, Safety.

How to cite this paper: Birhingingwa Ntumwa | Cimbela Kabongo | Hamisi Lundu "Study of Reliability-Oriented Maintenance Inga I And II Power Plants" Published in International Journal of Trend in Scientific Research and Development (ijtsrd), ISSN: 2456-6470, Volume-10 | Issue-4, August 2026, pp.467-477, URL: www.ijtsrd.com/papers/ijtsrd142037.pdf



IJTSRD142037

Copyright © 2026 by author (s) and International Journal of Trend in Scientific Research and Development Journal. This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0) (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)



1. INTRODUCTION

The Democratic Republic of Congo (DRC) has an estimated hydroelectric potential of 100,000 MW, 42% of which is concentrated at the Inga site, located in Kongo Central province. To date, only 2.5% of this potential is being exploited, while less than 20% of the Congolese population has access to electricity. The two power plants installed at Inga have a total capacity of 1,775 MW, representing approximately 55% of the country's installed electrical capacity of 3,216.4 MW. This figure underscores the strategic importance of the Inga site, which primarily supplies the city-province of Kinshasa, the mining areas of Katanga, several provinces in the west of the country, as well as some neighboring African countries. Given its crucial role in national and regional energy supply, maintenance policy and equipment performance analysis must be a major priority for the operators of these facilities. Rigorous and reliable maintenance management is essential to guarantee the performance, durability and safety of these vital infrastructures.

Given the numerous breakdowns that occur, we can ask ourselves what needs to be done (or what solutions can be implemented) to reduce breakdowns. To address this, we will propose solutions to these breakdown problems by implementing reliability-based maintenance, in order to reduce their frequency (breakdowns) and lower maintenance costs.

2. General concepts

2.1. The operational safety parameters

An electrical installation must ensure a continuous supply of electrical energy with a quality that meets applicable standards. Power outages and poor energy quality are becoming increasingly unacceptable to consumers. To guarantee the reliability of the electrical supply, a maintenance policy must be developed based not only on the manufacturer's recommendations but also on observations and analysis of the parameters that characterize the condition of the equipment.

2.1.1. Reliability (R (t))

Reliability is the ability of a piece of equipment to perform its function without failure for a given period of time, under given conditions.

- Noted: R(t)
- Related to the failure rate (λ)
- With the aim of reducing the probability of breakdowns

According to IEC Standard No. 191 of June 1988, reliability is the probability that an entity can perform a required function, under given conditions, for a given time interval. [t_1, t_2]

The reliability R (t) of a device at time $t \geq 0$ is the probability that it is still functioning at time t:

$$R(t) = P(T > t) = 1 - F_T(t) \in [0; 1] \quad (1.1)$$

$F_T(t)$ being the failure function.

Since F_T is an increasing function, the reliability R(T) is a decreasing function .

$$R = e^{-\lambda t} \quad (1.2)$$

the failure rate (λ) = $\frac{\text{nombre total de défaillances pendant le service}}{\text{durée total de bon fonctionnement}}$

2.1.2. Maintainability

Maintainability is the ability of a piece of equipment to be repaired quickly.

- Noted: M (t)
- Key indicator: MTTR (Mean Time To Repair)

Maintainability is the probability that a given active maintenance operation can be performed during a given time interval [t_1, t_2] which is written: M(t_1, t_2).

2.1.3. Availability D(t)

Availability is the probability that a piece of equipment will be operational at a given time.

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

With :

MTBF = Mean Time Between Failure

MTTR = Mean Time To Repair

This is also the probability that an entity is in a state to perform a required function under given conditions at a given time t, assuming that the necessary external resources are available. The average availability D(0) over a given time interval can be evaluated by the expression:

$$D_0 = \frac{TCBF}{TCBF + TCI} \quad (1.3)$$

With :

TCBF = Cumulative Time to Good Operation

TCI = Cumulative Immobilization Time

2.1.4. Security

Safety is defined as the probability of avoiding a catastrophic or dangerous event.

