RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Yahia Fares de MEDEA
Faculté de Technologie
Département Génie Électrique



MÉMOIRE DE **MASTER**

Spécialité : Réseaux Électriques

Présenté par : Tahar Amer

Thème

Étude d'Écoulement de Puissance et Courant de Défaut d'une Sous-Station 20KV de la Raffinerie d'Alger sidi R'zine

Encadreé par :

Dr.	**TAMI Youcef**	Docteur	à UNIV-MEDEA	Encadreur
M.	**NOUTI Abdellatif**	Enseignant_Vacataire	à UNIV-MEDEA	Co-Encadreur

Année Universitaire : **2024/2025**


بسم الله الرحمن الرحيم

Je dédie ce mémoire à ma famille et à mes proches, pour leur amour et leur soutien constant.
À mon encadrant, pour ses précieux conseils. Et à tous ceux qui, de près ou de loin, m'ont accompagné dans cette belle aventure.
À ma chère épouse, Mon amour, ma source d'inspiration et mon pilier dans chaque étape de ma vie. Sans ton soutien, ta patience et ton amour inconditionnel, ce mémoire n'aurait pas été possible. Merci pour ta présence, tes encouragements et pour croire en moi chaque jour. Ce travail est autant le tien que le mien.
À mes enfants, Vous êtes ma plus belle motivation et la raison pour laquelle je me surpasse chaque jour. Que ce mémoire soit un exemple pour vous, pour vous montrer que le travail, la persévérance et la passion permettent d'atteindre ses rêves.

شكر و عرفان

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات، والصلاة والسلام على سيدنا محمد، خاتم الأنبياء والمرسلين، وعلى آله وصحبه أجمعين.
أتقدم بخالص عبارات الشكر والتقدير إلى الأستاذ الفاضل **د'تامي يوسف**، مشرف هذا العمل، على ما قدمه لي من دعم وتوجيهات قيمة طوال فترة إنجاز هذا المشروع، والتي كان لها بالغ الأثر في تحسين جودة هذا العمل.
كما أتوجه بجزيل الشكر والامتنان إلى مساعد المشرف **السيد نوتي عبد اللطيف** على كل المجهودات المبذولة، وعلى دعمه المستمر وإرشاداته الدقيقة التي ساعدتني كثيراً في تجاوز العديد من الصعوبات.
ولا يفوتني أن أشكر المهندس **خلافي محمد عبد الله** على مساهمته الفعالة ومساعدته القيّمة في الجانب التطبيقي من هذا العمل. كما أعبّر عن امتناني الكبير لجميع زملاء العمل في **مصلحة الكهرباء لمصفاة الجزائر** على تعاونهم وروحهم المهنية التي ساهمت في توفير بيئة عمل محفزة ومثمرة.
وفي الختام، أخص بالشكر عائلتي الكريمة على دعمها المعنوي المتواصل، وتشجيعها الدائم طوال فترة دراستي. جزاكم الله خير الجزاء، ووفقكم لما فيه الخير والسداد. وأخص بالشكر أصدقائي وزملائي الذين رافقوني خلال سنوات الدراسة، وشاركوا معي هذا المشوار العلمي بكل ما فيه من تحديات. .

Remerciment

Je commence par exprimer ma gratitude envers Allah le Tout-Puissant pour m'avoir accordé le courage et la patience nécessaires pour mener ce travail à son terme.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **Monsieur D. Tami Youssef**, mon encadrant, pour son encadrement attentif, ses conseils précieux et son accompagnement tout au long de ce travail. Son expertise et sa disponibilité ont été déterminantes dans la réalisation de ce mémoire.

Mes remerciements les plus sincères vont également à **Monsieur Nouti Abdelatif**, co-encadrant, pour les efforts déployés et son soutien constant tout au long du projet.

Je remercie chaleureusement **l'ingénieur Khalafi Mohamed Abdellah** pour son aide précieuse dans la partie pratique et sa collaboration technique efficace. Je n'oublie pas de remercier l'ensemble de mes collègues de **service électricité de la raffinerie d'Alger** pour leur esprit de collaboration, leur accueil et l'ambiance professionnelle qu'ils ont su créer durant toute la période de travail.

Enfin, mes pensées les plus sincères vont à ma famille, pour leur soutien moral, leur patience et leur encouragement inestimable tout au long de mon parcours. Merci à tous.

ملخص

يتناول هذا البحث دراسة تدفق القدرة وحساب تيارات الأعطال في شبكة صناعية، وتحديداً محطة التحويل ذات الجهد $20kv$ في مصفاة الجزائر.
الهدف الأساسي من الدراسة هو تحليل السلوك الكهربائي للشبكة تحت ظروف تشغيل مختلفة، باستخدام برنامج المحاكاة $ETAP$.
يشمل العمل نمذجة المصادر، والمحولات، والخطوط، والأحمال، بالإضافة إلى حساب تدفق القدرة باستخدام طريقة (نيوتن-رافسون)، وكذلك حساب تيارات القصر بأنواعها (ثلاثي الأطوار، ثنائي الأرض، وأحادي الأرض).

الكلمات المفتاحية: محطة تحويل $20kv$ مصفاة الجزائر، برنامج $ETAP$، محاكاة تدفق القدرة، تيارات الأعطال.

Abstract

This memory focuses on the study of power flow and fault current calculations in an industrial network, specifically the 20 kV substation of the Algiers refinery.
The main objective is to analyse the electrical behaviour of the network under various operating conditions by using ETAP software for modelling and simulation.
The work involves modelling of sources, transformers, cables, and loads, calculating power flow using the Newton-Raphson method, as well as fault current calculations for three-phase, double line-to-ground, and single line-to-ground faults.

Keywords: 20 kV substation, Algiers refinery, ETAP, modelling, power flow, fault currents.

Résumé

Ce mémoire porte sur l'étude de l'écoulement de puissance ainsi que du calcul des courants de défaut dans un réseau industriel, en l'occurrence la sous-station 20 kV de la raffinerie d'Alger.
L'objectif principal est d'analyser le comportement électrique du réseau dans différentes conditions de fonctionnement, en utilisant le logiciel ETAP pour la modélisation et la simulation.
Le travail comprend la modélisation des sources, des transformateurs, des lignes et charges, le calcul des flux de puissance par la méthode de Newton-Raphson, ainsi que le calcul des courants de court-circuit (défauts triphasés, double ligne-terre et ligne-terre simple).

Mots-clés : sous-station 20 kV, raffinerie d'Alger, ETAP, modélisation, écoulement de puissance, courants de défaut.

Table des matières

Table des figures **I**

Liste des tableaux **III**

Nomenclature **IV**

Introduction générale **1**

I Présentation de la Raffinerie et de la Sous-Station 20 kV **4**

I.1 Introduction 5

I.2 Présentation de la raffinerie d'Alger 5

I.2.1 Caractéristiques générales et capacités de production 6

I.2.2 Processus de raffinage et unités de production 6

I.2.3 Importance économique et impact environnemental 8

I.2.4 Perspectives et avenir de la raffinerie d'Alger 9

I.3 Présentation générale des réseaux électriques industriels 9

I.3.1 Définition 9

I.3.2 Structure des Réseaux Électriques Industriels 10

I.3.3 Composants des Réseaux Électriques Industriels 11

I.4 Importance de la sous-station 20 kV dans une raffinerie 16

I.4.1 Alimentation et distribution électrique 16

I.5 Conclusion 18

II L'importance de l'étude de l'Écoulement de Puissance et calcul de Courant de Defaut **19**

II.1 Introduction 20

II.2 Définition de L'ecoulement de puissance 21

II.2.1 Classification des jeux de barres (nœuds) 21

II.2.2 Calcul de l'écoulement de puissance 22

II.2.3 Méthode de Newton-Raphson pour l'écoulement de puissance 24

II.2.4 Équations à résoudre 25

II.2.5 Jacobienne du système . . . 25
II.3 Définition du Courant de Défaut . . . 26
II.3.1 Les causes des courants de défaut . . . 27
II.3.2 Classification des défauts . . . 27
II.3.3 Modélisation des défauts . . . 28
II.4 Conclusion . . . 29

III Protection et coordination **31**
III.1 Introduction . . . 32
III.2 Généralités sur les protections électriques . . . 32
III.2.1 Définition . . . 32
III.2.2 Objectifs de la protection . . . 32
III.2.3 Types de défauts à détecter . . . 33
III.3 La protection maximum de courant . . . 33
III.3.1 Principe . . . 33
III.3.2 Paramètres de réglage . . . 33
III.4 Coordination des relais de protection . . . 34
III.4.1 Définition . . . 34
III.4.2 Types de coordination . . . 34
III.5 Illustrations et schémas explicatifs . . . 34
III.5.1 Schéma électrique de coordination hiérarchique . . . 34
III.5.2 Courbes de déclenchement temps-courant . . . 35
III.6 Conclusion . . . 37

IV Simulation et Analyse sous Logiciel ETAP **38**
IV.1 Introduction . . . 39
IV.2 Présentation du logiciel ETAP . . . 39
IV.2.1 Fonctionnalités principales . . . 40
IV.2.2 Étapes de simulation dans ETAP . . . 40
IV.3 Modélisation de la sous-station dans ETAP . . . 41
IV.3.1 Données de simulation . . . 43
IV.4 Scénarios de simulation . . . 47
IV.5 Simulation de l'écoulement de puissance . . . 48
IV.5.1 Analyse de l'écoulement de puissance dans le réseau industriel . . . 49
IV.6 Simulation du courant de défaut . . . 51
IV.6.1 Analyse du courant de défaut . . . 52
IV.7 Coordination des protections . . . 54

IV.7.1 simulation de défaut ou barre principale 55
IV.7.2 Simulation d'un défaut au niveau d'une charge 57
IV.8 Conclusion 59

Conclusion Générale **60**

Bibliographie **62**

A Paramétrage des éléments électriques sur Logiciel ETAP 19.0.1 **a**

Table des figures

Fig. I.1 : Localisation géographique de la raffinerie d'Alger 5
Fig. I.2 : Unité de distillation atmosphérique (ADU) 7
Fig. I.3 : structure des réseaux électriques industriels 10
Fig. I.4 : Transformateur de puissance 12
Fig. I.5 : Tableau électrique 20 kV 13
Fig. I.6 : Centrale à cycle combiné 14
Fig. I.7 : Disjoncteur HTA (H.V. Vacuum Circuit Breaker) 15
Fig. I.8 : Relais numérique 16
Fig. I.9 : Représentation des sources d'alimentation (ECS) 17
Fig. I.10 : Cellule disjoncteur module 8DB 18

Fig. II.1 : Schéma illustrant les types de défauts (monophasé, biphasé, triphasé). . 28

Fig. III.1 : Schéma de coordination temporelle des relais HTB, HTA et BT 35
Fig. III.2 : Courbes typiques de déclenchement des relais 36

Fig. IV.1 : Interface principale du logiciel ETAP 39
Fig. IV.2 : Fonction d'écoulement de puissance (Load Flow) 41
Fig. IV.3 : Fonction de calcul de court-circuit (Short Circuit) 41
Fig. IV.4 : Schéma unifilaire du réseau électrique simulé sous ETAP 42
Fig. IV.5 : Écoulement de puissance de RA1G 49
Fig. IV.6 : Schéma du courant de court-circuit 52
Fig. IV.7 : schéma unifilaire de la sous-station 20 kV 55
Fig. IV.8 : courbe de déclenchement (TCC) 56
Fig. IV.9 : Schéma unifilaire du réseau montrant la position des relais et le défaut sur SS_22A 57
Fig. IV.10 : courbe de protection des relais 58

Fig. A.1 : Fonctionnalités de simulation sous ETAP : source et ligne aérienne . . . a
Fig. A.2 : Fonctionnalités de simulation sous ETAP : Les parametres de transformateur . . . . . b

Fig. A.3 : Principales fonctionnalités et interfaces du logiciel ETAP c
Fig. A.4 : les fonctions de relais . . . . . d
Fig. A.5 : reglages des bus barres . . . . . d
Fig. A.6 : Principales fonctionnalités de generateurs GTG et les bus barres . . . . e

Liste des tableaux

Tab. I.1 : Description de module 8DB 18

Tab. II.1 : Les types de nœuds des réseaux éclectiques 22
Tab. II.2 : Synthèse des principales causes de court-circuit 27

Tab. III.1 : Exemples de réglages de relais selon le niveau de tension 37

Tab. IV.1 : Caractéristiques de ligne aérienne (O.H.L) et câble souterrain (U.G) . . 44
Tab. IV.2 : Caractéristiques techniques des transformateurs YARD-TR-12-01-A et B 44
Tab. IV.3 : Caractéristiques électriques de base du générateur GTG 45
Tab. IV.4 : Réactances et constantes dynamiques du générateur GTG (valeurs saturées et insaturées) 45
Tab. IV.5 : Données du générateur STG 46
Tab. IV.6 : Données des transformateurs CPP-TR-32-01 et CPP-TR-32-02 47
Tab. IV.7 : Résultat obtenu de l'écoulement de puissance 51
Tab. IV.8 : Résultat de répartition des courants de court-circuit aux différents points du réseau 53
Tab. IV.9 : Courants de court-circuit triphasés relevés dans le réseau 54

Nomenclature

ADU Unité de Distillation Atmosphérique

BT Basse Tension

CCR Unité de reformage catalytique

CPECC China Petroleum Engineering and Construction Corporation

delta L'Angle de phase

ECS Système de Contrôle d'Exploitation

ETAP Electrical Transient Analyzer Program

GIS Gas Insulated Switchgear

GPL gaz de pétrole liquéfié

GTG Gas Turbine Generator

HTA Haut Tension A

HTB Haut Tension B

P Puissance active injectée ou soutirée (en MW)

Q Puissance réactive injectée ou soutirée (en Mvar)

RA1G Raffenerie d'alger n 01

RFCC Unité de craquage catalytique de fluide résiduel

SRU Unité de désulfuration des carburants

SS-CPP Sous-Station-Centrale de Production Propre

STG Steam Turbine Generator

V La Tension en volt

Introduction générale

L'essor de l'industrie pétrolière et gazière en Algérie a nécessité la mise en place d'infrastructures énergétiques fiables et performantes. Les raffineries, en tant qu'acteurs majeurs de la transformation des hydrocarbures, s'appuient sur des réseaux électriques complexes pour garantir un fonctionnement optimal et sécurisé. Dans ce contexte, la gestion de l'alimentation électrique et l'analyse des phénomènes électriques dans les sous-stations haute et moyenne tension constituent des enjeux cruciaux [1, 2].

Parmi les études essentielles dans ce domaine, l'écoulement de puissance et le calcul des courants de défaut occupent une place centrale. L'étude de l'écoulement de puissance permet de déterminer la répartition de l'énergie électrique dans le réseau, tandis que l'analyse des courants de défaut est indispensable pour assurer la protection des équipements et des personnes en cas d'incident [3]. Une mauvaise conception ou un mauvais dimensionnement des protections peuvent entraîner des perturbations majeures, des arrêts de production, voire des accidents industriels.

Dans ce mémoire, nous nous intéressons à l'étude de l'écoulement de puissance et du calcul des courants de défaut dans une sous-station 20 kV d'une raffinerie en Algérie, en prenant comme cas d'étude la sous-station de la Raffinerie d'Alger. Pour ce faire, nous utiliserons le logiciel ETAP, un outil de simulation avancé permettant d'analyser les performances du réseau électrique et d'évaluer les niveaux de court-circuit [4, 5].

Notre travail consistera principalement à :

— Présenter la raffinerie d'Alger et son réseau électrique industriel, puis modéliser la sous-station 20 kV dans ETAP à partir des données réelles.

— Effectuer une simulation de l'écoulement de puissance afin d'identifier la distribution de charge et les pertes éventuelles.

— Simuler avec ETAP les courants de défaut (monophasé, biphasé et triphasé) et analyser leur impact sur les protections.

— Étudier la coordination des relais de protection pour assurer une sélectivité efficace et éviter les déclenchements non désirés.

Nous structurerons ce travail en plusieurs chapitres. Le premier sera consacré à la présentation de la Raffinerie d'Alger et de son réseau électrique. Ensuite, nous exposerons les fondements théoriques de l'écoulement de puissance, du calcul des courants de défaut, et de la coordination des relais de protection. Nous décrirons ensuite la modélisation sous ETAP, avant de présenter et d'analyser les résultats de simulation. Enfin, nous conclurons en mettant en avant les principales recommandations et perspectives d'amélioration.

Ce travail constitue une contribution à la compréhension et à l'optimisation du réseau électrique d'une raffinerie, un domaine stratégique pour la performance énergétique et la sécurité industrielle en Algérie.

Chapitre I

Présentation de la Raffinerie et de la Sous-Station 20 kV

I.1 Introduction

La raffinerie d'Alger est l'une des principales infrastructures de raffinage en Algérie. Située à Sidi R'cine, dans la banlieue est d'Alger, elle joue un rôle clé dans la transformation du pétrole brut en produits finis destinés à la consommation locale et à l'exportation.

Ce chapitre a pour objectif de présenter la raffinerie en mettant en avant son historique, son infrastructure, ses capacités de production, ainsi que son importance économique et environnementale [6].

I.2 Présentation de la raffinerie d'Alger

La raffinerie d'Alger **RA1G**, située à Sidi R'cine, dans la banlieue est de la capitale algérienne, est l'une des infrastructures clés du secteur pétrolier national. Mise en service en 1964, elle est exploitée par SONATRACH, la compagnie nationale des hydrocarbures. Sa construction visait à assurer l'approvisionnement en produits pétroliers raffinés de la région Centre, tout en réduisant la dépendance aux importations.

Au fil des années, des travaux de modernisation ont permis d'améliorer son efficacité, d'augmenter sa capacité de production et d'adopter des normes environnementales plus strictes. Aujourd'hui, elle joue un rôle essentiel dans la transformation du pétrole brut en produits finis destinés à la consommation locale et à l'exportation [6].



Figure I.1: Localisation géographique de la raffinerie d'Alger
[7]

I.2.1 Caractéristiques générales et capacités de production

La raffinerie d'Alger est conçue pour traiter le pétrole brut saharien, principalement issu du champ de Hassi Messaoud. Sa capacité de raffinage initiale était de 2,5 millions de tonnes/an, mais après un projet de modernisation mené entre 2016 et 2019 par la société chinoise China Petroleum Engineering and Construction Corporation (CPECC), cette capacité a été portée à 3,645 millions de tonnes/an, soit une augmentation de 35 %.

Ce projet de modernisation a permis l'introduction d'équipements de dernière génération, réduisant les pertes énergétiques et augmentant le rendement des produits raffinés.

De plus, les carburants produits sont désormais conformes aux normes Euro V, garantissant une meilleure qualité et une réduction des émissions polluantes [8, 9].

I.2.2 Processus de raffinage et unités de production

Le raffinage du pétrole brut repose sur une série d'unités de transformation qui permettent de séparer, traiter et améliorer les différentes fractions d'hydrocarbures.

Voici les principales unités de production présentes dans la raffinerie d'Alger :

I.2.2.1 Unité de distillation atmosphérique (ADU)

Cette unité est la première étape du processus de raffinage. Elle consiste à chauffer le pétrole brut afin de séparer ses différents composants selon leur volatilité. Elle produit :

— Gaz de pétrole (propane, butane)

— Naphta (utilisé pour la fabrication de l'essence)

— Kérosène (carburant pour l'aviation)

— Gasoil (diesel)

— Résidus atmosphériques (utilisés dans d'autres unités de traitement)



Figure I.2: Unité de distillation atmosphérique (ADU)
[7]

I.2.2.2 Unité de reformage catalytique (CCR)

Le naphta léger issu de la distillation est traité dans cette unité pour améliorer son indice d'octane et produire une essence plus performante. Ce processus génère également de l'hydrogène, un élément essentiel pour d'autres unités de traitement.

I.2.2.3 Unité de désulfuration des carburants (SRU)

Pour respecter les normes environnementales, plusieurs unités de désulfuration réduisent la teneur en soufre des carburants (essence, gasoil, kérosène). Cela permet de minimiser la pollution atmosphérique et d'améliorer la qualité des produits.

I.2.2.4 Unité de craquage catalytique de fluide résiduel (RFCC)

L'unité RFCC a pour mission de convertir, à haute température et à pression moyenne, les fractions lourdes de pétrole brut provenant de l'unité ADU (unité 100) en hydrocarbures plus légers et de plus grande valeur, grâce à l'action d'un catalyseur à base de silice et d'alumine finement divisées. Lors du craquage des grosses molécules d'hydrocarbures en molécules plus petites, une matière carbonée non volatile, appelée coke, se forme et se dépose sur le catalyseur. Les réactions de vaporisation et de craquage s'effectuent dans le riser-réacteur, en environ deux secondes. La formation de coke sur le catalyseur entraîne une perte de son activité catalytique en obstruant les sites actifs. Pour restaurer l'efficacité du catalyseur, le coke est éliminé par combustion dans la cuve de régénération 530-R-002, en présence d'air.

I.2.2.5 Unité de production de gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Le propane et le butane extraits lors du raffinage sont transformés en GPL, utilisé comme carburant domestique et industriel.

I.2.2.6 Produits raffinés et leur utilisation

La raffinerie d'Alger produit une large gamme de produits pétroliers :

— Essence sans plomb : carburant automobile conforme aux normes Euro V

— Gasoil (diesel) : carburant pour véhicules et moteurs industriels

— Kérosène (Jet A-1) : carburant pour l'aviation civile et militaire

— GPL (butane, propane) : utilisé pour le chauffage domestique et comme carburant alternatif

— Naphta : matière première pour l'industrie pétrochimique

— Fioul lourd : utilisé dans les centrales électriques et les industries

Grâce à l'adoption des normes Euro V, les carburants produits contiennent moins de soufre, ce qui réduit la pollution et améliore leur efficacité énergétique.

I.2.3 Importance économique et impact environnemental

I.2.3.1 Rôle économique

La raffinerie d'Alger couvre environ 95 % des besoins en carburants de la région Centre, limitant ainsi la dépendance aux importations et garantissant une meilleure autonomie énergétique du pays. Elle permet également l'exportation de certains produits pétroliers, générant des revenus supplémentaires pour SONATRACH et l'économie nationale [10].

I.2.3.2 Sécurité et maintenance

Pour garantir le bon fonctionnement des installations, un plan de maintenance préventive est appliqué, incluant des inspections régulières des équipements. Des systèmes de détection de fuites, de contrôle des émissions et de protection contre les incendies sont également intégrés au site [11].

