

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de La Recherche Scientifique
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication
Département d'Electronique et de télécommunication



Domaine : électronique
Filière : électronique
Spécialité : M2 électronique des systèmes embarqués

Réalisé par: LAOUAMEUR BOUDJEMAA

THEME

**Etude du système contrôle commande d'une
centrale électrique à cycle combiné**

- Centrale électrique de Ain Arnat -

Devant la commission d'examen composée de :

Dr. Abdelhai LATI MCB Université de Ouargla, Président de jury.

Dr. Mohamed Abdelbasset MAHBOUB MCB Université d'Ouargla, Encadreur.

Dr. Boubakeur ROUBAH MCB Université de Ouargla, Examineur.

Dédicaces

« Louange au bon Dieu, le possesseur de toute la grâce »

Je dédie ce modeste travail :

À mes parents : Ma mère qui a sacrifié sa vie pour mon bien-être.

Mon père à qui je voue un profond respect pour tout le dévouement qu'il m'a
consacré ;

À ma femme qui a été mon soutien durant mon parcours ;

À mes frères et sœurs ;

À tous ceux qui ont contribué de prêt ou de loin à la réussite de ce travail, et à ceux
qui m'ont soutenu durant tout mon cycle universitaire,

Remerciements

Nous remercions Dieu, le tout-puissant, pour nous avoir donné la foi qui nous a guidée jusqu'à la réalisation et l'aboutissement de ce Projet.

Je tiens à remercier, en tout premier lieu, Dr. MAHBOUB Mohamed Abdelbasset, Directeur de ce mémoire.

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- Dr. LATI Abdelhai.
- Dr. ROUBAH Boubakeur.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	11
<i>Chapitre 01 Différents types des centrales électrique</i>	<i>13</i>
1.1. Introduction sur la production de l'électricité	14
1.2. Les centrales thermiques.....	15
1.2.1. Les centrales nucléaires	15
1.2.2. Centrale solaire thermodynamique.....	16
1.2.3. Les centrales à flamme.....	17
1.3. Les turbines.....	17
1.3.1. Généralités	17
1.3.2. Les turbines à vapeur	19
1.3.3. Les turbines à gaz.....	23
1.4. Les chaudières de récupération	25
1.4.1. Classification des chaudières de récupération.....	27
1.5. Les Alternateurs	29
1.5.1. Les alternateurs refroidis par l'hydrogène :	29
1.5.2. Les alternateurs refroidis par l'eau :	29
1.5.3. Les alternateurs refroidis à l'air :	30
1.6. Les Transformateurs :	30
1.7. Théorie du cycle combiné.....	31
1.7.1. Présentation générale	31
1.7.2. Centrales à cycle simple:	32
1.7.3. Centrales à cycle combiné.....	34
<i>Chapitre 02 Présentation de la centrale à cycle combiné de AIN ARNAT.....</i>	<i>40</i>
2.1. Introduction	41
2.2. Situation stratégique et géographique de la centrale	41
2.3. Description Générale	42
2.4. Description des principaux équipements.....	44
2.4.1. Turbine à gaz.....	44
2.4.2. Turbine à vapeur :	47
2.4.3. Alternateur (Générateur).....	50
2.4.4. Chaudière de récupération (HRSG)	55
2.4.5. Aérocondenseur.....	63