The concept of security is closely linked to that of risk, which itself depends not only on the probability of occurrence but also on the severity of the event.

2.2. Safety parameters as a function of average times**2.2.1. Mean time between failures (MTBF)**

MTBF (Mean Time Between Failures) is the average time between two failures. It is the expected lifespan t. It is expressed as:

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(T) \quad (1.4)$$

$$MTBF = \frac{\text{somme des temps de fonctionnement entre les défaillances}}{\text{nombre d'interventions de maintenance avec immobilisation}}$$

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (1.5)$$

2.2.2. Mean time to first failure (MTTF or MTFF)

The MTTF or MTFF (Mean Time To First Failure) defines the time between commissioning and the occurrence of the first failure.

2.2.3. Mean time to failure (MTF)

The MDT (Mean Down Time) includes the time to detect the fault, the time to intervene, the time to repair and the time to return to service.

2.2.4. Mean time to repair (MTTR)

MTTR (Mean Time To Repair) is the average time between the start of the repair and its completion.

2.2.5. The average duration of proper functioning after repair (MUT)

MUT (Mean Up Time) expresses the time that elapses between the repair and the next breakdown.

2.3. safety variables and mean time

The most commonly used average time metrics are MTBF and MTTR.

The indicators Reliability (R), Maintainability (M) and Availability (D), allow equipment to be classified according to its values and to decide on a maintenance policy and the priorities of specific actions.

Availability is the result of Reliability and Maintainability.

$$R = \frac{1}{MTBF}$$

$$M = \frac{1}{MTTR}$$

$$D = \frac{MTBF}{MTTR + MTBF}$$

2.4. Maintenance

The AFNOR X 60-010 standard of 1994 defines maintenance as a set of technical, administrative and management activities intended to maintain or restore an asset to a state in which it can perform a required function.

This standard describes two types of maintenance: predictive maintenance and corrective maintenance. The NF EN 13306 standard, revised in 2018, retains the concept of maintaining or restoring proper functioning but integrates digital tools and intelligent strategies. The trend is moving towards a maintenance classification system from 2 to 7. These classifications are: corrective, curative, palliative, preventive, predictive, condition-based, and adaptive.

2.5. Reliability-Oriented Maintenance Optimization (ROM)

Optimizing maintenance through reliability involves using reliability methods, tools and indicators, particularly reliability, to reduce breakdowns, improve equipment performance and decrease costs.

This method, which emerged in the 1960s in the aeronautical field, was adopted by EDF in 1990 for the maintenance of its nuclear power plants and is increasingly being applied to many complex industrial sites where maintenance operations are performed. This method pursues three objectives: reducing maintenance costs without compromising reliability, improving the safety and availability of installations (by being more precise in determining maintenance intervals and components), and extending the lifespan of equipment (sometimes exceeding the career length of maintenance operators).

Reliability -based maintenance (RCM) : Reliability Centered Maintenance) has the following strategy :

- identify the functions
- identify the failure mode
- define the optimal maintenance tasks (preventive, predictive, replacement...)

Therefore, RCM leads to an optimized maintenance plan.

Why optimize maintenance through reliability?

Optimizing maintenance through reliability allows us to:

- Reduce production breakdowns and interruptions ;
- Reduce maintenance costs and therefore have less urgency;
- Increase the lifespan of assets (Equipment);
- Moving from reactive maintenance to predictive maintenance.

3. Presentation of the Inga I and II power plants

The Inga I and II hydroelectric power plants are located in the Democratic Republic of Congo, in the Kongo Central province, approximately 30 km north of the city of Matadi. They are located at 5°31' south latitude and 13°37' east longitude.