I.2.3.3 Impact environnemental

Des mesures strictes ont été mises en place pour limiter l'impact écologique du raffinage :

— Réduction des émissions de CO_2 et SO_2 grâce aux unités de désulfuration

— Traitement des eaux usées avant rejet dans l'environnement

— Réduction des déchets solides et mise en place d'un programme de recyclage

La modernisation récente a permis de rendre la raffinerie plus respectueuse de l'environnement tout en améliorant son efficacité énergétique [12].

I.2.4 Perspectives et avenir de la raffinerie d'Alger

Face à la croissance de la demande en produits raffinés et aux enjeux environnementaux, la raffinerie d'Alger continue d'évoluer pour s'adapter aux exigences du marché. Parmi les projets à venir :

— Augmentation de la capacité de raffinage pour réduire les importations

— Amélioration des technologies pour optimiser le rendement

— Développement des biocarburants et des carburants alternatifs

— Optimisation de la consommation énergétique pour réduire l'empreinte carbone

I.3 Présentation générale des réseaux électriques industriels

I.3.1 Définition

Un réseau est une structure générale basée sur la bonne conception et le bon fonctionnement d'un ensemble d'équipements, comprenant : lignes aériennes et souterraines, sous-stations, câbles, appareillages, transformateurs, parafoudres, etc. Une fois assemblés, ils forment physiquement le réseau. La qualité de ces éléments détermine grandement celle du réseau, et donc la qualité de l'alimentation électrique des clients.

Au final, c'est un ensemble de systèmes qui automatisent et transmettent des informations et des commandes, coordonnés les uns avec les autres, de sorte que ce "système nerveux" est absolument nécessaire à la protection des structures et des matériaux, ainsi qu'à la pérennité du réseau face aux défaillances internes et aux influences externes telles que la foudre et les conditions météorologiques. Un tel système est également nécessaire pour que l'opérateur maîtrise un outil technique qui, du moins pour les réseaux publics, n'est pas centralisé en un seul endroit, mais couvre des milliers, voire des centaines de milliers de kilomètres carrés.

Le réseau électrique a pour fonction de relier les centres de production, tels que les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques, etc., aux centres de consommation (villes, usines, etc.). L'énergie est transportée à haute, voire très haute tension, pour limiter les pertes Joule (la perte est proportionnelle au carré de l'intensité), puis est progressivement réduite au niveau de tension de l'utilisateur final. [13] [14]

I.3.2 Structure des Réseaux Électriques Industriels

Les réseaux électriques peuvent être structurés de différentes façons selon leur niveau de tension et leur fonction dans le système électrique. On distingue trois grandes catégories : réseaux de transport, réseaux de répartition et réseaux de distribution, chacun ayant des structures spécifiques.

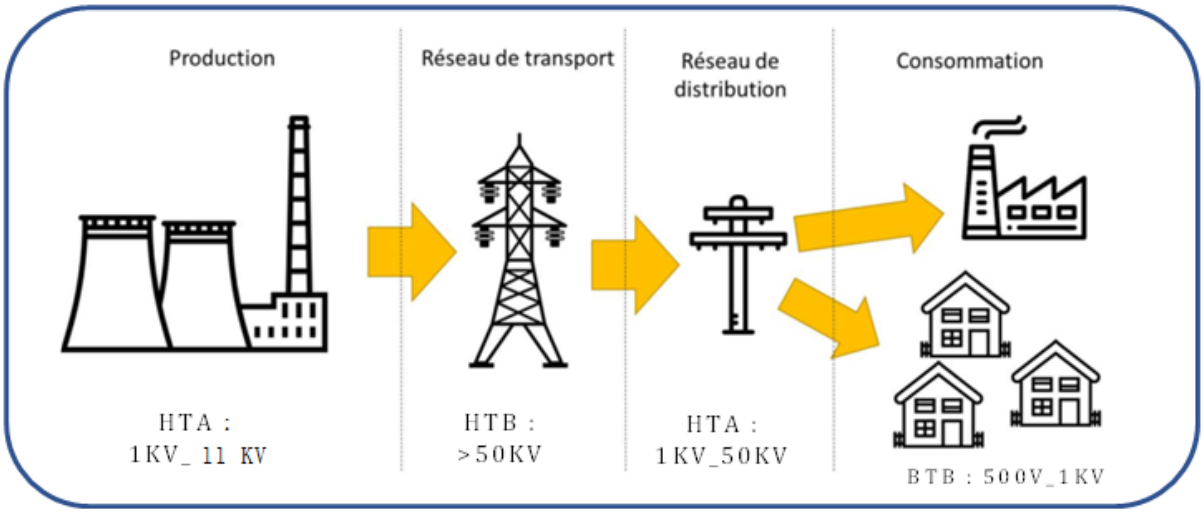


Figure I.3: structure des réseaux électriques industriels [15]

I.3.2.1 Réseau de transport

Le réseau de transport constitue le niveau supérieur du système électrique. Il fonctionne à haute tension (HTB), généralement entre 50 kV et 400 kV. Son objectif principal est d'acheminer l'énergie électrique produite dans les grands centres de production vers les régions consommatrices, parfois très éloignées. En raison des puissances importantes qui y transitent, ce réseau est composé de lignes à forte capacité de transmission.

Sa structure est maillée, c'est-à-dire que les lignes sont interconnectées de manière à permettre plusieurs chemins possibles pour l'acheminement de l'énergie. Cette configuration offre une grande fiabilité, car elle permet de maintenir la continuité de service même en cas de perte d'un élément du réseau. Le fonctionnement en respectant le critère du

N-1, qui consiste à garantir qu'aucune coupure ne survient après la perte d'un composant unique (ligne, transformateur ou générateur), est essentiel pour assurer la stabilité du système [15, 16].

I.3.2.2 Réseau de répartition

Le réseau de répartition assure la transition entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il fonctionne à des tensions comprises entre 30 kV et 150 kV et permet d'alimenter les différentes zones d'une région à partir des postes de transformation connectés au réseau de transport.

Ce réseau peut être alimenté à la fois par des transformateurs issus du transport et par des unités de production décentralisées de moyenne puissance. Sa structure peut être maillée ou bouclée selon les caractéristiques régionales et les contraintes d'exploitation. Contrairement au réseau de transport qui est systématiquement maillé, le réseau de répartition peut être exploité de façon débouclée, notamment pour limiter les flux sur certaines lignes. La coordination avec le réseau de transport est primordiale, car les effets de surcharge ou de report de charge peuvent également concerner ce niveau du réseau. Sa gestion nécessite donc des outils de supervision et de simulation adaptés [15].

I.3.2.3 Réseau de distribution

Le réseau de distribution représente le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'électricité. Il a pour rôle d'alimenter directement les consommateurs finaux, qu'ils soient particuliers, professionnels ou industriels. Il se divise en deux sous-niveaux de tension : la moyenne tension (HTA) , allant de 1 à 50 kV, et la basse tension (BT), généralement comprise entre 50 V et 1 000 V.

Ce réseau se caractérise par une structure majoritairement arborescente, qui s'organise autour de postes sources à partir desquels l'énergie est distribuée le long d'artères et de dérivations jusqu'aux postes de transformation HTA/BT. Cette structure, bien que simple et économique, présente une vulnérabilité en cas de défaut, car un incident sur une ligne entraîne l'interruption de l'alimentation pour tous les consommateurs connectés en aval [15].

I.3.3 Composants des Réseaux Électriques Industriels

Les principaux composants des réseaux électriques industriels comprennent plusieurs éléments, dont :

I.3.3.1 Transformateur

Les transformateurs sont des équipements électriques fondamentaux permettant l'adaptation des niveaux de tension et de courant aux exigences opérationnelles d'une installation. Ils assurent la conversion de la tension électrique au sein d'un réseau, soit par élévation, soit par abaissement, afin de garantir la compatibilité et l'alimentation optimale des équipements connectés.

Essentiels à la stabilité et à l'efficacité du système électrique, les transformateurs de puissance jouent un rôle clé dans la régulation et la distribution de l'énergie. Ils sont stratégiquement positionnés au sein du réseau pour ajuster la tension en fonction des contraintes techniques et des besoins de l'installation. Selon leur fonction, ils peuvent être employés pour réduire la tension en vue de la distribution locale ou l'augmenter afin d'assurer une transmission efficace et minimiser les pertes en ligne. [17]

La figure suivante (figure I.4) représente un transformateur de puissance :



Figure I.4: Transformateur de puissance
[18]

I.3.3.2 Tableaux de distribution

Les tableaux de distribution sont des dispositifs électriques permettant de répartir l'énergie provenant des sources principales ou des générateurs vers les différents circuits et équipements d'une installation. Leur rôle essentiel est d'assurer une distribution sécurisée et optimale de l'électricité en régulant le flux de courant selon les besoins spécifiques.

Équipés de dispositifs de protection tels que disjoncteurs, fusibles et interrupteurs, ils

protègent les circuits contre les surcharges, les courts-circuits et autres anomalies électriques. Ils contribuent ainsi à la gestion efficace et à la coordination de l'alimentation électrique, garantissant le bon fonctionnement et la sécurité des équipements. [17]

La figure suivante (figure I.5) représente un tableau de distribution électrique de 20 kV :



Figure I.5: Tableau électrique 20 kV
[19]

I.3.3.3 Les sources internes

Dans le secteur industriel, les sources internes, notamment les générateurs, constituent un élément fondamental du réseau électrique. Conçus pour assurer une alimentation stable et continue, ils interviennent particulièrement en cas de défaillance du réseau principal, garantissant ainsi la disponibilité de l'énergie nécessaire au fonctionnement des équipements et à la sécurité des installations.

En plus de renforcer l'autonomie énergétique des entreprises, ces générateurs permettent une gestion optimisée de la demande en électricité et réduisent la dépendance vis-à-vis du réseau externe. Leur intégration contribue également à la stabilité du réseau industriel, en apportant une puissance de secours lors des fluctuations de charge ou des interruptions de service. [17]

La figure suivante (figure I.6) représente une centrale à cycle combiné :



Figure I.6: Centrale à cycle combiné
[20]

I.3.3.4 Interrupteurs et disjoncteurs

Les interrupteurs et les disjoncteurs sont des dispositifs essentiels à la sécurité et à la protection des réseaux électriques, permettant l'isolement rapide des circuits en cas de surcharge ou d'urgence. En présence d'une anomalie, telle qu'un court-circuit ou une surcharge électrique, ces équipements interrompent instantanément le passage du courant, évitant ainsi d'éventuels dommages aux installations et garantissant la sécurité des personnes.

Tandis que les interrupteurs servent principalement à l'ouverture et à la fermeture manuelle des circuits, les disjoncteurs intègrent un mécanisme de détection automatique capable d'interrompre l'alimentation en cas de défaut électrique. Ces dispositifs de protection jouent un rôle clé dans la fiabilité et la prévention des risques électriques. [17]

La figure suivante (figure I.7) représente un disjoncteur HTA :



Figure I.7: Disjoncteur HTA (H.V. Vacuum Circuit Breaker)
[19]

I.3.3.5 Systèmes de surveillance

Ces systèmes sont conçus pour assurer une surveillance continue des paramètres électriques d'un réseau, détectant de manière proactive toute variation anormale par rapport aux conditions de fonctionnement habituelles. Leur principale fonction est d'identifier les écarts ou anomalies susceptibles d'indiquer un dysfonctionnement ou une panne imminente.

En repérant ces irrégularités dès leur apparition, ces dispositifs permettent aux opérateurs ou aux systèmes automatisés d'intervenir rapidement, limitant ainsi les risques de défaillance, réduisant les interruptions de service et renforçant la fiabilité du système électrique. [17]

La figure suivante (figure I.8) représente un relais numérique :



Figure I.8: Relais numérique
[19]

I.4 Importance de la sous-station 20 kV dans une raffinerie

La sous-station de distribution CPP-20kV représente le centre nerveux du système électrique de l'installation. Le tableau principal de distribution 20kV (CPP-SW-2-01), conçu avec une technologie à double jeu de barres isolé au gaz (GIS), regroupe l'ensemble des sources d'alimentation électrique, qu'elles proviennent de la production interne (générateurs STG et GTG) ou du réseau externe via des transformateurs 60/20kV.
Cette sous-station joue un rôle essentiel dans la redistribution de l'énergie vers les différentes unités de l'usine, garantissant ainsi la continuité et la fiabilité de l'alimentation. L'emploi de commutateurs motorisés à trois positions offre une grande flexibilité opérationnelle et renforce la sécurité, en permettant la connexion d'une ligne à un seul jeu de barres à la fois. Ce dispositif assure une gestion optimisée du réseau interne et facilite les interventions de maintenance sans perturber le fonctionnement global de l'installation. [17]

I.4.1 Alimentation et distribution électrique

Les principales caractéristiques du tableau de distribution incluent un contrôle à la fois local et à distance (via un ECS -" Système de Contrôle d'Exploitation), avec un contrôle local disponible sur le tableau lui-même pendant le fonctionnement normal, tandis que

la gestion à distance est assurée par l'ECS. Des dispositifs de verrouillage internes et des procédures spécifiques sont mis en place pour garantir la sécurité et la fiabilité du système. [17]

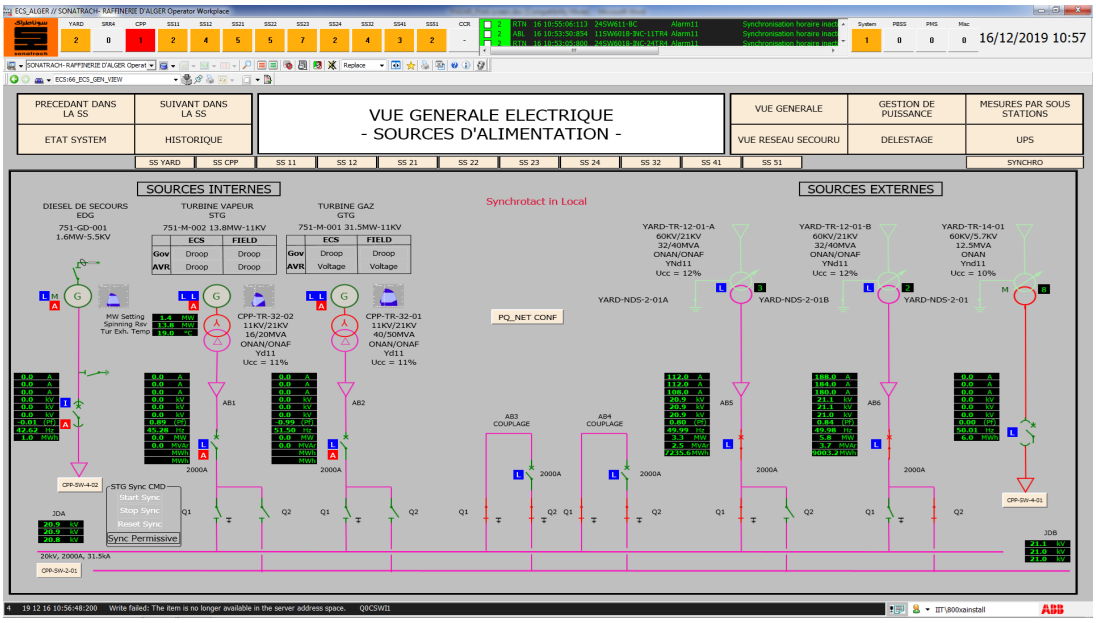


Figure I.9: Représentation des sources d'alimentation (ECS) [17]

I.4.1.1 cellule disjoncteur

La cellule disjoncteur du module 8DB de Siemens assure une protection fiable contre les surcharges et les courts-circuits . Cette cellule est logée dans un compartiment basse tension intégré au châssis du système. Elle est équipée d'un mécanisme de commande de disjoncteur permettant d'activer et de désactiver le courant électrique en cas de besoin. L'arrivée du câble est connectée aux bornes dédiées, et les connexions internes sont sécurisées à l'intérieur du châssis. Les pôles de la cellule sont conçus pour garantir une distribution efficace et sécurisée de l'électricité dans le réseau électrique Comme représenté sur la figure. I.10 [17]

Les caractéristiques de la cellule disjoncteur 8DB se présente dans le tableau suivant I.1.

Tableau I.1: Description de module 8DB

Caractéristique électrique	Valeur
Tensions assignées	Jusqu'à 40,5 kV
Courants assignés	Jusqu'à 2500 A
Courant de court-circuit	maximum 40 kA
Fréquence	50 Hz

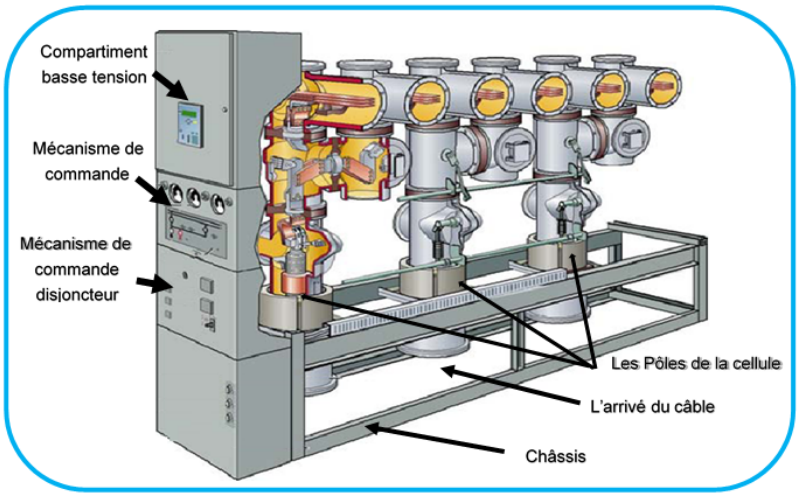


Figure I.10: Cellule disjoncteur module 8DB
[21]

I.5 Conclusion

La raffinerie d'Alger est une infrastructure clé du secteur énergétique algérien. Grâce à ses unités modernes et à sa capacité de production accrue, elle assure l'approvisionnement en carburants de la région Centre et participe activement au développement économique du pays. Sa modernisation a permis d'augmenter son efficacité, d'améliorer la qualité des produits raffinés et de minimiser son impact environnemental. Avec les évolutions technologiques à venir, elle continuera de jouer un rôle stratégique dans l'indépendance énergétique et l'industrialisation de l'Algérie.

Chapitre II

L'importance de l'étude de l'Écoulement de Puissance et calcul de Courant de Defaut

II.1 Introduction

Dans l'analyse des systèmes électriques, deux études occupent une place centrale : l'étude de l'écoulement de puissance en régime permanent et l'analyse des courants de défaut en régime perturbé. Ces approches, bien que distinctes, sont étroitement complémentaires. Elles sont essentielles à la planification, à l'exploitation, à la protection et à l'optimisation des réseaux électriques modernes .

L'étude de l'écoulement de puissance vise à déterminer, pour chaque nœud (ou barre) du réseau, des grandeurs électriques fondamentales telles que les tensions (module et angle de phase) ainsi que les puissances active (P) et réactive (Q) échangées dans le système. Cette analyse permet de dresser un profil complet des tensions du réseau, de calculer les courants circulant dans les lignes, d'évaluer les flux de puissance entre les différents équipements (générateurs, charges, transformateurs, etc.), et de vérifier la conformité aux contraintes d'exploitation, notamment les limites thermiques des lignes [22].

Les principaux objectifs de cette étude sont :

— Analyser la répartition des puissances active et réactive dans l'ensemble du réseau ;

— Déterminer les niveaux de tension à chaque nœud et vérifier leur conformité aux plages de fonctionnement admissibles ;

— Prévenir les surcharges par le contrôle des courants circulants dans les lignes ;

— Maintenir la stabilité et la sécurité du système électrique ;

— Faciliter une planification économique optimale de la production et de la répartition énergétique.

En parallèle, l'analyse des courants de défaut constitue une composante indispensable pour étudier le comportement du réseau en situation anormale. Un défaut électrique — tel qu'un court-circuit monophasé, biphasé ou triphasé — provoque des courants de forte intensité susceptibles de détériorer les équipements, de compromettre la sécurité des personnes, et d'interrompre la continuité de service . L'étude de ces défauts repose sur leur modélisation précise, afin de calculer les courants de court-circuit et de permettre un dimensionnement adéquat des dispositifs de protection (disjoncteurs, relais, fusibles). Elle permet également de garantir une coordination sélective des protections, assurant ainsi une déconnexion rapide et ciblée des éléments défaillants [23].

L'analyse conjointe de l'écoulement de puissance et des courants de défaut fournit une vision exhaustive du comportement du réseau électrique, tant en régime nominal qu'en cas de perturbation. Ces études sont indispensables pour concevoir des stratégies de gestion efficaces et fiables, tant pour les réseaux de transport à haute tension que pour les réseaux de distribution à moyenne ou basse tension [24].

II.2 Définition de L'ecoulement de puissance

L'écoulement de puissance, ou *Power Flow Analysis*, est une méthode d'analyse fondamentale utilisée en ingénierie électrique pour étudier le comportement statique d'un réseau électrique en régime permanent. Elle consiste à déterminer les grandeurs électriques essentielles (tensions, angles de phase, puissances actives et réactives) aux différents nœuds (ou bus) du système. À partir des données connues sur les charges, les générateurs, les lignes de transmission et les transformateurs, cette étude permet de calculer la répartition des flux de puissance dans l'ensemble du réseau [24].

II.2.1 Classification des jeux de barres (nœuds)

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, chaque nœud (ou jeu de barres) d'un réseau électrique est caractérisé par la puissance réactive injectée ou soutirée (en Mvar) par quatre grandeurs fondamentales :

— P : la puissance active injectée ou soutirée (en MW) ;

— Q : la puissance réactive injectée ou soutirée (en Mvar) ;

— V : le module de la tension au nœud (en p.u.) ;

— δ : l'angle de phase de la tension (en radians ou degrés).

En fonction des grandeurs connues et inconnues à chaque jeu de barres, trois catégories principales sont définies :

II.2.1.1 Jeux de barres de contrôle (type PV)

Également appelés *control bus* ou jeux de barres de type PV, ces nœuds sont généralement associés aux unités de production. Pour ce type de jeu de barres, la puissance active P injectée et le module de la tension V sont connus. Les grandeurs à déterminer sont la puissance réactive Q et l'angle de phase δ. Ces jeux de barres permettent de maintenir une tension constante tout en fournissant une puissance active définie [24].