Chapitre 03	<i>Système contrôle commande de la centrale de AIN ARNAT</i>	68
3.1.	Introduction	69
3.2.	Historique et évolution du contrôle des procédés	69
3.2.1.	Débuts des tableaux de commande locale	69
3.2.2.	Commande centrale de l'ordinateur central	70
3.2.3.	Contrôle réparti des processus	71
3.2.4.	Systèmes de processeurs répartis	72
3.2.5.	AUTOMATES PROGRAMMABLES INDUSTRIELS (API / PLC) ET CONTRÔLE COMMANDE DE PROCÉDÉ	72
3.2.6.	Systèmes de contrôle distribués ou DCS	73
3.3.	Description et configuration du système contrôle commande de la centrale de Ain Arnat	74
3.3.1.	Configuration du système de YOKOGAWA CENTUM VP	75
3.3.2.	Composants d'automatisation de CENTUM VP	76
3.3.3.	Architecture du système de contrôle commande de Ain Arnat	81
3.3.4.	Sous-systèmes DCS	89
Chapitre 04	<i>Système contrôle commande des turbines et générateurs</i>	90
4.1.	Introduction	91
4.2.	Système contrôle commande SPPA T3000	91
4.2.1.	Le Client Léger (Thin Client)	91
4.2.2.	Interface utilisateur	91
4.2.3.	Services de puissance	92
4.2.4.	Interface process	95
4.3.	Architecture du système de contrôle TG	97
4.3.1.	DÉMARRAGE	99
4.3.2.	EXPLOITATION NORMALE	99
4.3.3.	ARRÊT	99
4.3.4.	Exploitations rares	99
4.3.5.	EXPLOITATIONS D'URGENCE	99
4.4.	Architecture du système de contrôle TV	100
4.4.1.	DÉMARRAGE	100
4.4.2.	EXPLOITATION NORMALE	100
4.4.3.	ARRÊT	101
4.4.4.	Exploitations rares	101
4.4.5.	EXPLOITATIONS D'UR	101
4.5.	L'interconnexion entre le Yokogawa DCS et Siemens TCS	102
CONCLUSIONS GENERALES		103

Liste des figures

Figure 1.1. Centrale nucléaire	16
Figure 1.2. Centrale constituée de capteurs cylindro-paraboliques	16
Figure 1.3. Centrale à flamme de production d'électricité	17
Figure 1.4. Schéma de principe d'une turbine	18
Figure 1.5. Vue à l'intérieur d'une station de puissance de turbine à vapeur	19
Figure 1.6. Schémas de configurations des turbines à vapeur (selon l'ASME)	20
Figure 1.7. Rotor d'une turbine à vapeur	21
Figure 1.8. Comparaison des étages à impulsion et à réaction	22
Figure 1.9. Schéma descriptive de la turbine à gaz à cycle ouvert	23
Figure 1.10. Schéma d'une turbine à gaz mono-arbre	24
Figure 1.11. Schéma d'une turbine à gaz bi-arbre	24
Figure 1.12. Schéma d'une turbine à action et à réaction.	25
Figure 1.13. Vue complète de la chaudière de récupération	26
Figure 1.15. Chaudière de récupération horizontal ou les différents tubes sont disposées horizontal	27
Figure 1.14. Chaudière de récupération vertical ou les tubes sont disposées vertical	27
Figure 1.17. Chaudière à circulation assistée	28
Figure 1.16. Chaudière à circulation naturelle	28
Figure 1.18. Chaudière à circulation forcée	28
Figure 1.19. Vue d'un alternateur	30
Figure 1.20. Transformateur de base	31
Figure 1.21. Cycle simple de Turbine à gaz	32
Figure 1.22. Cycle de turbine à vapeur	33
Figure 1.23. Schéma simplifié représente l'amélioration de rendement d'une centrale à cycle combiné	35
Figure 1.24. Schéma simplifier d'une centrale à cycle combiné mono-arbre	35
Figure 1.25. Schéma simplifié d'une centrale à cycle combiné mono-arbre sans embrayage	36
Figure 1.26. Schéma simplifié d'une centrale à cycle combiné mono-arbre avec embrayage	36
Figure 1.27. Fonctionnement de l'embrayage SSS	37
Figure 1.28. Schéma simplifie d'une centrale à cycle combiné à configuration arbres multiples	38
Figure 1.29. Schéma simplifié d'un cycle combiné à configuration arbres multiples (1 TG x 1 TV)	39
Figure 1.30. Schéma simplifie d'un cycle combiné à configuration arbres multiple (2TG x 1TV)	39
Figure 2.1. Stratégie de la centrale	41