The Inga site includes the following high-power electrical installations:

- The Inga 1 (IN 1) nuclear power plant
- The Inga 2 (IN 2) nuclear power plant
- The Inga dispersal station (PDI)
- The Inga Converter Station (SCI)

The Inga hydroelectric power plants are of vital importance. Part of the energy produced by the two plants (Inga 1 and 2) supplies the city-province of Kinshasa, the Katanga province via the Inga-Kolwezi line, the Kongo Central province, and the Bandundu province. Another portion of the energy is exported to Congo-Brazzaville, Angola, Zimbabwe, and South Africa. However, the energy produced is significantly reduced due to poor maintenance and design flaws in the facilities.

The characteristics of the two power plants are as follows:

CARACTERISTIQUES D'INGA I ET II

		Inga I	Inga II
01	Mise en service	1972	1882
02	Barrage		
	Longueur	572m	720 m
	Hauteur	52, 5m	158 m
	Type	Poids	Poids
03	Conduites Forcées		
	Nombre	6	8
	Longueur	86 m	110 m
	Diamètre	5,5 m	8 m
04	Turbine		
	Type	Francis	Francis
	Vitesse	137tr/min	107,7 tr / min
	Débit	780 m ³ /s	3250 m ³ /s
	Puissance installée	351 MW	1425 MW
05	Alternateur		
	Puissance	351 MW	1425 MW
	Cos Φ	0,9	0,9
	Vitesse	137	107 tr/min
	Tension	11 kV	16 kV
06	Canal de fuite		
	Débit	780 m ³ /s	3250 m ³ /s
	Longueur	1230 m	20 m

CONSTRUCTEURS D'INGA I ET II		
Élément	Inga I	Inga II
Constructeur du barrage	Astaldi & Gie (Italie), construction entre 1965 et 1972	Consortium International, construction achevée en 1982
Fabricant des turbines	Voith Hydro (Allemagne) pour la réhabilitation récente	- Série A : ACEC (Ateliers de Câbleries Électriques de Charleroi, Belgique) Série B : Siemens (Allemagne) Réhabilitation : Andritz Hydro (Autriche) et GE Hydro (France)
Fabricant des alternateurs	Voith Hydro (Allemagne), modernisation récente	Siemens et GE Hydro pour les unités modernes6
Réhabilitation récente	Voith Hydro, CGGC (China Gezhouba Group Company) pour G167	GE Hydro, Andritz, MagEnergy, Handriz Hydro5

4. Study Methodology

To produce this publication, we collected data from the various entities by utilizing different management documents and periodic reports.

These are the following documents:

- At the level of the Inga Technical General Secretariat
 - The annual technical reports
- At the Inga I and II power plants
 - The logbook
 - The logbook
 - The Highlights Booklet
 - Operating instructions
 - The Highlights Booklet
 - Operating instructions
 - The consignment and deconsignment logbook
 - The walking log
- Regarding maintenance services (Electrical, Mechanical and Electronic)
 - The weekly work log
 - The intervention log
 - The service order book
 - The annual maintenance planning logbook
 - The walking log

5. Tools used and additional data

After collecting and grouping the data according to several criteria, we used Excel software for presentation, data processing and the generation of various diagrams and curves.

The reliability study alone did not allow us to draw sufficient conclusions about the behavior of the equipment.

We have combined the additional operating data

6. Presentation of results

The results are presented in the form of Excel tables with a definition of the indicator, its expression, the observation and the partial conclusion.

We analyzed the following quantities:

We analyzed the 8 characteristic quantities in order to evaluate the quality of maintenance (Reliability, Availability and operational quantities).