II.2.1.2 Jeux de barres de charge (type PQ)

Appelés aussi *load bus* ou jeux de barres de type PQ, ces nœuds sont typiquement reliés à des charges consommateurs. Les puissances active et réactive P et Q sont spécifiées en tant que consommations. Les grandeurs inconnues à calculer sont le module de la tension V et son angle de phase δ. Dans certains cas, un générateur peut aussi y être connecté, tant que ses puissances injectées sont fixées [24].

II.2.1.3 Jeu de barres de référence (SlackBus)

Ce jeu de barres, aussi nommé *jeu de barres balancier* ou *jeu de barres de bilan*, est indispensable pour assurer l'équilibre global du système. Il est généralement associé à un générateur et sert à compenser les pertes d'énergie dans les lignes de transmission, pertes qui ne sont pas connues a priori [24].

Le slack bus fournit donc la puissance active et réactive nécessaires pour équilibrer l'ensemble du système. Par convention, il est souvent numéroté comme le premier jeu de barres (bus 1), avec un module de tension fixé à $V_1 = 1$ pu et un angle de phase de référence $\delta_1 = 0$. Par conséquent, les puissances P_1 et Q_1 sont considérées comme inconnues et ne sont pas spécifiées à l'avance [24].

Les équations de bilan des puissances pour ce jeu de barres ne sont donc pas directement incluses dans la formulation du problème d'écoulement de puissance. Toutefois, les valeurs de P_1 et Q_1 peuvent être calculées à la fin, une fois la solution globale obtenue [24].

le tableau se présente les types des nœuds des réseaux électriques :

Tableau II.1: Les types de nœuds des réseaux éclectiques

Type de nœud	Variables connues	Variables inconnues
PQ	Puissances active et réactive (P, Q)	Amplitude de la tension et angle de phase (V, δ)
PV	Puissance active et tension (P, V)	Angle de phase de la tension et puissance réactive (δ, Q)
Référence	Amplitude de la tension et angle de phase (V, δ)	Courant, puissances active et réactive (P, Q)

II.2.2 Calcul de l'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance permet de déterminer les tensions aux barres et les flux de puissance circulant dans un réseau électrique en régime permanent. Ce calcul repose sur la résolution d'un système d'équations non linéaires dérivées des lois de Kirchhoff. Les trois principales méthodes de résolution sont présentées ci-dessous [24].

II.2.2.1 Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est une méthode itérative simple. Elle consiste à mettre à jour successivement la tension de chaque nœud en utilisant les valeurs les plus récentes disponibles.

L'équation de mise à jour de la tension au nœud i est donnée par :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{S_i^*}{V_i^{(k)*}} - \sum_{j=1, j\neq i}^{n} Y_{ij} V_j^{(k+1 \text{ ou } k)} \right) \tag{II.1}$$

où :

— $V_i^{(k+1)}$ est la tension mise à jour au nœud i à l'itération $(k+1)$,

— $S_i = P_i + jQ_i$ est la puissance complexe injectée au nœud i,

— Y_{ij} est l'élément de la matrice d'admittance Y_{bus},

— * désigne le conjugué complexe.

Cette méthode est simple à implémenter mais converge lentement pour les grands réseaux.

II.2.2.2 Méthode de Newton-Raphson

La méthode de Newton-Raphson repose sur le développement en série de Taylor des équations d'écoulement de puissance, et sur la résolution du système non linéaire obtenu à chaque itération.

Les équations fondamentales sont :

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^{n} |V_j| \left(G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij} \right) \tag{II.2}$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^{n} |V_j| \left(G_{ij} \sin\theta_{ij} - B_{ij} \cos\theta_{ij} \right) \tag{II.3}$$

où :

— G_{ij} et B_{ij} sont les parties réelle et imaginaire de Y_{ij},

— $\theta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ est la différence d'angle de phase entre les nœuds i et j.

À chaque itération, on résout le système :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \tag{II.4}$$

Le système est résolu pour obtenir les corrections $\Delta\delta$ et $\Delta|V|$ à appliquer aux tensions.

II.2.2.3 Méthode Fast Decoupled Load Flow (FDLF)

La méthode FDLF simplifie la méthode de Newton-Raphson en supposant une faible interaction entre les puissances actives et réactives :

— P dépend principalement de δ,

— Q dépend principalement de $|V|$.

On découple alors le système en deux parties :

$$\Delta P \approx B' \Delta \delta \tag{II.5}$$

$$\Delta Q \approx B'' \Delta |V| \tag{II.6}$$

où B' et B'' sont des matrices approximatives dérivées de la matrice d'admittance. Cette méthode permet des itérations plus rapides avec moins de mémoire.

Chaque méthode présente des avantages selon la taille et la complexité du réseau. Gauss-Seidel est utile pour des réseaux simples, Newton-Raphson est plus robuste et précis, tandis que FDLF est bien adapté aux grands réseaux grâce à sa rapidité.

II.2.3 Méthode de Newton-Raphson pour l'écoulement de puissance

La méthode de Newton-Raphson est une technique numérique utilisée pour résoudre des systèmes d'équations non linéaires. Dans le cas des réseaux électriques, elle permet de déterminer les tensions complexes aux différents nœuds du réseau en fonction des puissances actives et réactives spécifiées.

II.2.3.1 Formulation générale

À partir de l'équation de puissance complexe injectée à un bus i :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \tag{II.7}$$

Et en utilisant :

$$I_i = \sum_{k=1}^{n} Y_{ik} V_k \tag{II.8}$$

On obtient :

$$S_i = V_i \sum_{k=1}^{n} Y_{ik}^* V_k^* \tag{II.9}$$

La puissance active P_i et réactive Q_i sont données par :

$$P_i = \sum_{k=1}^{n} |V_i||V_k||Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \tag{II.10}$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^{n} |V_i||V_k||Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \tag{II.11}$$

II.2.4 Équations à résoudre

Soit x le vecteur des inconnues :

$$x = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \delta_3 \\ V_3 \end{bmatrix} \tag{II.12}$$

On veut résoudre :

$$f(x) = \begin{bmatrix} P_2^{calc}(x) - P_2^{spec} \\ P_3^{calc}(x) - P_3^{spec} \\ Q_3^{calc}(x) - Q_3^{spec} \end{bmatrix} = 0 \tag{II.13}$$

II.2.5 Jacobienne du système

La Jacobienne J de $f(x)$ est :

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} \end{bmatrix} \tag{II.14}$$

II.2.5.1 Itération Newton-Raphson

À chaque itération k :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - J^{-1}(x^{(k)}) f(x^{(k)}) \tag{II.15}$$

On répète jusqu'à ce que :

$$\|f(x^{(k)})\| < \varepsilon \tag{II.16}$$

II.2.5.2 Application au réseau interne de la raffinerie

Nous considérons les bus suivants :

— Bus 1 : GTG (slack) : $V_1 = 1\angle 0°$

— Bus 2 : STG (bus PQ) : $P_2 = 3.5$ MW, $Q_2 = 2.625$ MVAr

— Bus 3 : Charge : $P_3 = -22.873$ MW, $Q_3 = -17.69$ MVAr

Les éléments de la matrice d'admittance Y_{bus} sont extraits du modèle réel
L'objectif est de déterminer les tensions V_2, V_3 et angles δ_2, δ_3.
Initialisation :

$$V_2 = 1.0\angle 0°$$
$$V_3 = 1.0\angle 0°$$

Critère de convergence : $\varepsilon = 10^{-6}$
Étapes :

1) Calcul de P_i^{calc} et Q_i^{calc} à partir de V_i, Y_{bus}.
2) Calcul du vecteur $f(x)$.
3) Calcul de la Jacobienne $J(x)$.
4) Mise à jour des tensions et angles.
5) Répéter jusqu'à la convergence.

La méthode de Newton-Raphson est puissante et rapide, mais nécessite le calcul et l'inversion de la Jacobienne, ce qui peut être coûteux pour des grands réseaux. Elle est très utilisée dans les logiciels comme ETAP .

II.3 Définition du Courant de Défaut

Le courant de défaut, également appelé courant de court-circuit, désigne le courant électrique anormalement élevé qui circule dans un réseau à la suite d'un défaut, tel qu'un contact accidentel entre conducteurs de phases différentes ou entre une phase et la terre. Ce phénomène survient lors d'un déséquilibre soudain dans le système, provoqué par des causes diverses : claquage d'isolants, surtensions atmosphériques, erreurs de manœuvre, ou encore vieillissement du matériel [23].

II.3.1 Les causes des courants de défaut

Un courant de défaut est un courant anormalement élevé qui circule dans un circuit électrique à la suite d'une défaillance de l'isolation ou d'un contact involontaire entre des conducteurs ou entre un conducteur et la terre. Les principales causes des défauts électriques sont :

— La détérioration de l'isolation due à l'usure, l'humidité ou les surtensions ;

— Le contact direct ou indirect entre les phases ou entre une phase et la terre ;

— Les surtensions transitoires dues à la foudre ou à des manœuvres ;

— Les erreurs humaines ou les défaillances d'équipements.

le tableau suivant présente les principales causes de court-circuit

Tableau II.2: Synthèse des principales causes de court-circuit

Cause	Description
Conditions atmosphériques	Surtensions causées par la foudre, le vent ou les tempêtes
Vieillissement du matériel	Défaillances dues à l'usure des composants électriques
Défauts d'isolation	Perte de l'efficacité de l'isolant entraînant des contacts électriques accidentels
Erreurs humaines	Oubli de mise à la terre, manœuvre incorrecte lors de la maintenance
Vandalisme	Jet d'objet métallique sur des lignes sous tension
Animaux	Contact accidentel causé par des oiseaux ou d'autres animaux

II.3.2 Classification des défauts

Les défauts peuvent être classés en deux grandes catégories : les défauts symétriques et les défauts asymétriques.

— **Défaut symétrique :** Il s'agit d'un court-circuit triphasé (LLL) dans lequel les trois phases sont affectées de manière identique. Ce type de défaut est rare mais provoque le courant de court-circuit le plus élevé.

— **Défauts asymétriques :** Ils incluent :

— Le défaut monophasé à la terre (LG) ;

— Le défaut biphasé (LL) ;

— Le défaut biphasé à la terre (LLG).

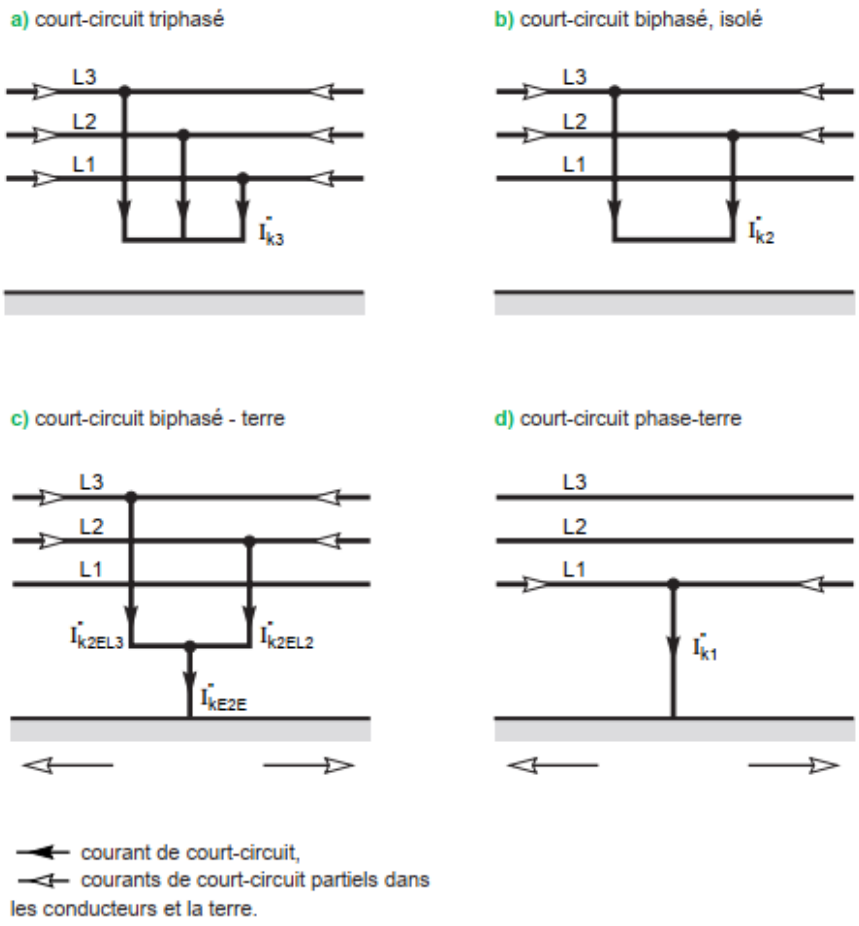


Figure II.1: Schéma illustrant les types de défauts (monophasé, biphasé, triphasé).

II.3.3 Modélisation des défauts

La modélisation des défauts est essentielle pour déterminer les courants de court-circuit et dimensionner correctement les dispositifs de protection. Dans cette étude, nous nous basons sur l'approche classique de Thévenin, dans laquelle le réseau est représenté par une source de tension équivalente V_{th} et une impédance équivalente Z_{th} [23].

II.3.3.1 Défaut triphasé (LLL)

Ce type de défaut est modélisé en court-circuitant les trois phases entre elles. Le courant de défaut est donné par :

$$I_{cc} = \frac{V_{th}}{Z_{th}} \tag{II.17}$$

II.3.3.2 Défaut biphasé (LL)

Pour un défaut entre deux phases, par exemple entre A et B, le courant de défaut peut être déterminé par l'impédance de séquence positive et négative :

$$I_{cc} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{ph}}{Z_1 + Z_2} \tag{II.18}$$

où :

— V_{ph} : tension entre phases (en régime nominal),

— Z_1 : impédance de séquence positive,

— Z_2 : impédance de séquence négative.

II.3.3.3 Défaut biphasé à la terre (LLG)

Dans ce cas, les deux phases sont mises à la terre. Le courant de défaut est donné par :

$$I_{cc} = \frac{V_{ph}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \tag{II.19}$$

où Z_0 est l'impédance de séquence zéro.

II.3.3.4 Défaut monophasé à la terre (LG)

Ce type de défaut est le plus fréquent. Le courant de défaut est :

$$I_{cc} = \frac{3 \cdot V_{ph}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \tag{II.20}$$

Le facteur 3 provient du fait que les courants de séquence sont égaux dans ce type de défaut.

II.4 Conclusion

L'étude conjointe de l'écoulement de puissance et du courant de défaut revêt une importance capitale dans la conception, l'exploitation et la sécurisation des réseaux électriques. Ces deux analyses, bien que distinctes dans leurs objectifs et méthodologies, sont étroitement liées par la nécessité d'assurer un fonctionnement fiable, efficace et sécurisé du système électrique.

L'écoulement de puissance garantit la performance en exploitation normale, tandis que l'analyse du courant de défaut assure la robustesse face aux anomalies. Leur maîtrise conjointe constitue un pilier fondamental pour la stabilité et la résilience des systèmes électriques modernes.

Chapitre III

Protection et coordination

III.1 Introduction

Les systèmes électriques modernes constituent des structures complexes, interconnectées, et dynamiques, nécessitant des dispositifs de protection performants et bien coordonnés. Ces dispositifs ont pour objectif de détecter toute anomalie, comme les courts-circuits ou les surcharges, et d'isoler rapidement et sélectivement la zone affectée afin de garantir la sécurité des personnes, des équipements et la continuité de l'alimentation électrique. La coordination des protections est un enjeu majeur, notamment dans les réseaux industriels où une coupure mal gérée peut entraîner des pertes économiques significatives [25].
Ce chapitre examine les principes de base de la protection électrique et approfondit les méthodes de coordination des relais, avec une attention particulière à la sélectivité temporelle et au comportement hiérarchique des dispositifs de coupure.

III.2 Généralités sur les protections électriques

III.2.1 Définition

La protection électrique regroupe l'ensemble des dispositifs et des méthodes destinés à détecter des situations anormales dans un réseau électrique (telles que les défauts à la terre, les courts-circuits ou les surcharges) et à déclencher des actions correctives automatiques pour éviter l'endommagement des installations. Ces actions consistent principalement à isoler la partie défectueuse du réseau, ce qui est accompli par des relais de protection, associés à des disjoncteurs ou interrupteurs automatiques. [25]

III.2.2 Objectifs de la protection

Les protections électriques poursuivent quatre objectifs principaux [26] :

— **Sécurité des personnes :** empêcher les risques d'électrocution ou d'incendie en éliminant les défauts le plus rapidement possible.

— **Protection des équipements :** limiter les effets destructeurs des courants de défaut sur les transformateurs, moteurs, câbles, et autres composants coûteux du réseau.

— **Continuité de service :** permettre au reste du réseau de continuer à fonctionner normalement malgré la présence d'un défaut localisé.

— **Discrimination ou sélectivité :** garantir que seul le dispositif le plus proche du défaut intervient, évitant ainsi les coupures généralisées.

III.2.3 Types de défauts à détecter

Les principaux défauts à l'origine des déclenchements dans un réseau électrique sont :

- Défaut monophasé à la terre (LG)
- Défaut biphasé (LL)
- Défaut biphasé à la terre (LLG)
- Défaut triphasé (LLL)
- Surcharges ou surintensités

Chaque type de défaut génère une signature électrique particulière (valeurs de courant, tension, durée), ce qui impose des choix spécifiques en termes de dispositifs de détection et de réglages. [25]

III.3 La protection maximum de courant

III.3.1 Principe

La protection maximum de courant est une méthode de détection des défauts reposant sur la mesure de la surintensité. Elle fonctionne selon un principe simple : lorsqu'un courant dépasse un seuil prédéfini, cela indique potentiellement la présence d'un défaut grave. Le relais associé ordonne alors le déclenchement du disjoncteur, interrompant ainsi la circulation du courant dans la portion de réseau concernée. [26]

Cette protection peut fonctionner :

- **Sans temporisation (instantanée) :** en cas de défaut très sévère, le déclenchement est immédiat.
- **Avec temporisation :** selon des courbes de temps (inverse, très inverse, extrême inverse) pour laisser la priorité à d'autres relais plus proches du défaut.

III.3.2 Paramètres de réglage

Pour fonctionner correctement, la protection maximale de courant doit être réglée avec soin en tenant compte des caractéristiques du réseau et de la sélectivité recherchée [27] :

- **Courant de déclenchement** (I_s) : seuil fixé au-dessus du courant maximal admissible en régime normal.
- **Temps de déclenchement** (t) : temporisation destinée à permettre aux protections situées en aval d'intervenir en premier.

— **Type de courbe** : choix de la loi de déclenchement (inverse, très inverse, extrême inverse) selon les exigences normatives et techniques du réseau.

III.4 Coordination des relais de protection

III.4.1 Définition

La coordination des relais de protection vise à assurer que, lors d'un défaut, seul le relais le plus proche de ce dernier intervient, tandis que les autres restent inactifs. Cela se fait généralement par une organisation hiérarchique des seuils de courant et des délais de déclenchement, afin de maintenir la sélectivité entre les différentes zones du réseau. Cette approche garantit un isolement précis du défaut et évite une perte de service injustifiée dans les parties saines du système. [25]

III.4.2 Types de coordination

Il existe plusieurs méthodes pour coordonner les relais de protection [26] :

— **Coordination temporelle :** les délais de déclenchement augmentent progressivement du niveau le plus proche de la charge vers la source. Cela permet une discrimination purement basée sur le temps.

— **Coordination de courant :** les seuils de courant sont ajustés de façon croissante depuis les extrémités du réseau vers la source, en tenant compte des courants de défaut qui diminuent avec la distance au défaut.

— **Coordination mixte :** combinaison des deux approches pour obtenir une meilleure sélectivité, notamment dans les réseaux complexes.

III.5 Illustrations et schémas explicatifs

III.5.1 Schéma électrique de coordination hiérarchique

Le schéma suivant représente la structure hiérarchique d'un réseau HTB/HTA/BT typique, avec les relais positionnés à chaque niveau. Chaque relais est configuré avec une temporisation propre afin d'assurer une coordination temporelle stricte. Les flèches rouges indiquent les délais de déclenchement croissants, ce qui reflète la logique de sélectivité ascendante [27].

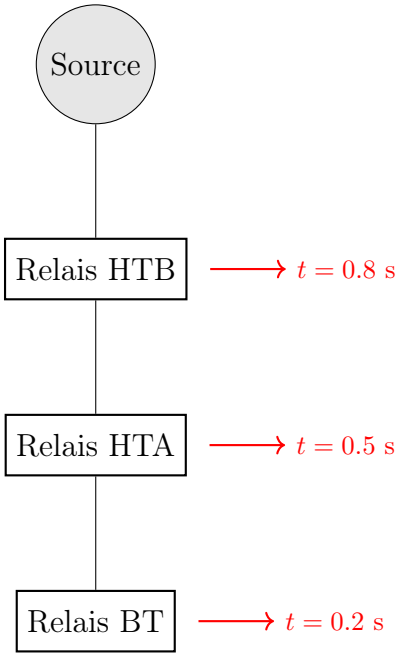


Figure III.1: Schéma de coordination temporelle des relais HTB, HTA et BT

Ce diagramme met en évidence la logique de coordination par temporisation croissante, permettant une localisation sélective des défauts sans affecter les niveaux amont du réseau.

III.5.2 Courbes de déclenchement temps-courant

Les courbes de déclenchement permettent de visualiser la relation inverse entre la valeur du courant de défaut et le temps nécessaire au déclenchement du relais. Plus le courant est important, plus la temporisation est courte, ce qui permet de réagir rapidement aux défauts sévères tout en maintenant une certaine tolérance aux surcharges passagères [28].