Figure 2.2. Localisation de la centrale.....	42
Figure 2.3. Localisation de la centrale.....	42
Figure 2.4. Vue d'ensemble turbine TG SGT5-4000F.....	44
Figure 2.5. Schéma de principe des turbines à gaz à chambre de combustion annulaireSGT5-4000F.....	45
Figure 2.6. Vue d'ensemble turbine TV SST5-3000.....	48
Figure 2.7. Disposition des robinetteries de la turbine à vapeur	49
Figure 2.7. Alternateur SGen5-2000H.....	50
Figure 2.10. Ventilateur de rotor	51
Figure 2.9. Rotor de l'alternateur	51
Figure 2.11. Palier de l'alternateur côté excitatrice.....	52
Figure 2.12. Borne de sortie	53
Figure 2.13. Équipement des balais avec porte-balais.....	54
Figure 2.14. Schéma simplifié du système d'huile d'étanchéité d'alternateur.....	54
Figure 2.15. Photo de la chaudière de récupération de la centrale d'Ain Arnat.....	55
Figure 2.16. Schéma simplifié du ballon de vapeur et évaporateurs basse pression.....	57
Figure 2.17. Schéma simplifié du préchauffeur et dégazeur.....	58
Figure 2.18. Schéma simplifié de la section de génération de vapeur MP	59
Figure 2.19. Schéma simplifié de la section de génération de vapeur HP.....	60
Figure 2.20. Schéma simplifié de la pompe alimentaire de la chaudière de récupération.....	61
Figure 2.21. Schéma simplifié d'une cellule de l'aérocondenseur.....	64
Figure 2.22. Photo de l'aérocondenseur de la centrale d'Ain Arnat	64
Figure 2.22. Vue d'ensemble de l'éjecteur d'air	65
Figure 2.24. Ejecteur d'air de la centrale d'Ain Arnat	66
Figure 2.25. Ejecteur d'air de la centrale d'Ain Arnat	67
Figure 3.1. Évolution : Toutes ces opérations étaient réparties.....	70
Figure 3.2. Ordinateur central pour commande numérique directe (DDC).....	71
Figure 3.3. Commande analogique commandée numériquement (DDAC)	71
Figure 3.4. Passage de l'ordinateur central à ordinateur réparti.....	71
Figure 3.5. Structure des systèmes automatisés.....	73
Figure 3.6. Système de contrôle commande	74
Figure 3.7. Aperçu de configuration du système CENTUM VP	75
Figure 3.8. Station de contrôle sur le terrain (FCS)	77
Figure 3.9. Architecture V-Net/IP.....	79
Figure 3.10. 3.3.3. Architecture du système de contrôle commande de Ain Arnat.....	83

Figure 3.11. Le principe de base de COSWIN.....	86
Figure 3.12. Connexion aux instruments.....	87
Figure 3.13.Salle de control central	88
Figure 4.1. Architecture globale à 03 niveaux SPPA T3000.....	91
Figure 4.2. Disposition du Système de Commande.....	92
Figure 4.4. FM417 Serveur d'Automatisation couplé au FM458	93
Figure 4.3. FM417 Serveur d'Automatisation Redondant.....	93
Figure 4.5. Serveur d'Applications.....	93
Figure 4.6. Combinaison entrée/sortie IO.....	95
Figure 4.7. Modules d'Entrée/Sortie IO.....	96
Figure 4.8.Module d'entrée / sortie rapide AddFEM	97
Figure 4.9. Architecture du système de contrôle TG	97
Figure 4.10. Architecture du système de contrôle TV	100
Figure 4.11. Appareils d'affichage (IHM).....	101
Figure 4.12. Configuration d'interconnexion entre le Yokogawa DCS et Siemens TCS.....	102

Liste des tableaux

Tableau 2.1. Disposition des éléments de la chaudière	56
Tableau 3.1. Sous-système DCS.....	89

Liste des tableaux

Tableau 2.1. Disposition des éléments de la chaudière	56
Tableau 3.1. Sous-système DCS.....	89

INTRODUCTION GENERALE

A notre époque, et sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines capables de produire de l'électricité en grande quantité.

La turbine et l'alternateur sont les deux pièces maîtresses de ces générateurs d'électricité. Dans le cas des usines thermiques, la turbine est entraînée par la vapeur produite dans les chaudières où l'on brûle les combustibles, alors que dans le cas des usines hydroélectriques, la turbine est animée par la force de l'eau.

La turbine est couplée à un alternateur, un grand aimant cerclé d'une bobine, qui va produire un courant alternatif en tournant. Une fois le courant produit, il doit être amené jusque chez le consommateur.

A la sortie de la centrale, un premier transformateur, élévateur, augmente la tension du courant à 400 kV. Ceci permet de minimiser les pertes d'énergie pendant le transport.