These are the following quantities:

1. The availability rate
2. The downtime and walking time of the groups
3. Peak Power
4. peak utilization rate
5. The number of triggers
6. The number of blackouts
7. The reliability index
8. Group productivity

1. TAUX DE DISPONIBILITE DES MACHINES

- **4.1. Le taux de disponibilité**
- **Disponibilité**^①
- « C'est l'aptitude d'un bien à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou durant un intervalle de temps donné, en supposant que la fourniture des moyens extérieurs nécessaires est assurée ».
- $\text{Taux de disponibilité} = \frac{\text{Nombre de groupes disponibles}}{\text{Nombre de groupes installés}}$
- Ce facteur nous permet de vérifier si toutes les machines installées sont suffisamment utilisées en terme de nombre. Lorsque plusieurs machines ne sont pas disponibles, cela indique une faiblesse dans la politique de maintenance. L'idéal serait que toutes les machines soient disponibles pour permettre une bonne reprise de la charge en cas de demande ou d'entretien périodique.
- ① Norme NF EN 13306 X 60-319



Constat

Au niveau d'Inga I et Inga II, le taux est passé de 0,5 à 1. Toutes les 14 machines sont actuellement disponibles.

Conclusion

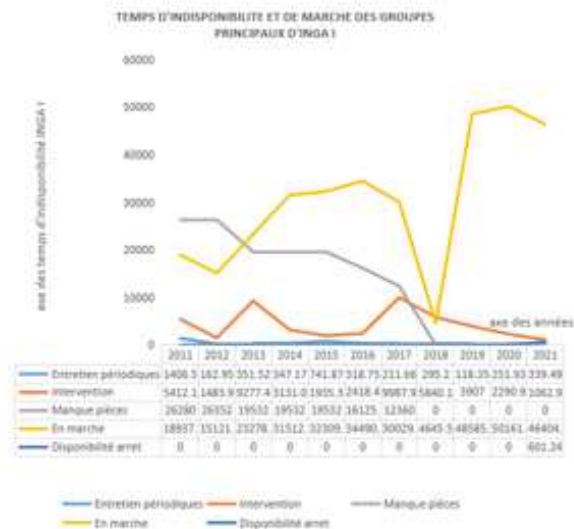
Des efforts sont fournis par l'exploitant pour augmenter le nombre de groupes disponibles. Cet effort ne peut être efficace que s'il améliore la fiabilité des machines.

2A. TEMPS D'INDISPONIBILITE ET DE MARCHÉ DES GROUPES (INGA 1)

- **4.2. Temps d'indisponibilité et de marche des groupes**
- Ces grandeurs nous permettent de voir le temps où le groupe est disponible c'est-à-dire prêt à fournir l'énergie, mais également les principales causes des arrêts des groupes. S'il est normal qu'un groupe soit arrêté pour raison d'entretien périodique, les arrêts pour manque de pièces d'entretien sont à éviter.
- Ce facteur nous permet d'apprécier la politique de la gestion et d'acquisition des pièces de rechanges.

Constat

Le temps de marche des machines a un caractère aléatoire au fil des années, fluctuant des valeurs, sans tendance et valeurs fixes. Un effort cependant est fourni réduisant sensiblement les temps d'arrêt dû au manque des pièces de rechange. Toutes les machines sont utilisées en pleine charge avec comme conséquence, l'absence des machines disponibles à l'arrêt constituant la réserve froide. Une demande brusque en énergie électrique peut conduire soit au délestage permanent soit au déclenchement des groupes par surcharge.



2B. TEMPS D'INDISPONIBILITE ET DE MARCHE DES GROUPES (INGA II)

4.2. Temps d'indisponibilité et de marche des groupes

- Ces grandeurs nous permettent de voir le temps où le groupe est disponible c'est-à-dire prêt à fournir l'énergie, mais également les principales causes des arrêts des groupes. S'il est normal qu'un groupe soit arrêté pour raison d'entretien périodique, les arrêts pour manque de pièces d'entretien sont à éviter.
- Ce facteur nous permet d'apprécier la politique de la gestion et d'acquisition des pièces de rechange.

Constat

Les heures de marche des groupes d'Inga II sont en perpétuelle croissance avec une réduction des heures d'indisponibilité due au manque de pièces de rechange. Comme à Inga I, il n'y a pas des groupes disponibles à l'arrêt pour une reprise en cas d'une demande brusque de charge ou d'indisponible des groupes.