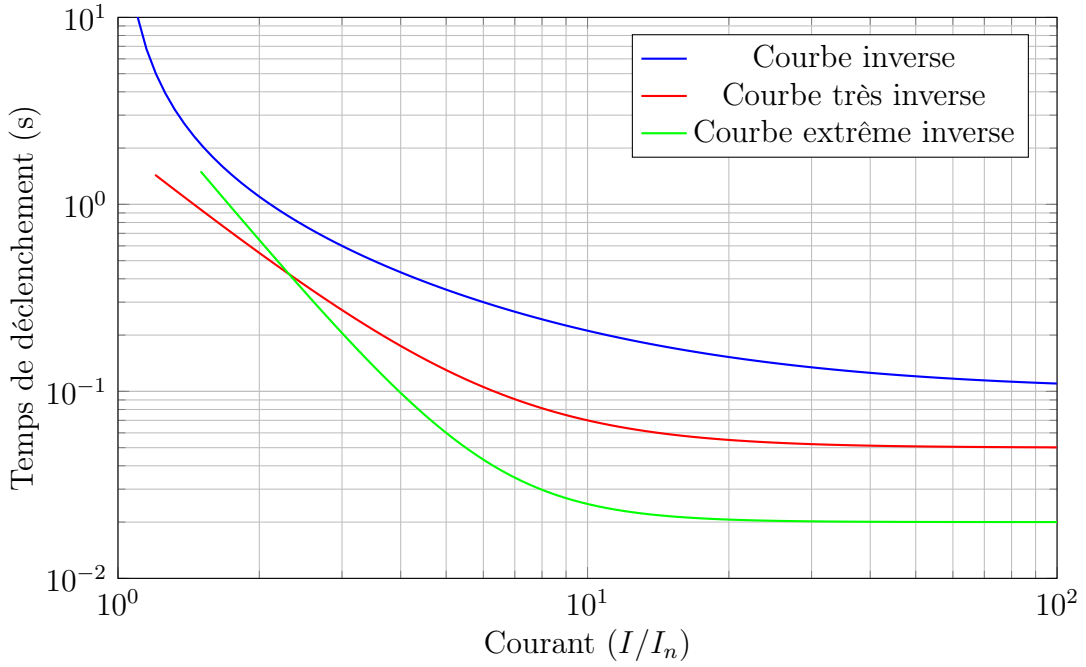


Figure III.2: Courbes typiques de déclenchement des relais

III.5.2.1 Analyse de la coordination des relais

L'analyse des courbes ci-dessus met en évidence une coordination temporelle efficace entre les relais de protection installés à différents niveaux de tension. Chaque relais est réglé de manière à intervenir dans un ordre hiérarchisé en fonction de la gravité et de la localisation du défaut [26] :

— **Relais BT** : Réglés selon une courbe très inverse ou extrême inverse, ils réagissent rapidement face à des courants de défaut élevés. Ils assurent une protection rapide des départs basse tension, avec une faible temporisation (voir le tableau III.1).

— **Relais HTA** : Réglés selon une courbe inverse, leur déclenchement est légèrement temporisé afin de laisser la priorité aux relais BT. Cette coordination garantit que les défauts en BT sont isolés localement, sans impacter l'amont.

— **Relais HTB** : Réglés avec une temporisation encore plus importante ou en déclenchement instantané selon le contexte, ils interviennent uniquement si les relais en aval ne réagissent pas. Cela permet de préserver la sélectivité et d'éviter toute coupure généralisée.

Ainsi, cette coordination hiérarchique entre les relais garantit une sélectivité optimale et une continuité de service maximale, en intervenant uniquement sur la partie du réseau affectée (voir le tableau III.1 pour un résumé des réglages typiques). [26]

III.5.2.2 Tableau récapitulatif des réglages typiques des relais

Tableau III.1: Exemples de réglages de relais selon le niveau de tension

Niveau	Type de courbe	Seuil de déclenchement	Temporisation typique
BT	Très inverse / Extrême inverse	1.5 à 5 I_n	0.1 à 0.5 s
HTA	Inverse	1.2 à 3 I_n	0.5 à 1.5 s
HTB	Inverse lente / Instantané	1.1 à 2 I_n	1.5 à 3 s

III.6 Conclusion

La coordination des dispositifs de protection est un aspect fondamental de la conception et de l'exploitation des réseaux électriques modernes. Une protection bien coordonnée assure non seulement la sécurité des personnes et des équipements, mais également la continuité de service indispensable dans les environnements industriels, hospitaliers, ou critiques. Grâce à une planification minutieuse des seuils de déclenchement et des délais de temporisation, il est possible de localiser et d'isoler efficacement les défauts tout en limitant leur impact. Les schémas et les courbes de déclenchement illustrés dans ce chapitre démontrent l'importance d'une approche hiérarchisée et méthodique. Dans un contexte où les réseaux deviennent de plus en plus intelligents et intégrés, la coordination reste un pilier incontournable de la protection électrique.

Chapitre IV

Simulation et Analyse sous Logiciel ETAP

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons procéder à la simulation et à l'analyse de notre projet à l'aide du logiciel ETAP. L'objectif principal est d'étudier plusieurs aspects essentiels.
Tout d'abord, nous réaliserons une analyse de l'écoulement de puissance afin de mieux comprendre la répartition de l'énergie dans le réseau.
Ensuite, nous effectuerons un calcul du courant de défaut au niveau du bus principal de la sous-station 20 kV, ce qui permettra d'évaluer la capacité de protection du système.
Enfin, nous aborderons un aperçu de la sélectivité et de la coordination des dispositifs de protection, en vue de choisir les protections adaptées pour garantir une défaillance localisée et limitée.

IV.2 Présentation du logiciel ETAP

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) est un logiciel spécialisé dans l'analyse, la simulation et la gestion des systèmes électriques industriels, de production et de distribution. Il permet de modéliser des réseaux électriques et de réaliser diverses études telles que l'écoulement de puissance, le calcul de court-circuit, la coordination de la protection, et bien d'autres encore, le tout à travers une interface graphique conviviale.

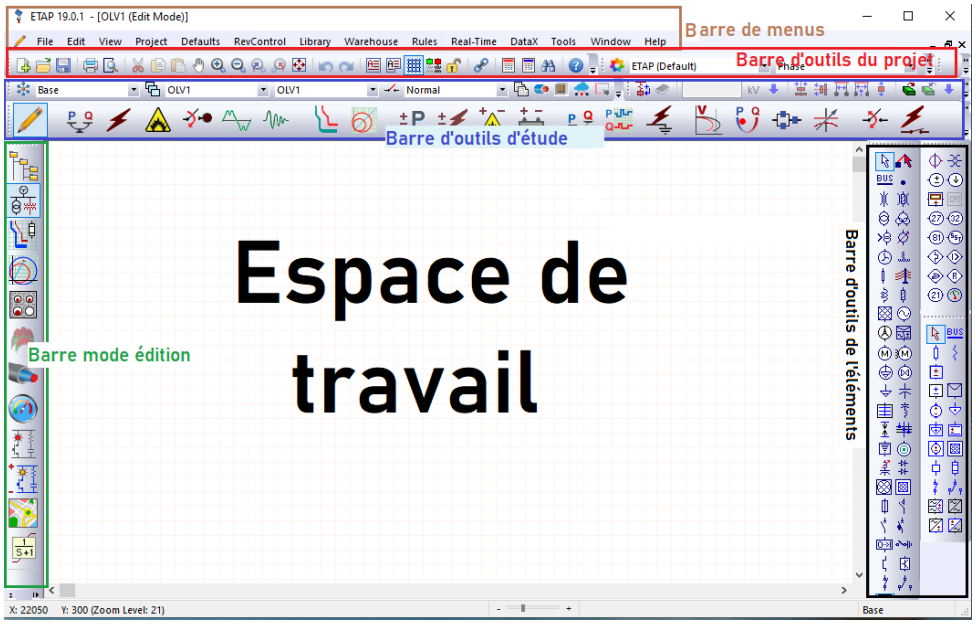


Figure IV.1: Interface principale du logiciel ETAP

IV.2.1 Fonctionnalités principales

Le logiciel ETAP propose plusieurs outils et modules facilitant l'analyse des réseaux électriques. Voici les principales fonctionnalités :

— **Barre de menus** : permet l'accès aux options de gestion du projet, notamment les fichiers, bibliothèques, paramètres et rapports.

— **Barre d'outils** : propose des outils pour le dessin, le zoom, l'ajout de texte, l'impression et l'insertion de composants.

— **Modes d'étude** : permettent de passer d'un type d'analyse à un autre (écoulement de puissance, court-circuit, coordination de protection, etc.).

— **Éditeur de composants** : donne accès aux propriétés et paramètres des éléments du schéma unifilaire (exemple : câbles, disjoncteurs, transformateurs).

IV.2.2 Étapes de simulation dans ETAP

Les étapes typiques d'une simulation dans ETAP sont les suivantes :

1) Création du schéma unifilaire à l'aide des outils de dessin.
2) Configuration des composants via leurs éditeurs respectifs.
3) Sélection du mode d'étude approprié (exemple : écoulement de puissance).
4) Lancement de la simulation avec affichage instantané des résultats sur le schéma.
5) Génération de rapports à l'aide du gestionnaire intégré.

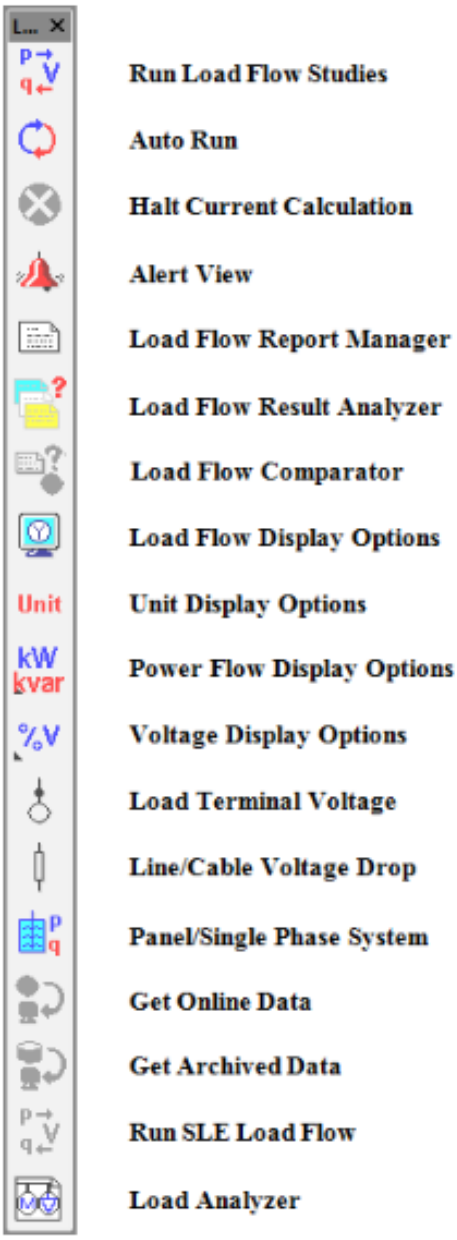


Figure IV.2: Fonction d'écoulement de puissance (Load Flow)

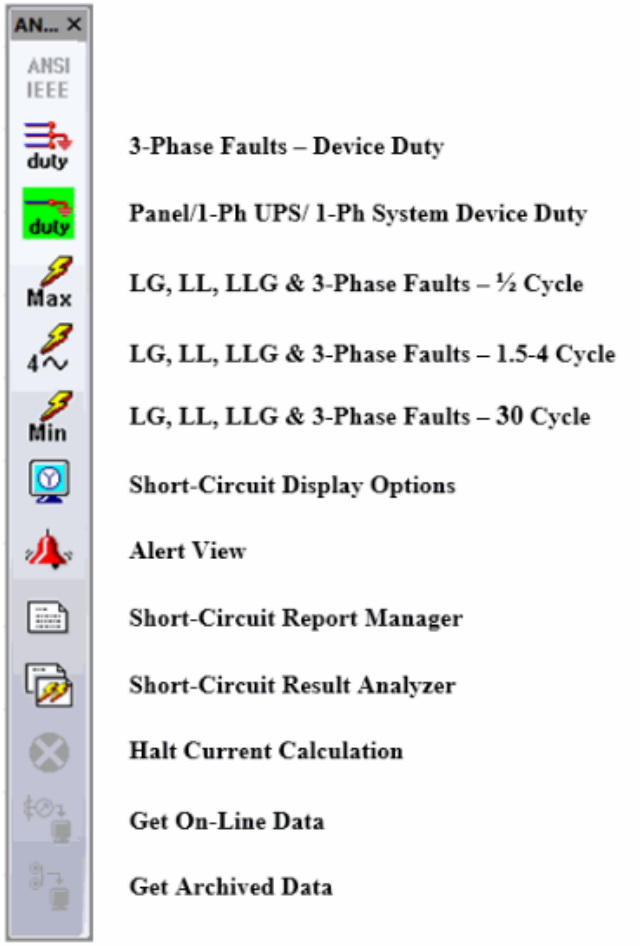


Figure IV.3: Fonction de calcul de court-circuit (Short Circuit)

IV.3 Modélisation de la sous-station dans ETAP

La figure (IV.4) présente le schéma unifilaire du réseau électrique simulé sous ETAP. Ce schéma offre une vue d'ensemble de la configuration du réseau, illustrant les sources d'alimentation internes et externes, ainsi que les différents composants essentiels tels que les transformateurs de puissance et les jeux de barres. Les sources d'alimentation comprennent une source câblée, connectée via un câble souterrain, et une source aérienne,

raccordée à une ligne aérienne. Les transformateurs de puissance assurent la conversion des niveaux de tension, permettant ainsi une gestion optimale de la distribution de l'énergie. Les jeux de barres à 60 kV et 20 kV jouent un rôle central dans la répartition de l'énergie à travers les différentes parties du réseau. En somme, ce schéma permet d'obtenir une vue globale du réseau et de ses composants, facilitant l'analyse de l'écoulement de puissance et des systèmes de protection.

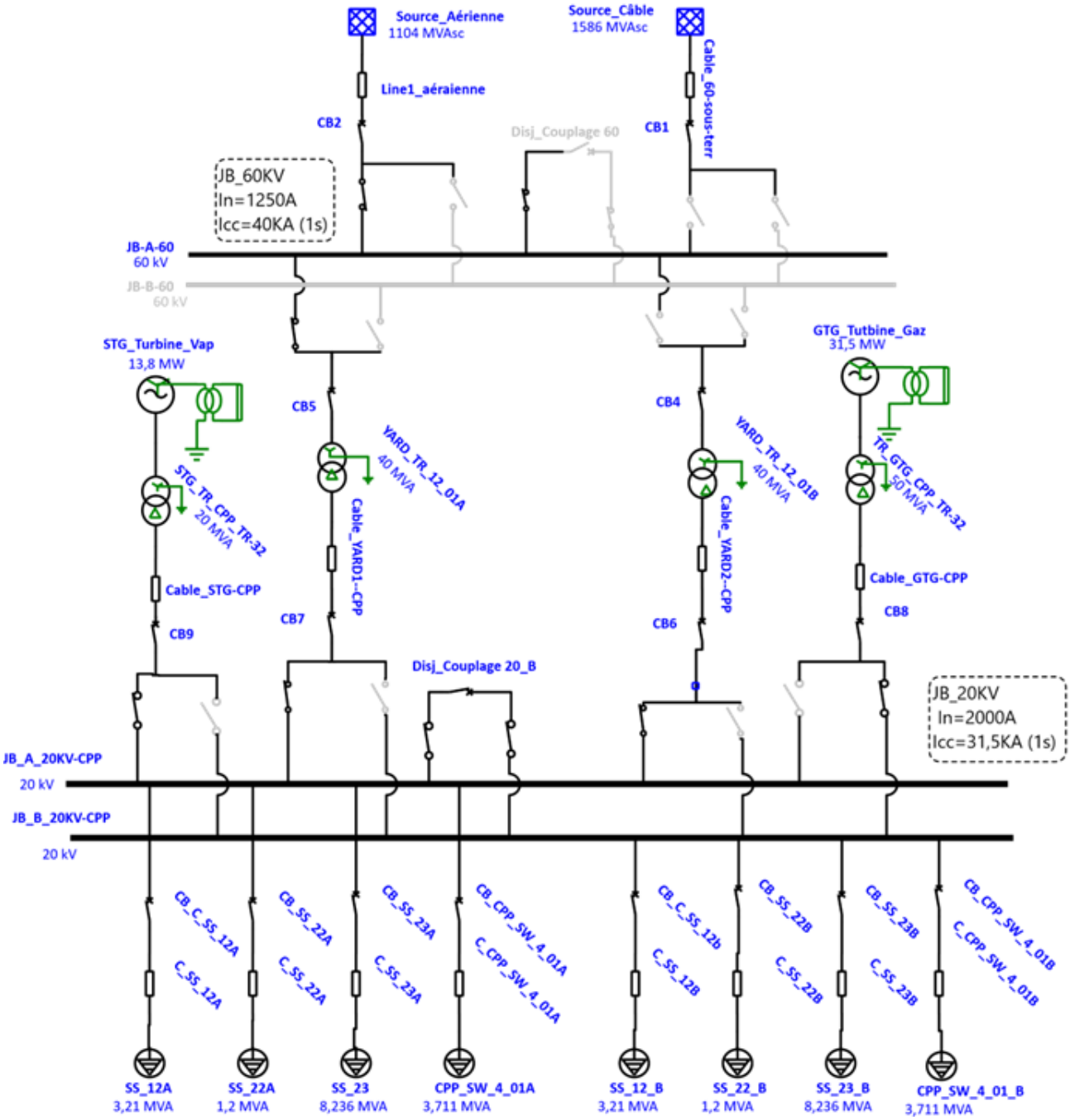


Figure IV.4: Schéma unifilaire du réseau électrique simulé sous ETAP

IV.3.1 Données de simulation

Afin de mener une simulation fidèle à la réalité et conforme à notre objectif principal, nous avons procédé à une sélection rigoureuse et méthodique des composants essentiels du réseau électrique étudié. Les principaux éléments pris en compte sont les suivants :

— **La source externe**, dont les caractéristiques techniques sont récapitulées dans le tableau IV.1.

— **Les jeux de barres** fonctionnant sous des tensions de 60 kV et 20 kV, représentées dans la figure IV.4.

— **Les transformateurs de puissance**, indispensables pour l'adaptation de niveaux de tension entre les différentes parties du réseau. Ces transformateurs sont également illustrés dans la figure IV.4.

— **Les disjoncteurs électriques**, utilisés pour assurer la protection et le contrôle des circuits en permettant l'ouverture ou la fermeture du courant selon les besoins d'exploitation. Leur emplacement est également visible dans la figure IV.4.

— **Les deux générateurs principaux**, à savoir le générateur a gaz GTG (Gas Turbine Generator) et le générateur a vapeur STG (Steam Turbine Generator), dont les caractéristiques détaillées sont fournies respectivement dans les sections IV.3.1.3 et IV.3.1.4.

Par ailleurs, il convient de souligner que l'architecture adoptée pour l'ensemble des postes électriques (stations et sous-stations) de l'installation repose sur une configuration en **double jeu de barres avec double alimentation en antenne**. Ce choix technologique s'explique par les nombreux avantages qu'il offre en termes de flexibilité opérationnelle, de continuité de service et de fiabilité accrue du système électrique.

IV.3.1.1 Sous Station-YARD (SS-YARD)

Les caractéristiques techniques du réseau électrique de la sous-station SS-YARD, fournies par SONELGAZ selon les documents de référence [29, 30], sont résumées dans le tableau (IV.1). Ce tableau présente les paramètres essentiels des deux types de liaisons : la ligne aérienne (O.H.L) et le câble souterrain (U.G), utilisés pour l'alimentation en énergie à haute tension.

Tableau IV.1: Caractéristiques de ligne aérienne (O.H.L) et câble souterrain (U.G)

Paramètre	Ligne Aérienne (O.H.L)	Câble Souterrain (U.G)
Longueur [km]	3,19	4,30
Puissance de court-circuit maximale S_{cc_max} [MVA]	1104	1586
Puissance de court-circuit minimale S_{cc_min} [MVA]	649	1400
Tension nominale [kV]	60	60
Résistance séquence positive R_d [Ω/km]	0,1097	0,111
Réactance séquence positive X_d [Ω/km]	0,416	0,13
Résistance séquence zéro R_0 [Ω/km]	0,112	0,112
Réactance séquence zéro X_0 [Ω/km]	0,42	0,13

IV.3.1.2 Transformateurs 60/20 kV

Les transformateurs de puissance principaux, référencés YARD-TR-12-01-A et YARD-TR-12-01-B, assurent la conversion de la tension de 60 kV à 20 kV au niveau de la sous-station. Leurs caractéristiques techniques, issues des spécifications de SONELGAZ [29], sont détaillées dans le tableau IV.2.
Ces transformateurs sont de type immergé à refroidissement naturel (NOAN/ONAF) et sont conçus pour répondre aux exigences de fiabilité et de stabilité du réseau industriel.

Tableau IV.2: Caractéristiques techniques des transformateurs YARD-TR-12-01-A et B

Paramètre	Valeur	Unité
Puissance apparente nominale	32 / 40	MVA
Type de refroidissement	NOAN / ONAF	-
Indice horaire (connexion)	YNd11	-
Facteur de puissance	0,8	-
Tension primaire nominale	60	kV
Tension secondaire nominale	21	kV
Impédance de court-circuit (Ucc%)	12	%
Rapport X/R	45	-

IV.3.1.3 Générateur GTG

Le générateur GTG (Gas Turbine Generator) constitue une source interne essentielle pour l'alimentation de l'usine. Il est conçu pour assurer une production stable d'énergie électrique à partir d'une turbine à gaz. Les spécifications techniques de ce générateur, extraites des fiches techniques de référence [29], sont détaillées dans les tableaux IV.3 et IV.4.

Tableau IV.3: Caractéristiques électriques de base du générateur GTG

Paramètre	**Valeur**	**Unité**
Puissance apparente nominale	39,357	MVA
Puissance active nominale	31,7	MW
Tension nominale	11	kV
Facteur de puissance	0,8	-
Fréquence	50	Hz
Nombre de pôles	4	-
Résistance d'induit (stator)	0,488	%
Rapport X/R global	28,477	-

Tableau IV.4: Réactances et constantes dynamiques du générateur GTG (valeurs saturées et insaturées)

Paramètre	**Valeurs saturées**		**Valeurs insaturées**	
	Valeur	**Tolérance**	**Valeur**	**Tolérance**
Réactance sous-transitoire axe d (X''_d)	13,9%	±15%	17,7%	±15%
Réactance transitoire axe d (X'_d)	20,7%	±15%	25,2%	±15%
Réactance synchrone axe d (X_d)	128%	-	195,4%	-
Réactance sous-transitoire axe q (X''_q)	15,9%	-	23,8%	-
Réactance synchrone axe q (X_q)	90,4%	-	96,5%	-
Réactance négative inverse (X_2)	18,1%	-	18,1%	-
Réactance homopolaire (X_0)	12,3%	-	12,3%	-
Constante de temps transitoire axe d (T'_{do})	8,71	s	-	-

IV.3.1.4 Générateur STG

Les caractéristiques du générateur STG (Steam Turbine Generator) sont présentées dans le tableau IV.5 [29].