Conclusion

Dans ces conditions, il est difficile d'organiser systématiquement les entretiens programmés par manque des groupes en réserve.



3. PUISSANCE DE POINTE DES MACHINES

Puissance de pointe

- La pointe est définie comme étant la plus grande puissance qu'un groupe ou une centrale a pu fournir au courant d'une année.
- Puissance de pointe = Puissance maximale atteinte pendant une période
- La pointe nous permet de vérifier et de déterminer le degré d'utilisation de la centrale par rapport à la puissance installée. Si la pointe est trop faible, les machines ne sont pas suffisamment exploitées. Si elle est trop grande et surtout en perpétuelle croissance, il y a lieu d'envisager la construction de nouvelles sources d'énergie pour prendre en charge le besoin supplémentaire en énergie électrique.



Constat

La pointe enregistrée à Inga est en perpétuelle croissance pour atteindre aujourd'hui 70 % de la puissance installée (1276 KW/1776KW).

Conclusion

Les centrales d'Inga I et II sont suffisamment utilisées et il y a lieu d'envisager la construction de nouvelles centrales pour satisfaire à une demande en perpétuelle croissance.

4. TAUX D'UTILISATION DE LA POINTE

- Le taux d'utilisation de la pointe**
- C'est le rapport entre la puissance de pointe et la puissance disponible. Ce taux nous permet d'apprécier la réserve en énergie dont nous disposons réellement en cas d'une demande présente en énergie électrique.
- Taux d'utilisation de la pointe = $\frac{\text{Puissance de pointe}}{\text{Puissance disponible}}$
- Il nous donne une idée de la réserve froide et la réserve tournante.



Constat

Le taux d'utilisation des groupes est proche de 1 et presque constant au cours de la période d'observation.

Conclusion

Les machines d'Inga I et II fonctionnent en fournissant presque leurs puissances maximales disponibles. Les deux centrales fonctionnent sans réserve froide ni réserve tournante. Ceci corrobore la difficulté à organiser les entretiens par manque de groupes disponibles en réserve pour reprendre la demande en énergie électrique. Il faudrait également songer à construire de nouvelles sources puissantes d'énergie électrique.

5A. NOMBRE DE DECLENCHEMENTS DES GROUPES (INGA 1)**• Nombre de déclenchement**

- Il détermine le nombre de fois qu'un groupe quitte le réseau pour un problème technique ainsi que la cause de ce déclenchement.
- Ce taux nous indique la qualité de l'énergie par rapport à sa constance de fourniture.

**Constat**

Le nombre total de déclenchements est en perpétuelle croissance. L'année 2018 a atteint le nombre de 110 déclenchements à Inga I. La principale cause étant les réseaux alimentés par la centrale et principalement la ligne Inga-Kolwezi. Toute fois les déclenchements dus aux causes internes à la centrale sont aussi élevés et méritent une attention particulière.

En terme de pourcentage. Pour Inga I, 62 % de déclenchements sont dus aux causes externes à la centrale dont 50 % à la ligne continu et 12 % à la ligne de transport courant alternatif.

L'année la plus défavorable a été 2018 où ce taux a atteint 20 % du cumul de tous les déclenchements. Pour Inga II, les causes extérieures à la centrale occupent 56 % de nombre de déclenchements avec 34 % liées à la ligne à courant continu.

Conclusion

La principale cause de déclenchement des groupes est liée aux causes externes, c.à.d. les réseaux alimentés par ces centrales. La ligne à courant continu demeure le maillon faible dans cette structure.

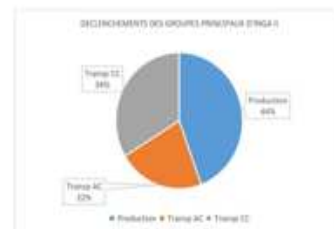
Il sera difficile d'éviter ces déclenchements tant que la ligne à courant continu et celles à courant alternatif ne seront pas stabilisées.

**5B. NOMBRE DE DECLENCHEMENTS DES GROUPES (INGA II)****• Nombre de déclenchement**

- Il détermine le nombre de fois qu'un groupe quitte le réseau pour un problème technique ainsi que la cause de ce déclenchement.
- Ce taux nous indique la qualité de l'énergie par rapport à sa constance de fourniture.

**Constat**

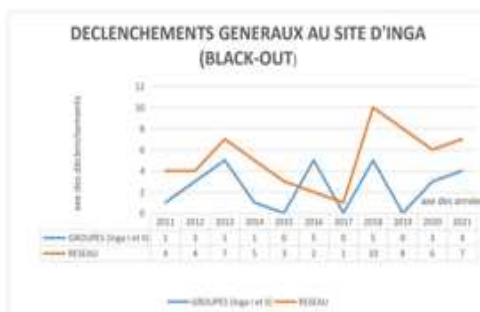
Les réseaux alimentés par la centrale représentent 56 % de causes de déclenchements à la centrale d'Inga II. Cependant, les défauts internes à la centrale, représentent le tiers de causes de déclenchements.



ISSN: 2456-6470

6. NOMBRE DE BLACK OUT**Nombre de black-out**

- Le « blackout » est le terme anglo-saxon désignant une coupure généralisée de l'approvisionnement en électricité sur toute ou partie d'un territoire. Cette coupure est due à un déséquilibre sur le réseau ou la demande est fortement supérieure à la capacité de production ou à un défaut sur le réseau.
- Dans ce travail, ce nombre définit le nombre de coupures générales connues tout au long d'une année.
- Nombre de black-out à = Nombre de coupures générales à la centrale
- Cet indicateur nous donne une idée sur la sécurité d'alimentation en énergie électrique. Un nombre élevé de blackouts, peut contribuer à l'insécurité des populations alimentées car tous les sites et villes alimentés sont dépourvus de l'électricité au même moment ainsi qu'à la paralysie des activités sociales et économiques qui dépendent de l'énergie électrique.
- <https://www.perial.com/actualites/le-blackout-energetique-est-quoi-decryptage?>

**Constat**

Le nombre de blackout ne semble pas diminuer, au contraire la tendance est à la hausse. La principale cause est le réseau alimenté (68 %) mais les groupes aussi représentant 32 % de cause.

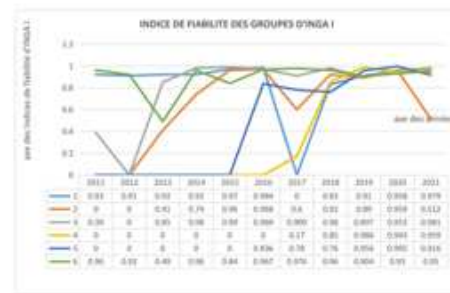
Un effort est à fournir et en interne et en externe pour réduire voire annuler ces déclenchements généraux.

7. INDICE DE FIABILITE DES GROUPES

• **Indice de fiabilité**

- La fiabilité est la probabilité qu'à un produit d'accomplir de manière satisfaisante, une fonction requise, sous des conditions données et pendant une période de temps donnée.
- C'est une science des défaillances basée sur l'expérience.

$$\text{Indice de fiabilité} = 1 - \frac{\text{Nombre d'heures d'arrêts dûs aux pannes}}{\text{Nombre d'heures total de fonctionnement}}$$

**Constat pour Inga 1**

Pour les groupes d'Inga I, l'indice de fiabilité est variable et se rapproche de 1 à partir de l'année 2018. Avant 2015, plusieurs groupes avaient une faible fiabilité, la tendance à partir de 2016 est évolutive.

8.A. PRODUCTIVITE DES GROUPES DES CENTRALES

- C'est le ratio de l'énergie produite en rapport à l'énergie disponible. Sur le plan commercial, elle nous permet de voir la façon dont l'énergie disponible à la centrale est consommée.
- $\text{Productivité de la centrale} = \frac{\text{Energie produite}}{\text{Energie disponible}}$
- Une faible productivité, indique que l'énergie disponible n'est pas suffisamment consommée et une forte productivité est bonne sur le plan commercial mais peut dénoter une faible réserve en énergie.