Tableau IV.5: Données du générateur STG

Description	**Valeurs**			**Unité**
Puissance apparente	17.25			MVA
Puissance active	13.8			MW
Tension	11			kV
Facteur de puissance	0.8			
Fréquence	50			Hz
Nombre de pôles	4			
Résistance d'armature	1.047			%

Description	**Valeurs saturées**	**Tolérance**	**Valeurs insaturées**	**Tolérance**
Réactance sous-transitoire axe-d (Xd")	19.9%	±15%	23.1%	±15%
Réactance transitoire axe-d (Xd')	29.8%	±15%	33.9%	±15%
Réactance synchrone axe-d (Xd)	204%			
Réactance négative inverse (X_2)	25.5%			
Réactance homopolaire (X_0)	9.9%			
Constante de temps transitoire axe-d (T_{do})	7.8 s	±30%		
Rapport (X/R)	19.007			

IV.3.1.5 Transformateurs 11/21 kV

Les deux transformateurs de puissance (CPP-TR-32-01 et CPP-TR-32-02), situés à la sortie des deux générateurs, sont présentés dans le tableau IV.6 [29].

Tableau IV.6: Données des transformateurs CPP-TR-32-01 et CPP-TR-32-02 [29]

CPP-TR-32-01 (GTG)			**CPP-TR-32-02 (STG)**	
Description	***Valeur***	***Unité***	***Valeur***	***Unité***
Puissance apparente	40/50	MVA	16/20	MVA
Type de refroidissement	NOAN/ONAF		NOAN/ONAF	
Indice horaire	YNd11		YNd11	
Facteur de puissance	0.8		0.8	
Tension primaire	11	kV	11	kV
Tension secondaire	21	kV	21	kV
U%cc (Z)	11	%	11	%
Rapport X/R	45		20	

Dans le cadre de cette étude, les sous-stations ont été modélisées comme des charges statiques. Cette approche a été choisie afin de réduire la complexité du schéma électrique simulé sans compromettre la fiabilité des résultats d'analyse. En considérant chaque sous-station comme une charge équivalente, il est possible de simplifier significativement le réseau modélisé, ce qui facilite l'implémentation et le traitement sous le logiciel de simulation.

IV.4 Scénarios de simulation

Dans le cadre de cette étude, plusieurs scénarios de simulation ont été réalisés à l'aide du logiciel ETAP, afin d'analyser le comportement du réseau électrique 20 kV de la raffinerie d'Alger dans différentes conditions d'exploitation. Chaque simulation a été conçue pour répondre à des objectifs spécifiques en lien avec la sécurité, la stabilité et l'efficacité du réseau.

— **Simulation 1 – Écoulement de puissance :** Cette première simulation permet d'évaluer la répartition des puissances actives et réactives dans l'ensemble du réseau en régime permanent. L'objectif est de vérifier le bon dimensionnement des équipements, la stabilité de la tension aux différentes barres, et la charge des transformateurs et des câbles.

— **Simulation 2 – Courant de défaut :** La deuxième simulation consiste à injecter différents types de défauts sur plusieurs points critiques du réseau. Cette

analyse permet de déterminer les niveaux de courant de court-circuit, nécessaires au dimensionnement des disjoncteurs, et à l'évaluation du pouvoir de coupure des équipements de protection.

— **Simulation 3 – Coordination de protection :** Enfin, une troisième simulation est dédiée à l'étude de la coordination des dispositifs de protection. Elle vise à assurer une sélectivité adéquate entre les relais de protection, en ajustant leurs seuils et leurs courbes de déclenchement. Cela garantit que, lors d'un défaut, seul le tronçon affecté est isolé, évitant ainsi une coupure étendue du réseau.

Ces trois simulations successives permettent de valider la performance globale du réseau, tant sur le plan de l'exploitation normale que dans les situations de défaut, tout en assurant une coordination efficace de la protection électrique.

IV.5 Simulation de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance constitue une étape fondamentale dans l'analyse des réseaux électriques en régime permanent. Il permet de déterminer les tensions aux différents nœuds du réseau, les flux de puissances actives et réactives dans chaque branche, ainsi que le niveau de charge des équipements (transformateurs, lignes, câbles, etc.).

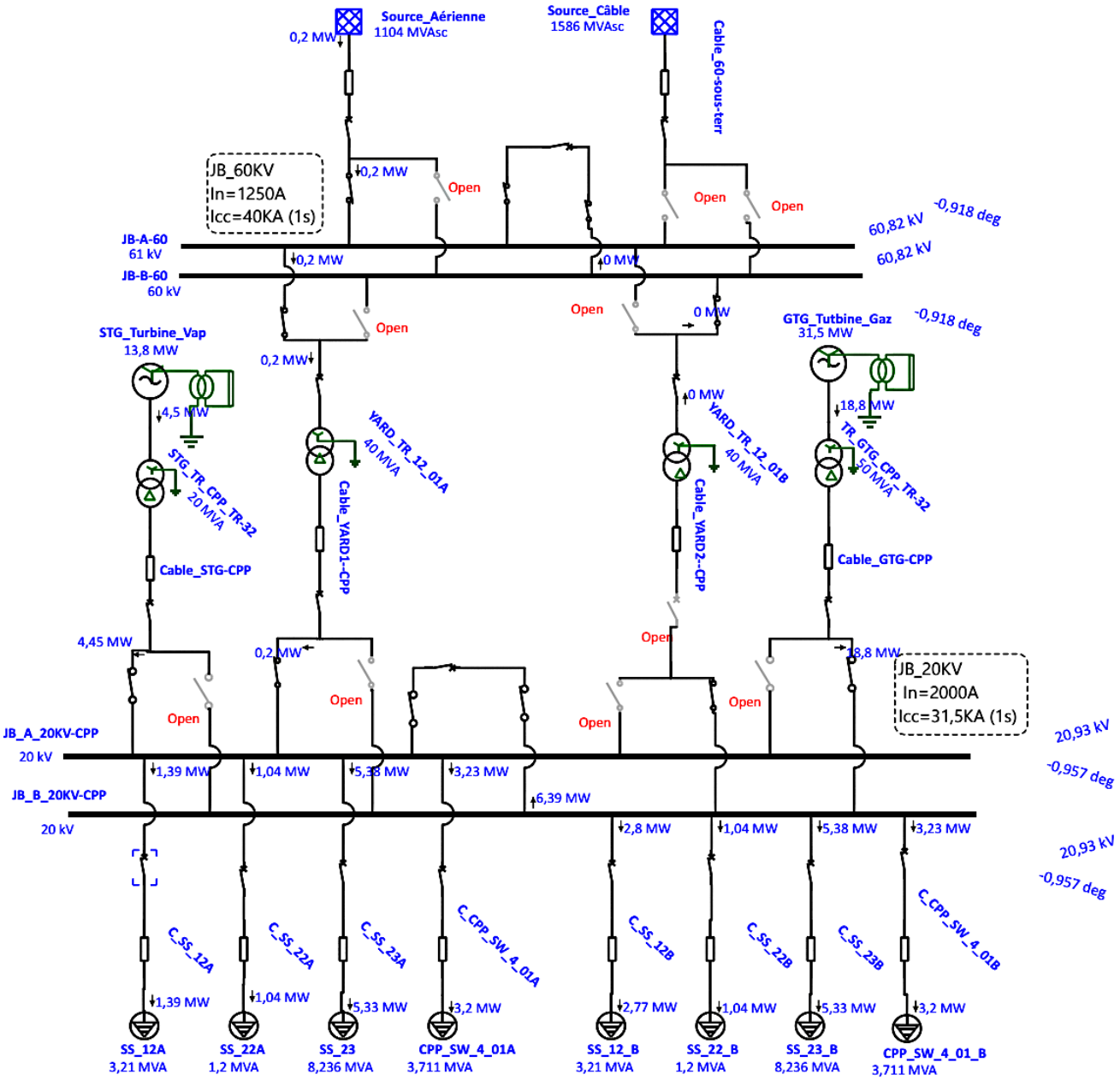


Figure IV.5: Écoulement de puissance de RA1G

IV.5.1 Analyse de l'écoulement de puissance dans le réseau industriel

Le logiciel **ETAP** permet de visualiser l'écoulement de puissance électrique à travers les différents éléments du réseau. L'analyse de la figure IV.5 obtenue met en évidence la distribution de la puissance depuis les sources principales (générateurs) jusqu'aux charges industrielles. L'objectif de cette simulation est de valider l'équilibre entre la production et

la consommation, d'identifier les pertes, de contrôler les niveaux de tension et de détecter les déséquilibres de puissance réactive.

- **Générateur GTG (gaz)** : relié par le transformateur TR GTG (11/20 kV), ce générateur injecte une puissance active de **18,8 MW** et une puissance réactive de **7,69 MVAR** sous une tension de **20,93 kV** et un angle de **-0,957** ° . Il constitue la source principale du système.
- **Générateur STG (vapeur)** : via le transformateur TR STG (13,8/20 kV), ce générateur fournit **4,45 MW** en actif et **2,3 MVAR** en réactif, à une tension identique de **20,93 kV**. Son rôle est complémentaire au GTG dans l'alimentation de la charge.
- **Barre CPP_SW4_01A (Charge industrielle)** : cette charge consomme une puissance active de **3,711 MW** et une puissance réactive de **1,2 MVAR**. La tension y est de **20,93 kV** et le facteur de puissance est estimé à environ **0,95**. Elle constitue une des charges significatives du réseau.
- **Barre SS_23 (sous-station)** : la puissance active absorbée est de **8,236 MW** et la réactive de **5,33 MVAR**, avec un facteur de puissance de **83,7 %**. Cette sous-station représente une importante consommation énergétique.
- **Barre SS_12A** : cette charge présente un comportement défavorable, avec une faible valeur de facteur de puissance d'environ **0,4**. Elle absorbe **1,39 MW** en actif et **3,21 MVAR** en réactif.

L'analyse générale montre que l'énergie produite par les générateurs est correctement répartie dans le réseau(tableau IV.7). L'angle de tension très faible (proche de 0 °) sur les barres principales indique un bon équilibre du système. Toutefois, certaines charges induisent une forte consommation de puissance réactive, ce qui pourrait compromettre la qualité de tension si aucune compensation n'est envisagée. Cette étude met donc en lumière l'importance de la gestion de la puissance réactive dans le maintien de la stabilité du réseau électrique.

Bus	ID	Volt (kV)		Gen (kW, kvar)		Load (kW, kvar)		Load Flow ID	Load Flow (kW, kvar)
Bus1	*	60.00	0.00	61.00	0.0	0.00	0.0	Bus2	0.0, 0.0
Bus2		60.00	0.00	61.00	0.0	0.00	0.0	Bus1	0.0, 0.0
Bus3		60.00	-0.9	60.82	200.0	0.00	200.0	Bus4	1.9, 100.0
Bus4		60.00	-0.9	-38.87	60.82	0.00	-200.0	Bus3	1.9, 98.2
Bus6		20.00	-0.9	860.3	20.86	0.00	-1388.2	JB-A-20KV-CPP	45.2, 85.0
Bus7		60.00	-0.9	-0.001	60.82	0.00	0.0	Bus9	0.0, 0.0
Bus8		60.00	-0.9	38.87	60.82	0.00	200.0	Bus10	1.9, 98.2
Bus9		60.00	4.38	-0.001	60.82	0.00	0.0	Bus11	0.0, 0.0
Bus10		60.00	-0.9	38.87	60.82	0.00	200.0	Bus12	1.9, 98.2
Bus11		20.00	-0.9	0.001	20.06	0.00	0.0	Bus9	0.0, 0.0
Bus12		20.00	-1.0	38.73	20.93	0.00	200.0	Bus14	5.6, 98.2
Bus14		20.00	-1.0	-38.73	20.93	0.00	-200.0	Bus12	5.6, 98.2
Bus15	*	11.00	3216.1	18848.2	3216.1	18848.2	0.0	Bus17	1003.6, 98.6
Bus16		11.00	0.3	12500.0	11.76	4500.0	12500.0	Bus18	652.0, 33.9
Bus17		20.00	-0.9	2894.7	20.94	0.00	18841.1	Bus19	525.7, 98.8
Bus18		20.00	-1.0	11559.1	20.94	0.00	4453.0	Bus20	341.5, 35.9
Bus19		20.00	-1.0	-2920.8	20.93	0.00	-18840.3	Bus17	525.8, 98.8
Bus20		20.00	-1.0	-11565.1	20.93	0.00	-4451.9	Bus18	341.8, 35.9
Bus21		20.00	-0.8	1985.0	20.76	0.00	-3202.9	JB-A-20KV-CPP	104.8, 85.0
Bus22		20.00	-0.9	643.5	20.88	0.00	-1038.3	JB-B-20KV-CPP	33.8, 85.0

Tableau IV.7: Résultat obtenu de l'écoulement de puissance

IV.6 Simulation du courant de défaut

L'étude des courants de défaut permet de prévoir le comportement du réseau en cas de court-circuit, afin d'assurer la sécurité des équipements et du personnel, Dans cette simulation, différents types de défauts sont introduits au niveau de plusieurs points stratégiques du réseau : défaut triphasé (LLL).

L'analyse est réalisée à l'aide du module de calcul de court-circuit d'ETAP, Les niveaux de courant de défaut obtenus seront comparés aux caractéristiques des disjoncteurs, afin de vérifier que leur pouvoir de coupure est suffisant.

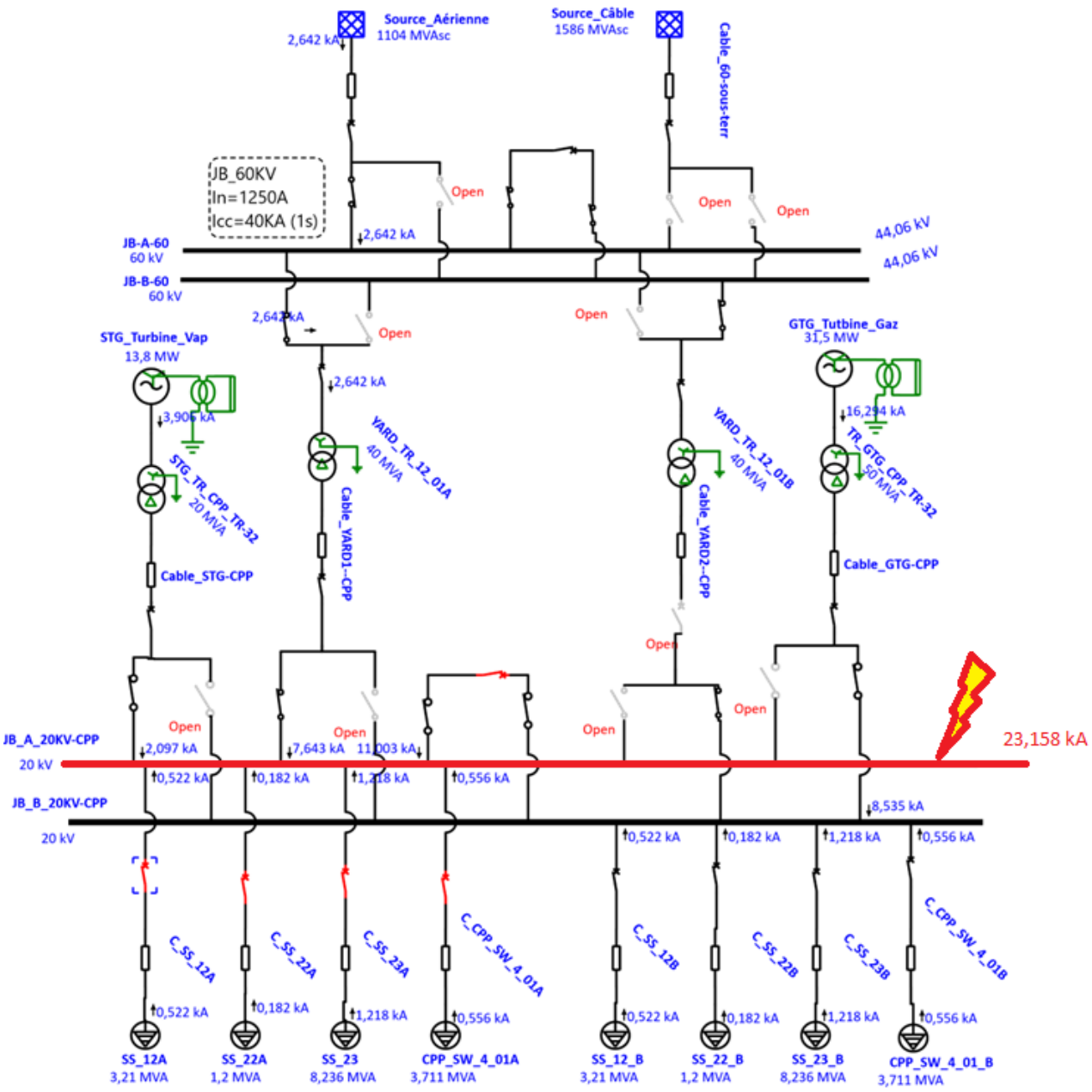


Figure IV.6: Schéma du courant de court-circuit

IV.6.1 Analyse du courant de défaut

L'analyse du courant de défaut sur le réseau électrique 20 kV a été réalisée en simulant un court-circuit triphasé au niveau de la barre principale 20 kV comme illustré par la figure IV.6. Cette analyse met en évidence les contributions individuelles des différentes sources de production et d'alimentation du réseau, notamment les générateurs GTG et

STG, ainsi que les sources externes via les transformateurs.

Le point de défaut, représenté par un éclair rouge sur le schéma unifilaire, affiche une valeur de courant de court-circuit maximale de**23,158 kA**. Cette valeur élevée indique une forte contribution simultanée de plusieurs sources. En particulier, le générateur GTG (turbine à gaz de 31,5 MW) est le principal contributeur au courant de défaut, avec une contribution de**16,274 kA**. Le générateur STG (turbine à vapeur de 13,8 MW) contribue à hauteur de **3,900 kA**, tandis que les sources aérienne et câblée via transformateurs participent chacune à hauteur de**2,642 kA**.

Tableau IV.8: Résultat de répartition des courants de court-circuit aux différents points du réseau

ID	From Bus	To Bus	%V	Real (kA)	Imag (kA)	X/R	Mag. (kA)
Bus21	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	4.00	0.073	-0.551	7.5	0.556
Bus6	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	3.75	0.068	-0.517	7.6	0.522
Bus23	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	1.31	0.029	-0.180	6.2	0.182
Bus24	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	4.97	0.163	-1.207	7.4	1.218
Bus12	Bus14	JB_A_20KV-CPP	0.48	1.585	-7.497	4.7	7.663
Bus18	Bus20	JB_A_20KV-CPP	0.18	0.056	-2.026	35.9	2.026
Bus29	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	4.00	0.073	-0.551	7.5	0.556
Bus26	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	3.75	0.068	-0.517	7.6	0.522
Bus22	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	1.31	0.029	-0.180	6.2	0.182
Bus28	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	4.97	0.163	-1.207	7.4	1.218
Bus17	Bus19	JB_A_20KV-CPP	0.03	0.279	-8.531	30.6	8.535
CPP_SW_4_01A	Bus21	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.073	-0.551	7.5	0.556
SS_12A	Bus6	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.068	-0.517	7.6	0.522
SS_22A	Bus23	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.029	-0.180	6.2	0.182
SS_23	Bus24	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.163	-1.207	7.4	1.218
Bus10	Bus12	JB_A_20KV-CPP	73.93	1.585	-7.497	4.7	7.663
Bus16	Bus18	JB_A_20KV-CPP	31.62	0.056	-2.026	35.9	2.026
CPP_SW_4_01_B	Bus29	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.073	-0.551	7.5	0.556
SS_12_B	Bus26	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.068	-0.517	7.6	0.522
SS_22_B	Bus22	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.029	-0.180	6.2	0.182
SS_23_B	Bus28	JB_A_20KV-CPP	110.00	0.163	-1.207	7.4	1.218
Bus15	Bus17	JB_A_20KV-CPP	19.94	0.279	-8.531	30.6	8.535
Bus3	Bus4	JB_A_20KV-CPP	82.41	0.546	-2.581	4.7	2.638
Bus11	Bus9	JB_A_20KV-CPP	76.35	0.000	0.000	999.9	0.000
STG_Turbine_Vap	Bus16	JB_A_20KV-CPP	104.76	0.108	-3.867	35.9	3.869
GTG_Tutbine_Gaz	Bus15	JB_A_20KV-CPP	104.76	0.533	-16.286	30.6	16.294
Bus14	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	0.00	1.585	-7.497	4.7	7.663
Bus19	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	0.00	0.279	-8.531	30.6	8.535
Bus20	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	0.00	0.056	-2.026	35.9	2.026
Bus31	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	0.00	0.000	0.000	9999.0	0.000
JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP	0.00	0.612	-10.986	18.0	11.003

La répartition des courants de court-circuit aux différents points du réseau est résumée dans le tableauIV.9 ci-dessous :

Tableau IV.9: Courants de court-circuit triphasés relevés dans le réseau

Emplacement	**Courant de défaut (kA)**
Point de défaut (barre 20 kV)	23,158
JB_A_20KV_CPP	10,522
JB_B_20KV_CPP	10,522
CPP_SW_01A	10,556
SS_22A	10,182
SS_23A	11,218
STG (Générateur vapeur 13,8 MW)	3,900
GTG (Générateur gaz 31,5 MW)	16,274
Source 60 kV (via câble / aérienne)	2,642

Ces résultats soulignent l'importance de dimensionner correctement les disjoncteurs et les équipements de coupure pour supporter des courants de défaut dépassant 23 kA, conformément aux normes. De plus, une coordination rigoureuse des protections est indispensable pour garantir une sélectivité optimale, permettant d'isoler le défaut sans compromettre l'alimentation des autres parties du réseau. La mise en place de protections différentielles sur les jeux de barres et la vérification du pouvoir de coupure des dispositifs sont donc essentielles.

IV.7 Coordination des protections

La coordination des dispositifs de protection est une étape essentielle pour garantir la sélectivité et la rapidité de détection des défauts. Cette simulation a pour objectif de configurer les relais de protection (courant maximal, temporisé, directionnel) de manière à isoler uniquement la partie défectueuse du réseau sans impacter les autres zones en fonctionnement normal.

IV.7.1 simulation de défaut ou barre principale

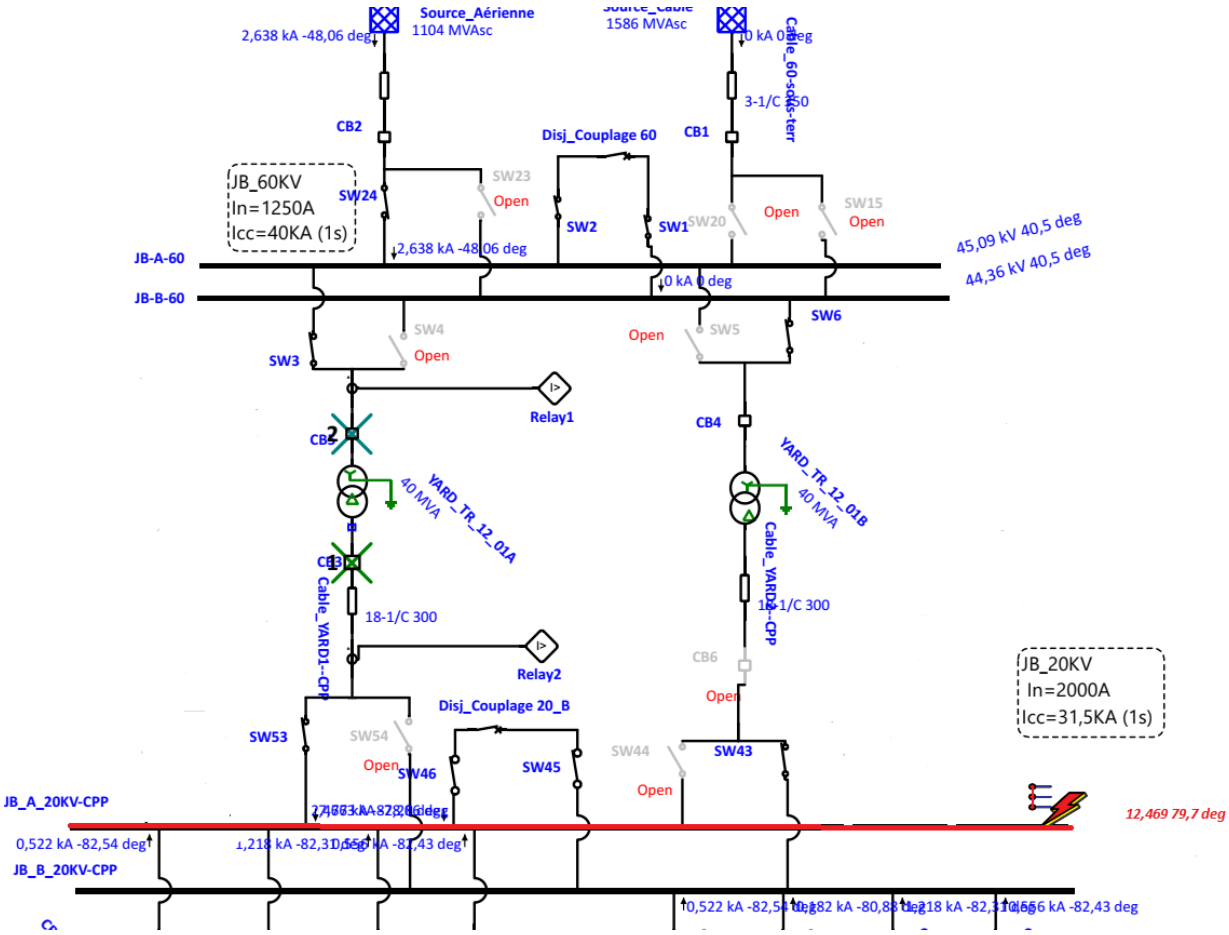


Figure IV.7: schéma unifilaire de la sous-station 20 kV

La figure IV.7 présente le schéma unifilaire de la sous-station 20 kV. le transformateur de puissance, YARD TR 12 01 A , est protégé respectivement par les relais **Relay 2** et **Relay 1**. En cas de défaut triphasé **12,428 kA** au niveau du jeu de barres **JB_A_20KV-CPP**, la coordination des relais est illustrée par la courbe de déclenchement (TCC) en figureIV.8.

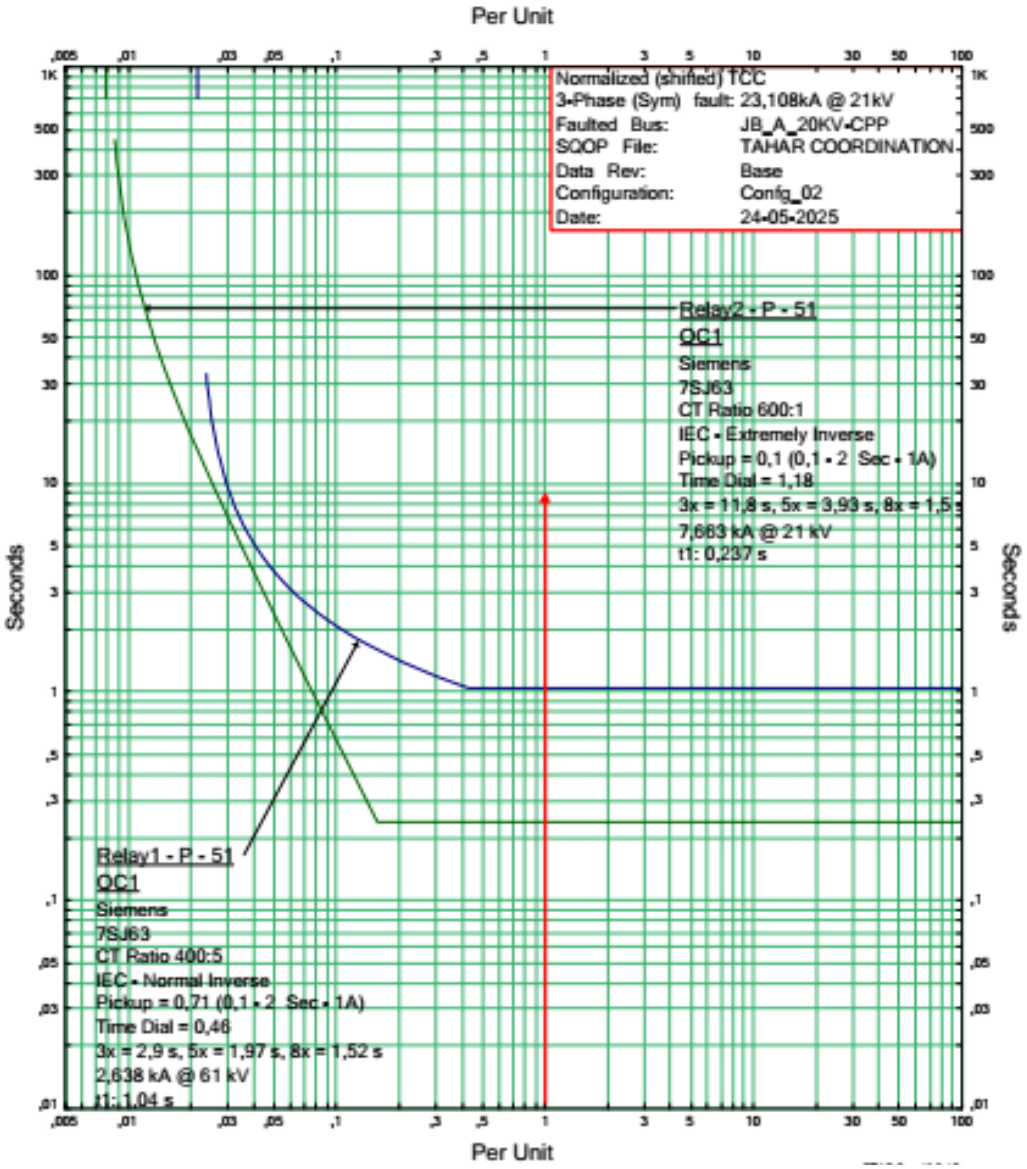


Figure IV.8: courbe de déclenchement (TCC)

L'analyse de la coordination temporelle des relais de protection, illustrée par la **Figure IV.8**, concerne un défaut triphasé symétrique survenu au niveau du jeu de barres **JB_A_20KV-CPP**, Le **Relay 2** , avec un déclenchement rapide de 0,045 s à 8 fois le courant de déclenchement, assure une protection immédiate. Le **Relay 1** , intervient en back-up avec un temps plus élevé (0,1 s à 8 fois le courant), assurant ainsi la sélectivité temporelle. Cette coordination respecte les principes de sélectivité et de fiabilité des protections dans les réseaux industriels moyenne tension.

IV.7.2 Simulation d'un défaut au niveau d'une charge

Dans cette sous-section, l'étude porte sur l'analyse du comportement du réseau électrique lors de l'apparition d'un défaut au niveau d'un point de charge spécifique. Pour cela, la charge localisée au niveau du poste secondaire (SS 22 A) a été choisie comme site de simulation du défaut.

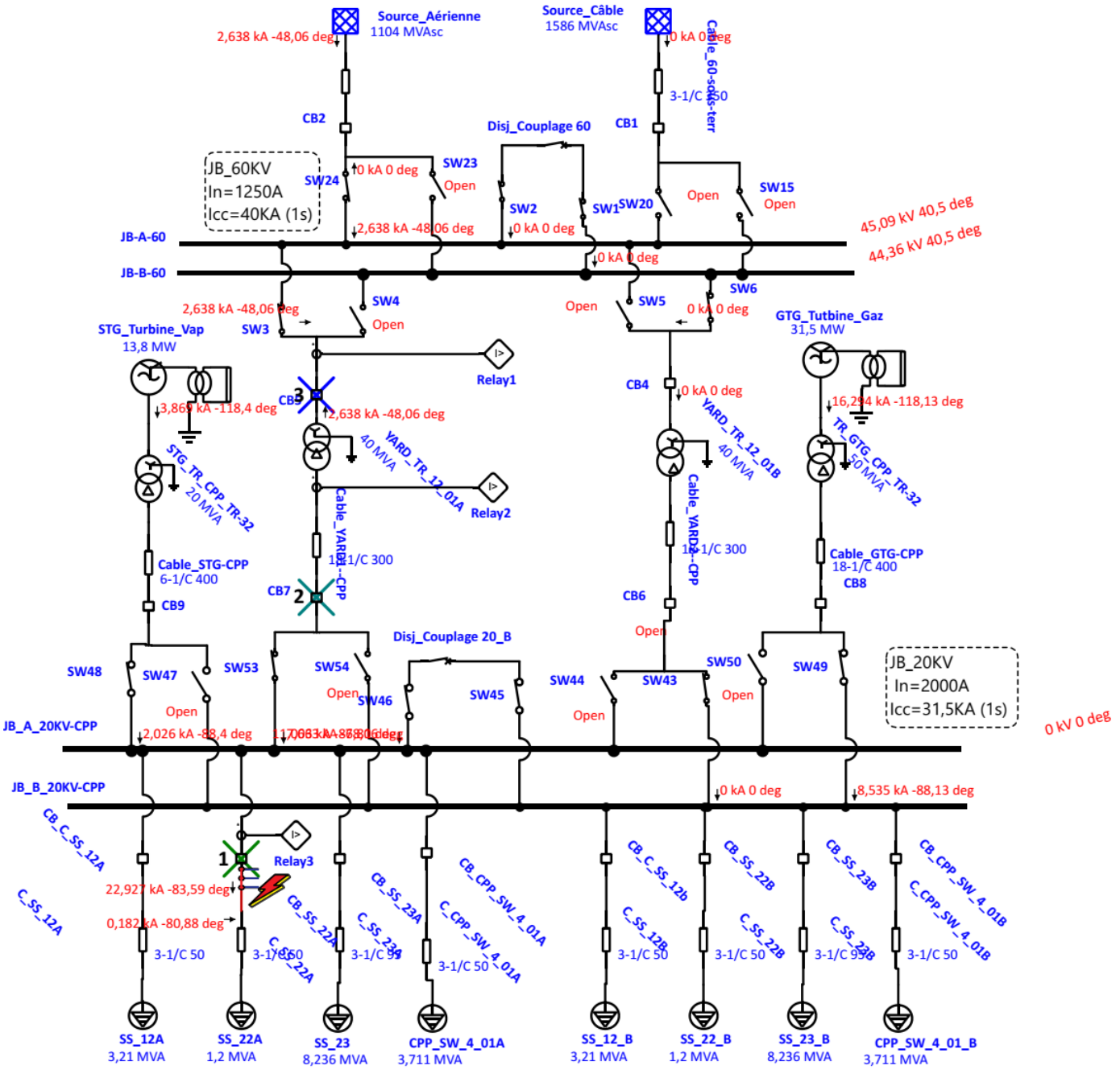


Figure IV.9: Schéma unifilaire du réseau montrant la position des relais et le défaut sur SS_22A

Le schéma unifilaire présenté en **figure IV.9**met en évidence un défaut de type court-circuit triphasé localisé sur la charge **SS_22A**, protégée par le disjoncteur `CB_SS_22A`. Ce défaut est particulièrement sévère, avec un courant de court-circuit de l'ordre de **22,927 kA**, ce qui indique une faible impédance de défaut située très près du point de raccordement. Plusieurs sources contribuent à l'alimentation de ce défaut, notamment la source aérienne (via le transformateur principal), ainsi que les générateurs GTG et STG, connectés au jeu de barres 20 kV. Cette forte contribution multipoint amplifie l'intensité du courant de défaut, rendant indispensable une protection bien coordonnée.

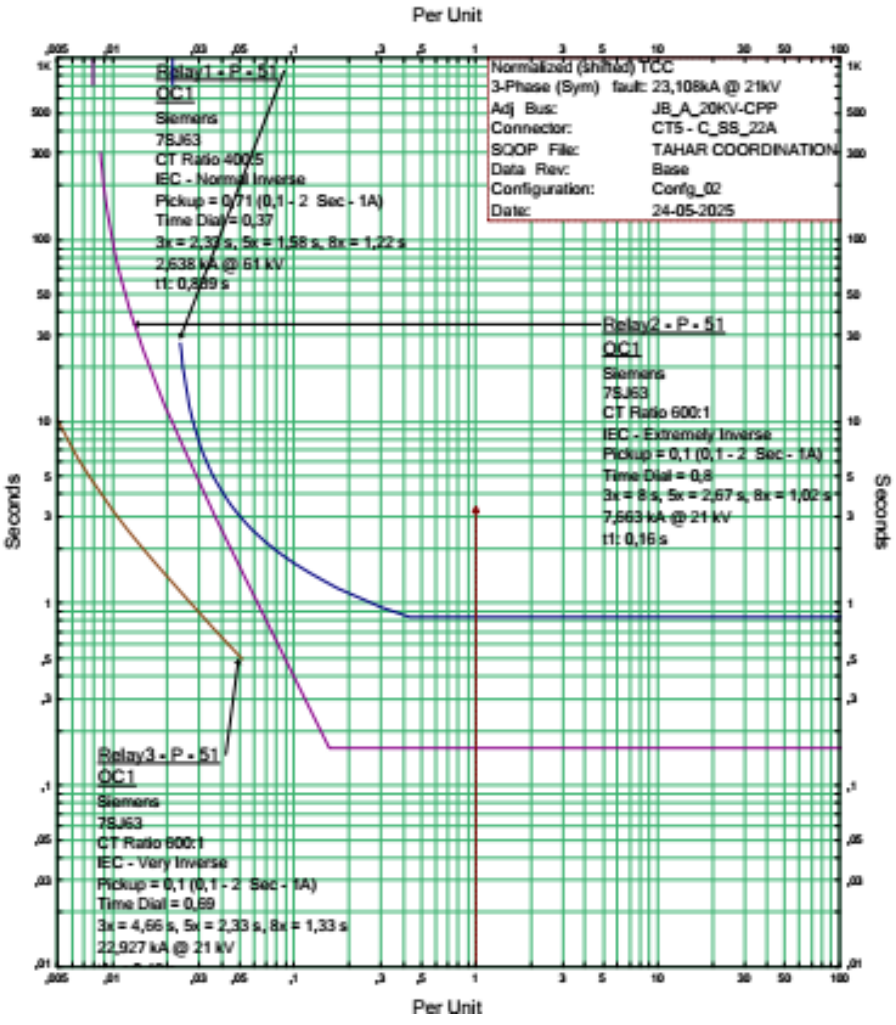


Figure IV.10: courbe de protection des relais

la figure IV.10presente le relais de protection **Relais 3** est placé juste en amont(reglé en "very inverse") de la charge SS_22A, est le plus proche du défaut et doit intervenir en priorité. En cas de défaillance de ce dernier, le relais intermédiaire **Relais 2** prend le relais

avec un délai coordonné (reglé en "extermly inverse"). Si les deux échouent, le **Relais 1**, situé près de la source, assure en dernier recours l'élimination du défaut pour protéger l'ensemble du système(reglé en "normal inverse"). Cette coordination hiérarchisée permet de limiter l'impact de l'incident à la seule portion affectée du réseau tout en assurant la continuité de service pour les charges restantes.

IV.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré la simulation et l'analyse du comportement électrique de la sous-station 20 kV de la raffinerie. Après une présentation détaillée de l'interface, des fonctionnalités principales et des étapes de simulation propres à ETAP, nous avons procédé à l'implémentation complète du schéma unifilaire de notre réseau industriel.

La simulation de l'écoulement de puissance a permis de vérifier la répartition des charges, les niveaux de tension aux différents bus et les flux de puissance actifs et réactifs, tout en validant la cohérence des résultats obtenus avec les données réelles.
Ensuite, le calcul des courants de défaut a permis d'évaluer le comportement du réseau face à différents types de défauts (triphasé, biphasé, monophasé), ce qui constitue une étape cruciale pour la mise en place de protections adéquates.

Enfin, la section consacrée à la coordination des protections a permis d'analyser les réglages des relais de protection en fonction des courants de court-circuit obtenus, assurant ainsi la sélectivité et la fiabilité du système de protection.

Les résultats issus des différentes simulations confirment la validité de la modélisation et apportent des éléments essentiels pour l'étude de la sécurité et de l'efficacité énergétique du réseau.

Conclusion Générale

Ce mémoire s'est inscrit dans le cadre d'une étude approfondie du comportement électrique d'une sous-station 20 kV au sein de la raffinerie d'Alger, avec pour objectif principal d'assurer une exploitation fiable, sécurisée et optimisée du réseau électrique industriel de cette infrastructure stratégique.

Dans un premier temps, nous avons présenté la raffinerie d'Alger, ses principales unités de production, ainsi que son importance cruciale sur les plans économique et énergétique. Cette mise en contexte a permis de souligner le rôle essentiel que joue l'alimentation électrique dans la continuité et la performance des processus industriels. Une attention particulière a été accordée à la sous-station 20 kV, considérée comme le cœur du système de distribution interne de la raffinerie.

Le second chapitre a été consacré à l'étude théorique de deux composantes fondamentales des systèmes électriques : **l'écoulement de puissance** et le **calcul des courants de défaut**. Nous avons présenté les méthodes de résolution adaptées aux réseaux industriels, afin de déterminer avec précision les tensions, les puissances actives et réactives aux différentes branches du réseau. D'autre part, les différents types de défauts (triphasé, biphasé à la terre, monophasé à la terre) ont été analysés , avec leur modélisation mathématique et leurs impacts sur le réseau.

Le troisième chapitre a mis l'accent sur la problématique de la **coordination des protections**. Après une présentation générale des relais et des dispositifs de protection, nous avons étudié les paramètres de réglage des relais de protection maximale de courant. Nous avons ensuite exposé les règles de coordination hiérarchique permettant d'assurer la **sélectivité**, la **rapidité** et la **sécurité de déclenchement** en cas de défaut. Des schémas explicatifs, ainsi que des courbes temps-courant, ont illustré de manière claire le fonctionnement des dispositifs de protection.

Enfin, le quatrième chapitre a permis de **valider les approches théoriques par des simulations numériques** à l'aide du logiciel professionnel **ETAP**. La modélisation fidèle du réseau de la sous-station 20 kV a permis de simuler avec précision l'écoulement de puissance ainsi que les courants de défaut. Les résultats obtenus ont été conformes aux

exigences techniques et opérationnelles du réseau réel, renforçant ainsi la crédibilité du modèle. La coordination des relais a également été vérifiée à travers l'analyse graphique des courbes de déclenchement générées sous ETAP.

Perspectives d'avenir

Dans une optique d'évolution et d'optimisation énergétique, plusieurs pistes peuvent être envisagées pour approfondir cette étude :

- **L'intégration d'une unité de cogénération** au sein de la raffinerie, permettant de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur. Cette solution renforcerait l'autonomie énergétique du site, améliorerait le rendement global et réduirait les pertes.
- **La simulation de cette unité dans ETAP** afin d'analyser son impact sur l'équilibre des charges, la stabilité du réseau et la coordination des protections existantes.
- À plus long terme, une extension de ce travail pourrait viser l'intégration de **sources d'énergie renouvelable** (telles que le solaire photovoltaïque), avec étude de leur comportement dynamique dans un réseau industriel mixte.
- Enfin, le développement d'un **système intelligent de gestion de l'énergie** basé sur l'intelligence artificielle (IA) pourrait permettre une supervision en temps réel, une prédiction plus précise des charges, ainsi qu'une optimisation continue des flux énergétiques.

Ce mémoire constitue ainsi une base solide pour toute démarche d'amélioration, de sécurisation et de modernisation d'un réseau électrique industriel complexe, et ouvre la voie vers des solutions énergétiques plus durables et plus intelligentes.

Bibliographie

[1] Gouvernement Algérien. Décret exécutif n 21-320 du 14 août 2021 fixant les règles et les conditions d'exercice des activités de raffinage et de transformation des hydrocarbures en algérie. https ://www.energy.gov.dz, 2021. Consulté le 19 mars 2025.

[2] K. Benali. *Les Réseaux électriques industriels en milieu pétrolier*. ENP Editions, 2020.

[3] John J. Grainger and William D. Stevenson. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.

[4] Electrical Engineering Journal. Analyse des défauts et protection des réseaux industriels avec etap. *Electrical Engineering*, 15(4) :45–58, 2023. Consulté le 19 mars 2025.

[5] ETAP Operation Technology, Inc. *ETAP 20.0 User Guide*, 2020. Logiciel de simulation de systèmes électriques.

[6] DK News. Sonatrach : la raffinerie de sidi r'cine d'alger est un "énorme acquis", 2019. Consulté le 19 mars 2025.