**Constat**

Tous les groupes disponibles sont utilisés au maximum. La productivité de deux centrales est en perpétuelle croissance.

Conclusion

La productivité à Inga I et II ont atteint des valeurs qui dépassent 80 %, l'énergie disponible est totalement consommée.

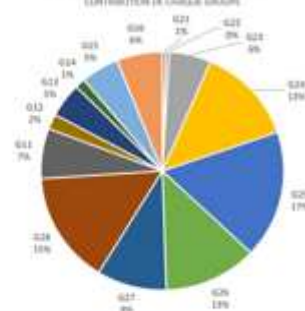
8B. PRODUCTIVITE DES GROUPES (EN POURCENTAGE)

- Constat Inga 1**
- Pour Inga I, la production de chaque groupe a un caractère aléatoire évoluant en dent de scie. Deux groupes connaissent globalement une faible production : il s'agit du groupe G 14 et G 12 respectivement avec 5% et 8% de l'énergie totale produite à Inga I, depuis la mise en service de cette centrale.
- Constat Inga 2**
- Le groupe le plus productif est le G25 avec 17% de toute la production d'Inga depuis sa mise en service, suivi des groupes G28, G24 et G26, avec respectivement 15%, 13% et 13%.
- Par contre, le groupe G22, clôture la liste avec 0,4 %, après G21 et G14, ayant produit chacun 1% d'énergie totale.

PRODUCTION BRUTE D'INGA I DE 2011 A 2021
CONTRIBUTION DE CHAQUE GROUPE EN %



PRODUCTION BRUTE D'INGA I ET II DE 2011 A 2021
CONTRIBUTION DE CHAQUE GROUPE



7. General observations

Based on the data analyzed in this chapter:

1. We observe that a huge effort is being made to increase the number of groups available on the networks.
2. Reliability alone, as a study based on historical data and feedback, is not a determining factor in analyzing the operational reliability of an installation. Its analysis should be supplemented by the use of other operational metrics.
3. The random nature of reliability indicates the following facts:

The machines at Inga, and especially Inga II, already had manufacturing defects from the moment they were put into service in 1982;

Some groups were very productive, mainly groups G25, G28 and G27 of Inga 2 (Siemens manufacture), while some groups were poorly productive for various reasons including manufacturing defects.

The absence of a targeted, regular, and adaptive maintenance policy.

4. The networks supplied by the two power plants have a serious problem of proper functioning and contribute enormously to the tripping of the Inga groups (Inga-Kinshasa line and Inga-Kolwezi line).
5. The unavailability of spare parts contributes to the shutdowns of the groups, it reached 76 percent of the causes of unavailability at Inga II.
6. An annual average of 8 blackouts or general power outages is a very high number and deserves special attention, compared to the average in Africa which is 6, and that of Europe which is 0.3 per year.
7. The peak demand recorded at Inga is also constantly increasing, which, conversely, reduces the number of available units in terms of rotating or cold reserve. This makes scheduling maintenance, repair, or upkeep work more difficult.

8. General recommendations

Based on the observations mentioned above, we recommend the following to the operator:

To continue efforts to improve the reliability of machines and associated networks in order to enhance the quality of energy supplied to consumers.

For the power plant

To organize the management of stores by making spare parts available, which often break down.

Make the less productive power plant groups more reliable, G12, 13 and 14 at Inga 1 and G21 and G22 at Inga 2.

To develop a coherent maintenance policy in terms of human, material, and financial resources. Consider the construction of new power plants to facilitate maintenance by increasing rotating and cooling capacity, while maintaining a cooling capacity of at least 25 percent. Establish a dynamic maintenance work schedule that takes into account machine behavior.

Opt for Reliability-Based Maintenance (RCM) : Reliability Centered Maintenance) Modernize outdated equipment by taking into account new technology. Ensure almost continuous staff training.

For the transport networks supplied by the power plant

Particular attention should be paid to improving the reliability of the Inga-Kolwezi high voltage direct current line and the high voltage alternating current network, which account for three-quarters of the causes of tripping.

BIBLIOGRAPHY

- [1] Banza Ilunga Aimé, Faculty of Law, University of Lubumbashi, 2010.
- [2] SNEL, 2018 Annual Report, p. 14.
- [3] Heuraux, C. (2010), The Inga Hydroelectric Site: A Summary of the Potential and Challenges of Major African Projects, p. 91, Karthala Publishing.
- [4] African Development Fund (2006), Development Study of the Inga Site.
- [5] Fanseca Mansianga (2019), Jeune Afrique économique.
- [6] Pierre Jacquemont, (2017), Afrique contemporaine (No. 261-262), pp. 252-253.
- [7] CABAU Emmanuel, Introduction to Safety Design, Technical Notebook No. 144, June 1999.
- [8] CLERMIDY Fabien, Improving the Reliability of Parallel Computers, INPG, 1999.
- [9] CYR Charles, Development of Fault Detection Algorithms for Predictive Maintenance of Hydroelectric Generators, Laval University, March 2004.
- [10] DEHOMBREUX P., How to Evolve the Interest of a Preventive Maintenance Policy, Polytechnic Faculty of Mons, June 2006.

- [11] DESPUJOLS, Maintenance, Risk and Performance, 15th Congress on Risk Management and Operational Safety, Lille, October 10-12, 2006.
- [12] ENSPM Training, Maintenance Center, Equipment Availability Management, Paris, November 26-30, 2007.
- [13] FASSEU V., Reliability, 2003. GATINE G., High-availability electrical distribution, Merlin Gerin technical note no. 148, October 1991.
- [14] HERROU B. and ELGHORBA, FMEA, a powerful tool for maintenance optimization, application to a motor compressor of a Moroccan SME, FES, 2005.
- [15] HOHMANN, Christian, Maintenance policy, October 2006. ICM- Inga, Summary of generator tripping at the Inga 1 power plant from 1973 to 1997, memo 153, November 1997.
- [16] ICM-Inga, Summary of generator tripping at Inga from 1973 to 1997. LANNOY A. Decision-making tool for the design and life cycle of an industrial asset, 2006.
- [17] LEMAIRE Marielle, Safety of MV and HV protection systems, Merlin Gerin technical note no. 175, March 1995.
- [18] LOGIACO Sylvie, Safety studies of electrical installations, Merlin Gerin technical booklet no. 184, January 1999.
- [19] MEGGER, Predictive maintenance of transformers. MIL-H DBK – 217F, Failure rate of electronic components in operation, DOD (USA), 1991.
- [20] PAGES A. and GONDRAN M. Reliability of systems Eyrolles EDF, 1980. PICHOT Claude 10th International Maintenance Forum November 2006.
- [21] PROCACCIA Henri, Reliability of equipment and the theory of frequency-domain and Bayesian statistical decision-making, Eyrolles, Paris 1992.
- [22] ROMAMET-PEROUX Philippe, Operational safety and LV electrical switchboard, technical booklet no. 156, October 1998.
- [23] SNEL, Maintenance program 2010. SOCARD A., Reliability-availability, Socard Consultants, Paris, February 2005.
- [24] Webography: WIKIPEDIA, Inga Dam, accessed 05/11/2024
- [25] https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61116_7Bed1.0_7Db.img.pdf
- [26] <https://www.france-hydro-electricite.fr/lhydroelectricite-en-france/reglementation/>
- [27] <https://www.grand-est.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/201810-plaq-hydroelectricite-w5-2.pdf>
- [28] <https://www.grand-est.developpement-durable.gouv.fr/>