[7] Algérie 360. Raffinerie d'alger : la société chargée des travaux de réhabilitation, 2019. Consulté le 19 mars2019.

[8] Le Figaro. Sonatrach signe un contrat de 380 millions d'euros avec cpecc pour la modernisation de la raffinerie d'alger. *Le Figaro*, 2016. Consulté le 19 mars 2025.

[9] Ministère de l'Énergie Algérien. Modernisation de la raffinerie d'alger : augmentation de la capacité et conformité aux normes euro v. https://www.energy.gov.dz, 2025. Consulté le 19 mars 2025.

[10] Reporters.dz. Mise en service de la raffinerie de sidi r'zine à alger : L'approvisionnement de l'algérie en carburants sécurisé, cap sur l'exportation, 2019. Consulté janv 2019.

[11] Officiel Prévention. Les risques professionnels dans les raffineries de pétrole et les mesures de prévention. 2023. Consulté le 2 juil 2007.

[12] Presses Universitaires de Paris Nanterre. *Étude sur la modernisation et la réduction des émissions*. OpenEdition Books, 2023. Consulté le 19 mars 2025.

[13] Schneider Electric. *Guide de l'installation électrique : Protection et sécurité des réseaux*. Schneider Electric, 2003.

[14] Fluke Corporation. Qualité de l'alimentation électrique et impact des perturbations sur les équipements. https://www.fluke.com, 2017. Consulté le jan 2020.

[15] Hamza Toumlilt and Hamza Gouigah. Coordination de la protection dans les réseaux électriques htb, 2023. Dépôt institutionnel de l'UMBB, Filière : Electrotechnique, Spécialité : Machines Électriques.

[16] ENTSO-E. Network code on operational security (nc os). https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/OS_NC/130227-AS-NC_OS_final_.pdf, 2013. Network Code established under Regulation EC 714/2009 ; accessible via ENTSO-E website.

[17] Nouti Abdellatif, Abdi Sifeddine, and Seba Karim. Impact de la variation de charge sur le réseau électrique interne de la raffinerie sidi r'zine sonatrach. Mémoire de master, Université de Médéa, Faculté de Technologie, 2024.

[18] Siemens Energy. Siemens energy - website, 2025. Consulté le 19 mars 2025.

[19] Power Systems UK. Switchgear design and build – electrical infrastructure services. https ://www.powersystemsuk.co.uk/services/electrical-infrastructure/design-and-build/switchgear/, 2008. Consulté le JAN 2008.

[20] RTE France. Transport de l'énergie électrique en france. https://www.rte-france.com, 2008. Consulté le juin 2009.

[21] HOUACHE Kacem. Hv switchgear gis 20 kv. Technical report, Raffinerie d'Alger (SONATRACH), 2013. Présentation PowerPoint.

[22] John J Grainger and William D Stevenson Jr. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.

[23] Paul M Anderson. *Analysis of Faulted Power Systems*. IEEE Press, 1995.

[24] J. Duncan Glover, Mulukutla S Sarma, and Thomas J Overbye. *Power System Analysis and Design*. Cengage Learning, 2012.

[25] Hassan MESSAOUDI. Optimisation de la coordination des relais de protection dans les réseaux électriques. Mémoire de fin d'études - master, Université (Université Mohamed Khider Biskra), 2015. Soutenu le 01 juin 2015. Encadré par M. MAHDAD Belkacem.

[26] Stanley H. Horowitz and Arun G. Phadke. *Power System Relaying*. John Wiley & Sons, 4th edition, 2008.

[27] Turan Gönen. *Electric Power Distribution System Engineering*. CRC press, 3rd edition, 2015.

[28] ETAP Technical Team. Etap 20.6 user manual, 2021. Disponible sur https://etap.com.

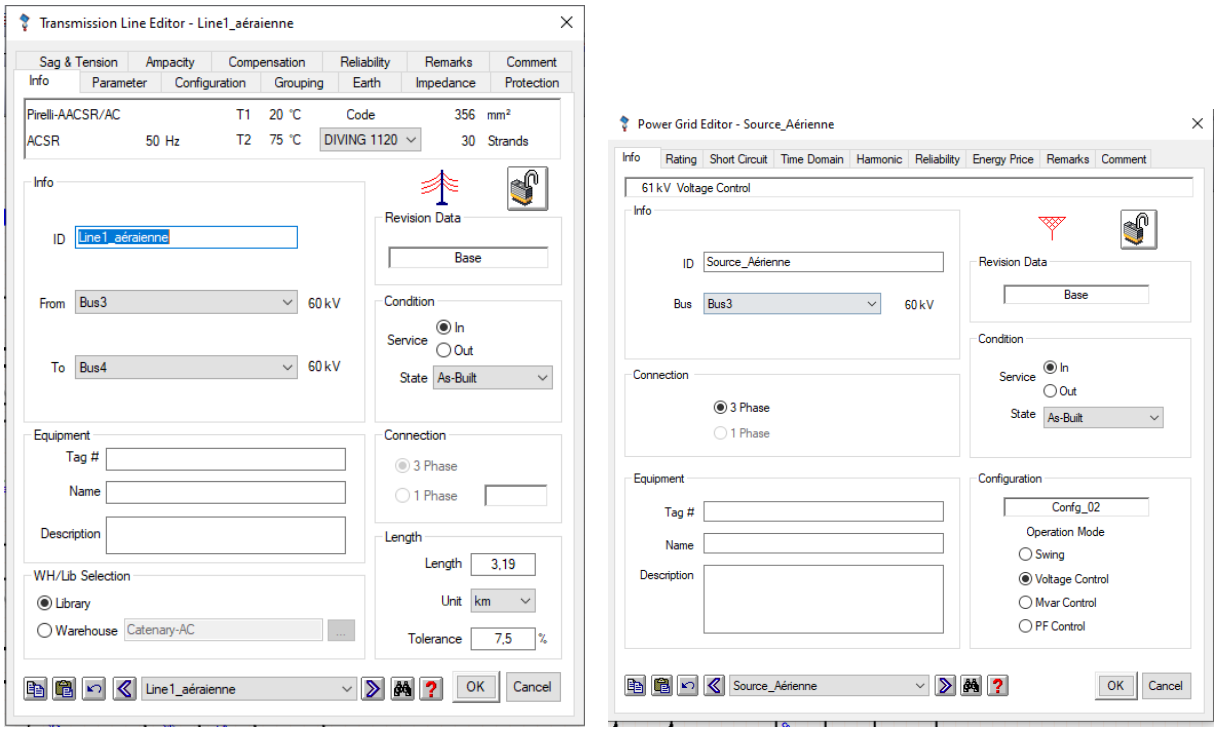
[29] Technip and Sonatrach. Electrical network power system studies : Load flow and short-circuit. Technical report, TECHNIP/SONATRACH, January 2012.

[30] D. DIOP and C. SUTRA. Ese-030-12 - electrical networks studies expertise, révision b2. Technical report, TECHNIP/SONATRACH, 2015.

Annexe A

Paramétrage des éléments électriques sur Logiciel ETAP 19.0.1

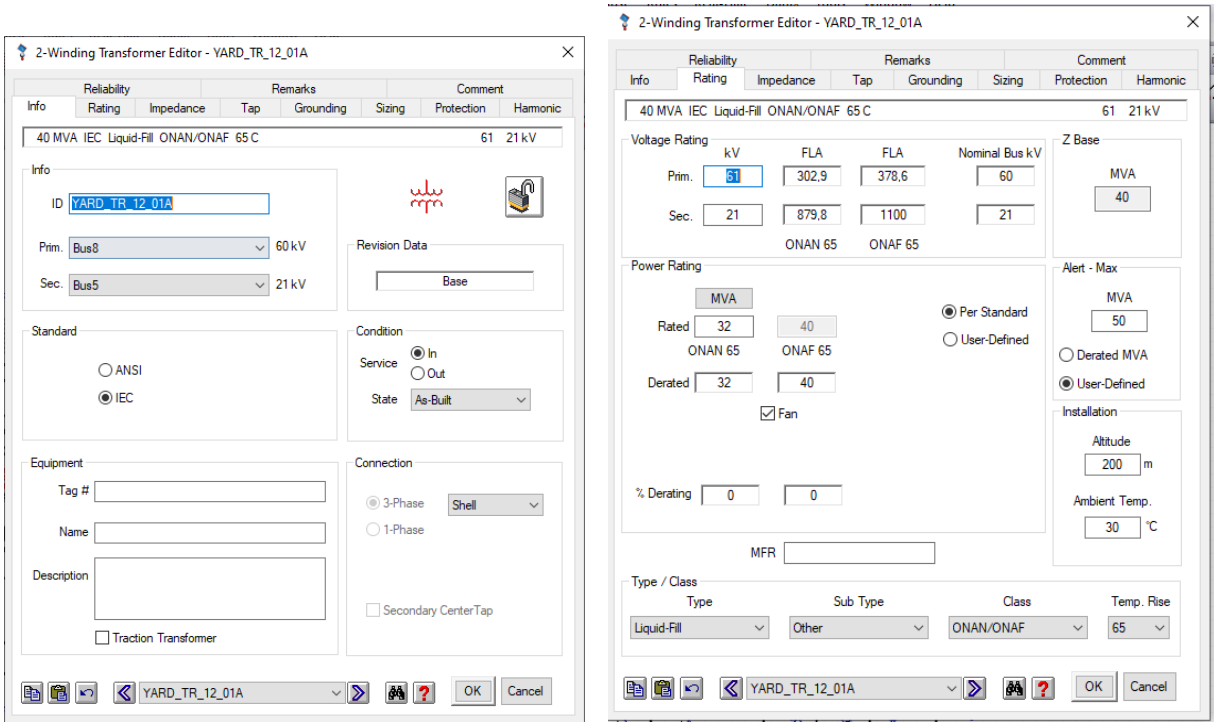
A.1 Configuration de source et la ligne aérienne



(a) réglage de ligne aérienne **(b)** réglage de source aérienne

Figure A.1: Fonctionnalités de simulation sous ETAP : source et ligne aérienne

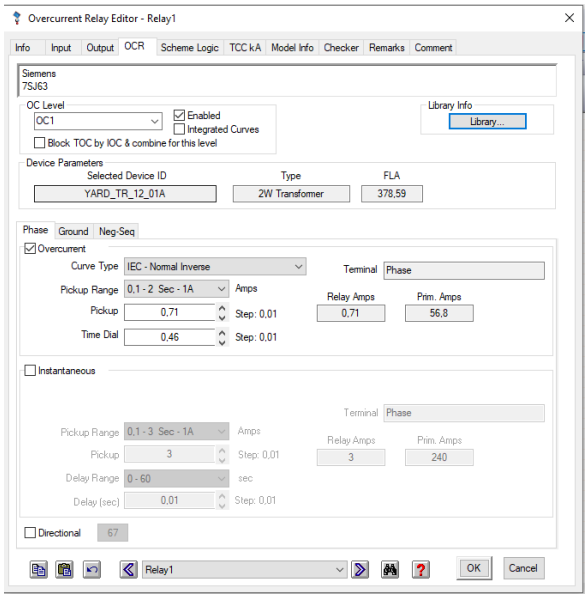
A.2 Les paramètre de réglage de transformateur



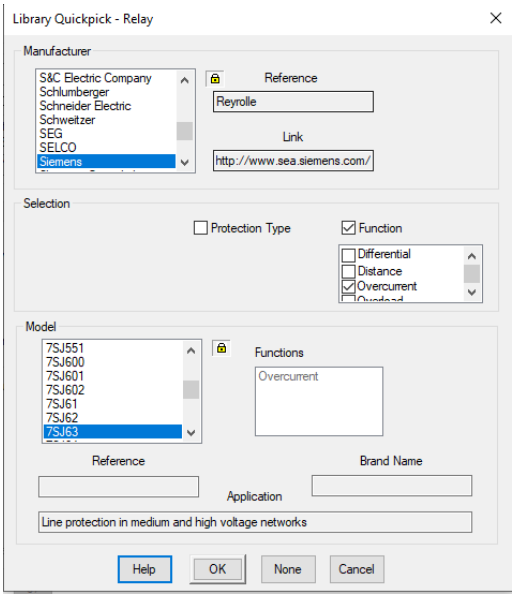
(a) Les donnes de transformateur **(b)** réglage des paramètres de transformateur

Figure A.2: Fonctionnalités de simulation sous ETAP : Les parametres de transformateur

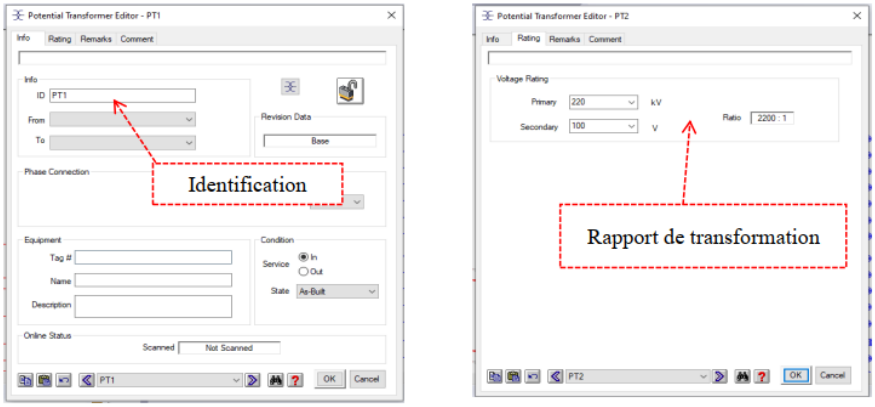
A.3 configuration de relais et le transformateur de courant



(a) relais de protection



(b) bibliothèque de relais de protection



(c) le transformateur de courant)

Figure A.3: Principales fonctionnalités et interfaces du logiciel ETAP

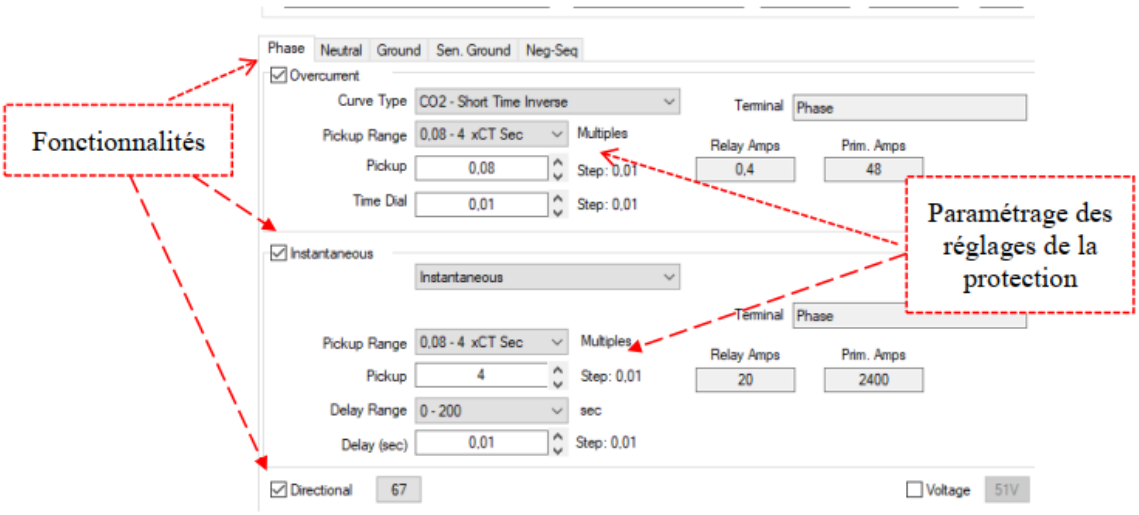


Figure A.4: les fonctions de relais

A.4 configuration de generateur GTG et jeu de barre

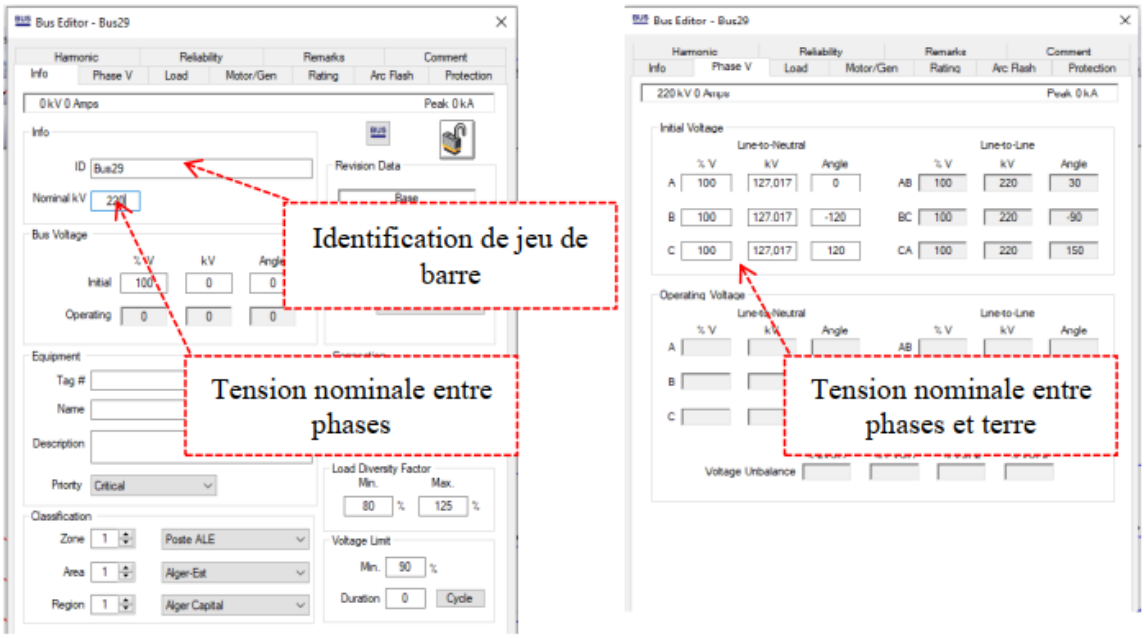
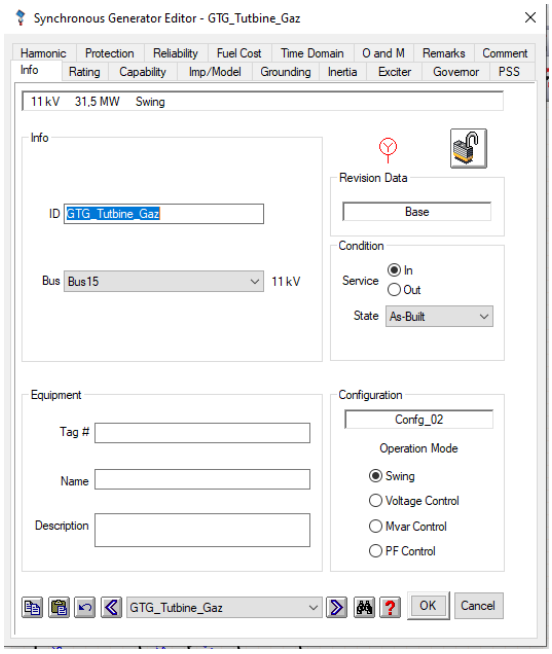
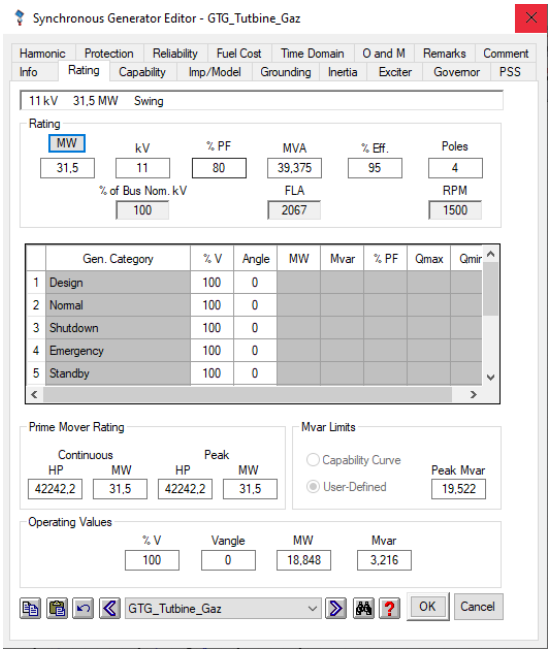


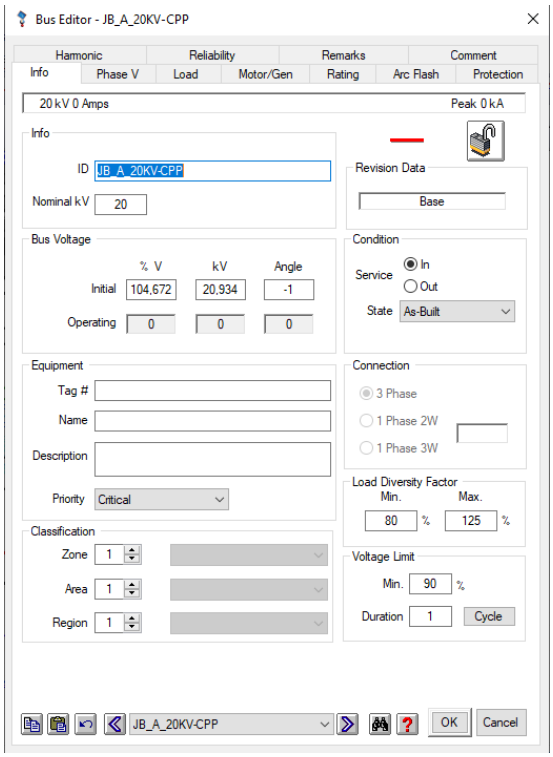
Figure A.5: reglages des bus barres



(a) les information de turbine a gaz



(b) les donnes de generateur



(c) jeu de barre 20 kV

Figure A.6: Principales fonctionnalités de generateurs GTG et les bus barres

LOAD_FLOW_REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	kV	Ang.	kW	kvar	kW	kvar	ID	kW	kvar	Amp	%PF	%Tap
*Bus1	60.000	61.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus2	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus2	60.000	61.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus1	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus3	60.000	60.820	-0.9	200.0	0.0	0.0	0.0	Bus4	200.000	0.000	1.9	100.0	
Bus4	60.000	60.819	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus3	-199.996	-38.869	1.9	98.2	
								JB-A-60	199.996	38.869	1.9	98.2	
Bus5	21.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus14	199.993	38.729	5.6	98.2	
								Bus8	-199.993	-38.729	5.6	98.2	
Bus6	20.000	20.859	-0.9	0.0	0.0	1388.2	860.3	JB_A_20KV-CPP	-1388.203	-860.331	45.2	85.0	
Bus7	60.000	60.819	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus9	0.000	-0.001	0.0	0.0	
								JB-B-60	0.000	0.001	0.0	0.0	
Bus8	60.000	60.819	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus5	199.996	38.870	1.9	98.2	
								JB-A-60	-199.996	-38.870	1.9	98.2	
Bus9	60.000	60.819	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus11	0.000	-0.001	0.0	0.0	4.375
								Bus7	0.000	0.001	0.0	0.0	
Bus11	20.000	20.060	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus9	0.000	0.001	0.0	0.0	
Bus14	20.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus5	-199.992	-38.729	5.6	98.2	
								JB_A_20KV-CPP	199.992	38.729	5.6	98.2	
*Bus15	11.000	11.000	0.0	18848.2	3216.1	0.0	0.0	Bus17	18848.220	3216.052	1003.6	98.6	-40.000
Bus16	11.000	11.764	0.3	4500.0	12500.0	0.0	0.0	Bus18	4500.000	12500.000	652.0	33.9	
Bus17	20.000	20.936	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus19	18841.070	2894.727	525.7	98.8	
								Bus15	-18841.070	-2894.727	525.7	98.8	-40.000
Bus18	20.000	20.941	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus20	4452.955	11559.110	341.5	35.9	
								Bus16	-4452.955	-11559.110	341.5	35.9	
Bus19	20.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus17	-18840.270	-2920.758	525.8	98.8	
								JB_A_20KV-CPP	18840.270	2920.758	525.8	98.8	
Bus20	20.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus18	-4451.931	-11565.110	341.8	35.9	
								JB_A_20KV-CPP	4451.931	11565.110	341.8	35.9	
Bus21	20.000	20.761	-0.8	0.0	0.0	3202.9	1985.0	JB_A_20KV-CPP	-3202.895	-1984.976	104.8	85.0	
Bus22	20.000	20.878	-0.9	0.0	0.0	1038.3	643.5	JB_B_20KV-CPP	-1038.312	-643.488	33.8	85.0	
Bus23	20.000	20.878	-0.9	0.0	0.0	1038.3	643.5	JB_A_20KV-CPP	-1038.312	-643.488	33.8	85.0	
Bus24	20.000	20.771	-0.9	0.0	0.0	5332.8	3305.0	JB_A_20KV-CPP	-5332.803	-3304.975	174.4	85.0	

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	kV	Ang.	kW	kvar	kW	kvar	ID	kW	kvar	Amp	%PF	%Tap
Bus26	20.000	20.784	-0.9	0.0	0.0	2772.1	1718.0	JB_B_20KV-CPP	-2772.125	-1718.009	90.6	85.0	
Bus28	20.000	20.771	-0.9	0.0	0.0	5332.8	3305.0	JB_B_20KV-CPP	-5332.803	-3304.975	174.4	85.0	
Bus29	20.000	20.761	-0.8	0.0	0.0	3202.9	1985.0	JB_B_20KV-CPP	-3202.895	-1984.976	104.8	85.0	
Bus31	20.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	JB_B_20KV-CPP	0.000	0.000	0.0	0.0	
JB-A-60	61.000	60.819	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	JB-B-60	0.000	-0.001	0.0	0.0	
								Bus8	199.996	38.870	1.9	98.2	
								Bus4	-199.996	-38.869	1.9	98.2	
JB-B-60	60.000	60.819	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	JB-A-60	0.000	0.001	0.0	0.0	
								Bus7	0.000	-0.001	0.0	0.0	
JB_A_20KV-CPP	20.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus21	3233.938	1994.793	104.8	85.1	
								Bus6	1393.979	862.158	45.2	85.0	
								Bus23	1041.538	644.508	33.8	85.0	
								Bus24	5375.965	3329.244	174.4	85.0	
								JB_B_20KV-CPP	12446.770	7693.892	403.6	85.1	
								Bus20	-4451.931	-11565.110	341.8	35.9	
								Bus19	-18840.270	-2920.758	525.8	98.8	
								Bus14	-199.992	-38.729	5.6	98.2	
JB_B_20KV-CPP	20.000	20.934	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Bus29	3233.938	1994.793	104.8	85.1	
								Bus26	2795.327	1725.346	90.6	85.1	
								Bus22	1041.538	644.508	33.8	85.0	
								Bus28	5375.965	3329.244	174.4	85.0	
								JB_A_20KV-CPP	-12446.770	-7693.892	403.6	85.1	
								Bus31	0.000	0.000	0.0	0.0	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

# Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard

3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	2	1	27	30

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	4	0	0	13	0	11	28

	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total
Number of Machines:	2	2	0	0	8	12

System Frequency:	50.00
Unit System:	Metric
Project Filename:	TAHAR_SIMULATION
Output Filename:	D:\Theses_2025\TAHAR SIMULATION\TAHARE.SI2S

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	Yes	Individual	

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Global	20
Cable / Busway Resistance:	Yes	Global	20

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	60.000	61.000	1	101.67	0.00
Bus2	Load	60.000	61.000	1	101.67	0.00
Bus3	Gen.	60.000	61.000	2	101.67	60.00
Bus4	Load	60.000	61.000	2	101.36	60.00
Bus6	Load	20.000	21.000	2	104.30	30.00
Bus7	Load	60.000	61.000	2	101.36	60.00
Bus8	Load	60.000	61.000	2	101.36	60.00
Bus9	Load	60.000	61.000	2	101.36	60.00
Bus10	Load	60.000	61.000	2	101.36	60.00
Bus11	Load	20.000	21.000	2	100.30	30.00
Bus12	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00
Bus14	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00
Bus15	SWNG	11.000	11.000	2	100.00	0.00
Bus16	Load	11.000	11.000	2	106.95	0.31
Bus17	Load	20.000	21.000	2	104.68	30.00
Bus18	Load	20.000	21.000	2	104.70	30.00
Bus19	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00
Bus20	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00
Bus21	Load	20.000	21.000	2	103.80	30.00
Bus22	Load	20.000	21.000	2	104.39	30.00
Bus23	Load	20.000	21.000	2	104.39	30.00
Bus24	Load	20.000	21.000	2	103.85	30.00
Bus26	Load	20.000	21.000	2	103.92	30.00
Bus28	Load	20.000	21.000	2	103.85	30.00
Bus29	Load	20.000	21.000	2	103.80	30.00
Bus31	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00
JB-A-60	Load	61.000	61.000	2	99.70	60.00
JB-B-60	Load	60.000	61.000	2	101.36	60.00
JB_A_20KV-CPP	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00
JB_B_20KV-CPP	Load	20.000	21.000	2	104.67	30.00

30 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP .

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway ID	Library	Size	Length Adj. (m)	Length % Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable_60-sous-terr	69NCUS1	350	3977.5	-7.5	1	20	0.1183630	0.2269247		0.7745057	0.4839239	
Cable_GTG-CPP	22NCUS1	400	10.0	-90.0	6	20	0.0481080	0.2076300	0.0001099	0.0547273	1.2798900	0.0001099
Cable_STG-CPP	22NCUS1	400	95.0	-5.0	2	20	0.0481080	0.2076300	0.0001099	0.0547273	1.2798900	0.0001099
Cable_YARD1--CPP	22NCUS1	300	332.5	-5.0	6	20	0.0627427	0.1130000		0.0997609	0.2870000	
C_CPP_SW_4_01A	22NCUS1	50	2000.0	0.0	1	20	0.3874361	0.1490000		0.6160234	0.3784600	
C_CPP_SW_4_01B	22NCUS1	50	2000.0	0.0	1	20	0.3874361	0.1490000		0.6160234	0.3784600	
C_SS_12A	22NCUS1	50	2000.0	0.0	1	20	0.3874361	0.1490000		0.6160234	0.3784600	
C_SS_12B	22NCUS1	50	2000.0	0.0	1	20	0.3874361	0.1490000		0.6160234	0.3784600	
C_SS_22A	22NCUS1	50	2000.0	0.0	1	20	0.3874361	0.1490000		0.6160234	0.3784600	
C_SS_22B	22NCUS1	50	2000.0	0.0	1	20	0.3874361	0.1490000		0.6160234	0.3784600	
C_SS_23A	22NCUS1	95	2000.0	0.0	1	20	0.1945023	0.1330000		0.3092587	0.3378200	
C_SS_23B	22NCUS1	95	2000.0	0.0	1	20	0.1945023	0.1330000		0.3092587	0.3378200	
Line1_aéraienne		356	3190.0	0.0	1	20	0.0971208	0.3458200	0.0000033	0.2007570	0.9931088	0.0000015

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
STG_TR_CPP_TR-32	20.000	11.000	21.000	11.00	20.00	0	0	-11.0	0	0	9.79	Dyn	30.00
TR_GTG_CPP_TR-32	50.000	11.000	21.000	11.00	45.00	0	0	-11.0	-40.000	-40.000	9.79	Dyn	30.00
YARD_TR_12_01A	40.000	61.000	21.000	12.00	45.00	0	0	-12.0	0	0	10.56	Dyn	30.00
YARD_TR_12_01B	40.000	61.000	21.000	12.00	45.00	0	0	-12.0	0	0	10.56	YNd	30.00

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Grounding								
				Conn.	Primary				Secondary			
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
STG_TR_CPP_TR-32	20.000	11.000	21.000	Y/D	Solid							
TR_GTG_CPP_TR-32	50.000	11.000	21.000	Y/D	Solid							
YARD_TR_12_01A	40.000	61.000	21.000	D/Y					Solid			
YARD_TR_12_01B	40.000	61.000	21.000	Y/D	Solid							

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
STG_TR_CPP_TR-32	2W XFMR	Bus16	Bus18	2.13	42.62	42.68	
TR_GTG_CPP_TR-32	2W XFMR	Bus15	Bus17	0.14	6.41	6.41	
YARD_TR_12_01A	2W XFMR	Bus10	Bus12	0.58	25.94	25.94	
YARD_TR_12_01B	2W XFMR	Bus9	Bus11	0.58	25.94	25.94	
Cable_60-sous-terr	Cable	Bus1	Bus2	1.27	2.43	2.74	
Cable_GTG-CPP	Cable	Bus17	Bus19	0.00	0.01	0.01	0.0029080
Cable_STG-CPP	Cable	Bus18	Bus20	0.05	0.22	0.23	0.0092085
Cable_YARD1--CPP	Cable	Bus12	Bus14	0.08	0.14	0.16	
C_CPP_SW_4_01A	Cable	JB_A_20KV-CPP	Bus21	17.57	6.76	18.83	
C_CPP_SW_4_01B	Cable	JB_B_20KV-CPP	Bus29	17.57	6.76	18.83	
C_SS_12A	Cable	JB_A_20KV-CPP	Bus6	17.57	6.76	18.83	
C_SS_12B	Cable	JB_B_20KV-CPP	Bus26	17.57	6.76	18.83	
C_SS_22A	Cable	JB_A_20KV-CPP	Bus23	17.57	6.76	18.83	
C_SS_22B	Cable	JB_B_20KV-CPP	Bus22	17.57	6.76	18.83	
C_SS_23A	Cable	JB_A_20KV-CPP	Bus24	8.82	6.03	10.69	
C_SS_23B	Cable	JB_B_20KV-CPP	Bus28	8.82	6.03	10.69	
Line1_aéraienne	Line	Bus3	Bus4	0.83	2.96	3.08	0.0391123
CB4	Tie Breakr	Bus7	Bus9				
CB5	Tie Breakr	Bus8	Bus10				
Disj_Couplage 20_B	Tie Breakr	JB_B_20KV-CPP	JB_A_20KV-CPP				
Disj_Couplage 60	Tie Breakr	JB-B-60	JB-A-60				
SW3	Tie Switch	JB-A-60	Bus8				
SW6	Tie Switch	JB-B-60	Bus7				
SW24	Tie Switch	JB-A-60	Bus4				
SW43	Tie Switch	Bus31	JB_B_20KV-CPP				
SW48	Tie Switch	Bus20	JB_A_20KV-CPP				
SW49	Tie Switch	Bus19	JB_B_20KV-CPP				
SW53	Tie Switch	Bus14	JB_A_20KV-CPP				

Power Grid Input Data

		Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding
Power Grid ID	Connected Bus ID	MVASC	kV	R	X"	R/X"	Type
Source_Aérienne	Bus3	1104.000	61.000	5.71684	7.02599	0.81	Delta
Source_Câble	Bus1	1586.000	61.000	3.97944	4.89073	0.81	Delta

Total Connected Power Grids (= 2): 2690.000 MVA

Synchronous Generator Input Data

Synchronous Generator		Rating				% Impedance in Machine Base					Grounding			Excitation
							Xd"							
ID	Type	MVA	kV	RPM	% PF	R	Adj.	Tol.	R/X	Xd, sat	Conn.	Type	Amp	Type
GTG_Tutbine_Gaz	Gas Turbo	39.375	11.000	1500	80.00	0.415	11.82	-15.0	0.04	182.00	Wye		10.00	Turbine 130%
STG_Turbine_Vap	Steam Turbo	17.250	11.000	1500	80.00	0.351	19.64	-15.0	0.02	204.00	Wye		0.00	Turbine 130%

Total Connected Synchronous Generators (= 2,00) : 56,625 MVA

Lumped Load Input Data

	Lumped Load						Motor Loads								
	Rating				% Load		Loading		% Impedance (Machine Base)			Grounding			mFact.
Lumped Load ID	kVA	kV	Amp	% PF	MTR	STAT	kW	kvar	R	X"	R/X"	Conn.	Type	Amp	MW/PP
CPP_SW_4_01A	3710.6	20.000	107.12	85.00	80	20	2523.21	1563.74	1.66	16.58	0.10	Delta			2.52
CPP_SW_4_01_B	3710.6	20.000	107.12	85.00	80	20	2523.21	1563.74	1.66	16.58	0.10	Delta			2.52
SS_12A	3210.0	20.000	92.66	85.00	80	20	1091.40	676.39	1.53	15.31	0.10	Delta			2.18
SS_12_B	3210.0	20.000	92.66	85.00	80	20	2182.80	1352.78	1.53	15.31	0.10	Delta			2.18
SS_22A	1200.0	20.000	34.64	85.00	80	20	816.00	505.71	2.47	16.48	0.15	Delta			0.82
SS_22_B	1200.0	20.000	34.64	85.00	80	20	816.00	505.71	2.47	16.48	0.15	Delta			0.82
SS_23	8235.8	20.000	237.75	85.00	80	20	4200.26	2603.09	1.66	16.58	0.10	Delta			5.60
SS_23_B	8235.8	20.000	237.75	85.00	80	20	4200.26	2603.09	1.66	16.58	0.10	Delta			5.60

Total Connected Lumped Loads (= 8): 32712.8 kVA

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus : **JB_A_20KV-CPP**

Nominal kV = 20.000 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)								
From Bus	To Bus	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		Sequence Current (kA)		
ID	ID	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2	I0
JB_A_20KV-CPP	Total	0.00	0.0	132.21	-128.9	123.90	130.6	16.305	-85.4	0.000	0.0	0.000	0.0	5.435	5.435	5.435
Bus21	JB_A_20KV-CPP	2.02	-64.4	131.69	-129.2	124.94	130.5	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
Bus6	JB_A_20KV-CPP	1.89	-64.6	131.72	-129.2	124.88	130.5	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
Bus23	JB_A_20KV-CPP	0.66	-62.9	132.05	-129.0	124.24	130.6	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
Bus24	JB_A_20KV-CPP	2.51	-51.0	131.82	-129.4	125.21	130.7	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus12	Bus14	1.03	-15.8	131.91	-128.6	123.35	130.4	9.299	-83.6	3.558	-83.9	3.475	-91.6	1.802	2.068	5.435
Bus18	Bus20	0.08	-14.3	132.23	-128.9	123.94	130.6	0.916	-91.3	0.443	92.9	0.475	84.8	0.477	0.440	0.000
Bus29	JB_B_20KV-CPP	2.02	-64.4	131.69	-129.2	124.94	130.5	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
Bus26	JB_B_20KV-CPP	1.89	-64.6	131.72	-129.2	124.88	130.5	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
Bus22	JB_B_20KV-CPP	0.66	-62.9	132.05	-129.0	124.24	130.6	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
Bus28	JB_B_20KV-CPP	2.51	-51.0	131.82	-129.4	125.21	130.7	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus17	Bus19	0.01	-11.5	132.22	-128.9	123.91	130.6	3.603	-88.5	1.924	102.2	1.749	79.8	2.007	1.597	0.000
CPP_SW_4_01A	Bus21	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
SS_12A	Bus6	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
SS_22A	Bus23	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
SS_23	Bus24	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus10	Bus12	98.84	37.7	107.50	-90.5	90.55	148.7	9.299	-83.6	3.558	-83.9	3.475	-91.6	1.802	2.068	5.435
Bus16	Bus18	77.64	-43.0	80.51	-135.9	108.94	89.5	0.916	-91.3	0.443	92.9	0.475	84.8	0.477	0.440	0.000
CPP_SW_4_01_B	Bus29	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
SS_12_B	Bus26	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
SS_22_B	Bus22	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
SS_23_B	Bus28	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus15	Bus17	73.32	-45.4	77.94	-132.9	109.31	89.2	3.603	-88.5	1.924	102.2	1.749	79.8	2.007	1.597	0.000
Bus3	Bus4	101.46	36.1	107.21	-90.4	94.01	149.7	1.141	-83.4	0.096	-7.7	1.168	101.1	0.620	0.712	0.000
Bus11	Bus9	93.10	4.9	110.68	-115.2	102.83	116.3	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
STG_Turbine_Vap	Bus16	104.76	-30.0	104.76	-150.0	104.76	90.0	1.532	-92.6	1.498	90.1	0.079	24.7	0.910	0.839	0.000
GTG_Tutbine_Gaz	Bus15	104.76	-30.0	104.76	-150.0	104.76	90.0	5.872	-92.3	6.068	95.2	0.808	-12.5	3.832	3.049	0.000

# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

q

Fault at bus : **JB_B_20KV-CPP**

Nominal kV = 20.000 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)								
From Bus	To Bus	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		Sequence Current (kA)		
ID	ID	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2	I0
JB_B_20KV-CPP	Total	0.00	0.0	132.21	-128.9	123.90	130.6	16.305	-85.4	0.000	0.0	0.000	0.0	5.435	5.435	5.435
Bus29	JB_B_20KV-CPP	2.02	-64.4	131.69	-129.2	124.94	130.5	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
Bus26	JB_B_20KV-CPP	1.89	-64.6	131.72	-129.2	124.88	130.5	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
Bus22	JB_B_20KV-CPP	0.66	-62.9	132.05	-129.0	124.24	130.6	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
Bus28	JB_B_20KV-CPP	2.51	-51.0	131.82	-129.4	125.21	130.7	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus17	Bus19	0.01	-11.5	132.22	-128.9	123.91	130.6	3.603	-88.5	1.924	102.2	1.749	79.8	2.007	1.597	0.000
Bus21	JB_A_20KV-CPP	2.02	-64.4	131.69	-129.2	124.94	130.5	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
Bus6	JB_A_20KV-CPP	1.89	-64.6	131.72	-129.2	124.88	130.5	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
Bus23	JB_A_20KV-CPP	0.66	-62.9	132.05	-129.0	124.24	130.6	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
Bus24	JB_A_20KV-CPP	2.51	-51.0	131.82	-129.4	125.21	130.7	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus12	Bus14	1.03	-15.8	131.91	-128.6	123.35	130.4	9.299	-83.6	3.558	-83.9	3.475	-91.6	1.802	2.068	5.435
Bus18	Bus20	0.08	-14.3	132.23	-128.9	123.94	130.6	0.916	-91.3	0.443	92.9	0.475	84.8	0.477	0.440	0.000
CPP_SW_4_01_B	Bus29	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
SS_12_B	Bus26	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
SS_22_B	Bus22	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
SS_23_B	Bus28	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus15	Bus17	73.32	-45.4	77.94	-132.9	109.31	89.2	3.603	-88.5	1.924	102.2	1.749	79.8	2.007	1.597	0.000
CPP_SW_4_01A	Bus21	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.281	-85.5	0.136	87.5	0.146	101.1	0.131	0.150	0.000
SS_12A	Bus6	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.263	-85.6	0.128	87.4	0.137	101.0	0.123	0.141	0.000
SS_22A	Bus23	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.092	-83.9	0.045	89.0	0.048	102.6	0.043	0.049	0.000
SS_23	Bus24	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	0.615	-85.4	0.299	87.6	0.321	101.2	0.286	0.329	0.000
Bus10	Bus12	98.84	37.7	107.50	-90.5	90.55	148.7	9.299	-83.6	3.558	-83.9	3.475	-91.6	1.802	2.068	5.435
Bus16	Bus18	77.64	-43.0	80.51	-135.9	108.94	89.5	0.916	-91.3	0.443	92.9	0.475	84.8	0.477	0.440	0.000
GTG_Tutbine_Gaz	Bus15	104.76	-30.0	104.76	-150.0	104.76	90.0	5.872	-92.3	6.068	95.2	0.808	-12.5	3.832	3.049	0.000
Bus3	Bus4	101.46	36.1	107.21	-90.4	94.01	149.7	1.141	-83.4	0.096	-7.7	1.168	101.1	0.620	0.712	0.000
Bus11	Bus9	93.10	4.9	110.68	-115.2	102.83	116.3	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
STG_Turbine_Vap	Bus16	104.76	-30.0	104.76	-150.0	104.76	90.0	1.532	-92.6	1.498	90.1	0.079	24.7	0.910	0.839	0.000

\# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
JB_A_20KV-CPP	20.000	23.108	55.810	10.391	16.305	39.379	16.305	16.305	18.642	45.022	18.642	18.642	20.811	50.260	20.811	20.811
JB_B_20KV-CPP	20.000	23.108	55.810	10.391	16.305	39.379	16.305	16.305	18.642	45.022	18.642	18.642	20.811	50.260	20.811	20.811

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
JB_A_20KV-CPP	20.000	0.06152	0.54620	0.54966	0.09633	0.62335	0.63075	0.03095	1.15978	1.16019	0.00000	0.00000	0.00000
JB_B_20KV-CPP	20.000	0.06152	0.54620	0.54966	0.09633	0.62335	0.63075	0.03095	1.15978	1.16019	0.00000	0.00000	0.00000