Près du point de livraison, un deuxième transformateur, abaisseur, fait l'opération inverse : il abaisse la tension du courant pour la mettre aux normes du réseau domestique. Il existe d'autres manières efficaces de produire de l'électricité : les panneaux solaires transforment la lumière du soleil en électricité et les éoliennes utilisent la force du vent.

Il faut savoir qu'il existe également des usines marémotrices qui utilisent la force des marées, que la géothermie exploite les gisements d'eau chaude stockés dans le sous-sol terrestre, tandis que les usines à biomasse utilisent les déchets comme source d'énergie.

Toute l'installation électrique doit être commandée et contrôlée comme elle peut être le siège de perturbations accidentelles dues à des causes non prévisibles, ces perturbations peuvent être dangereuses pour le personnel et pour le matériel, il y a donc lieu de prévoir des moyens de contrôle et de commande appropriés qui font appel aux projets de l'appareillage électrique, la manœuvre, la surveillance, la protection des appareils.

Il est important donc d'utiliser du matériel de meilleure qualité et dont la sécurité de fonctionnement soit totale ; d'où la nécessité pour les constructeurs de créer des outils de contrôle

commande sûr et efficace. L'évolution de la technologie et le développement de l'informatique constitue un ensemble qui a donné naissance aux automates programmables industriel (API).

L'introduction des automates dans les procédés industriels permettent un gain du temps, une souplesse accrue dans la manipulation, une haute fiabilité, la localisation et l'élimination rapide des pannes. L'automatisation du procédé des machines et suivi des installations industrielles et protection de la turbine consiste à assurer la conduite et la commande par un dispositif technologique.

Dans ce travail, On intéressera particulièrement aux systèmes contrôle commande des différents équipements existant dans une centrale de production d'électricité, divisé en quatre principaux chapitres :

- Le premier chapitre donnera une présentation des différents types des centrales électrique.
- Le deuxième chapitre sera dédié à la Présentation de la centrale à cycle combiné de AIN ARNAT.
- Le troisième chapitre mettra le point sur le système contrôle commande de la centrale à cycle de AIN ARNAT.
- Le quatrième chapitre traitera le système contrôle commande des turbines et générateurs.

Chapitre 01
Différents types des centrales électrique

DIFFERENTS TYPES DES CENTRALES ELECTRIQUE

1.1. Introduction sur la production de l'électricité

La production d'électricité est tout simplement une conversion, une transformation d'énergie mécanique (liée au mouvement) en énergie électrique.

La plupart du temps l'électricité est produite à partir d'une source de chaleur, en utilisant la vapeur d'eau comme colporteur d'énergie. La vapeur fait tourner des turbines qui sont couplées à des générateurs électriques. La vapeur peut être produite en utilisant la plupart des sources d'énergie.

Les énergies hydrauliques et éoliennes étant des exceptions puisque c'est l'énergie de l'eau et du vent en déplacement qui produit un travail directement dans une turbine couplée à un générateur.

Les centrales nucléaires utilisent souvent un circuit primaire et secondaire de vapeur, afin d'isoler physiquement le réacteur nucléaire de la salle des générateurs et du reste des installations.

De petites installations (brûlant habituellement du gaz naturel) combinent la génération d'électricité et de chaleur (pour le chauffage domestique ou pour des processus industriels). Ces centrales électriques combinées ont le meilleur rendement, après les centrales hydroélectriques.

Des expériences sont en cours pour utiliser la géothermie pour produire de l'électricité en creusant à très grande profondeur dans des roches dures, ce qui permettent de réchauffer un fluide caloporteur alimentant en vapeur une turbine (via une pompe à chaleur quand la température est trop faible).

Tous les véhicules automobiles non électriques utilisent un petit alternateur couplé mécaniquement au moteur principal pour une génération locale d'électricité basse tension, une batterie d'accumulateur le remplace pendant l'arrêt du moteur principal.

Des unités d'appoint ou de secours, appelées groupes électrogènes permettent une fabrication d'électricité ponctuelle, ils utilisent tous un moteur à explosion pour entraîner la génératrice.

Il existe des groupes transportables pour une utilisation des outils électriques hors des lieux électrifiés.

De gros générateurs sont utilisés pour pallier une rupture de fourniture toujours possible du fournisseur d'électricité. Les hôpitaux, certains services publics et, les grandes entreprises ne

pouvant supporté un arrêt brutal de leurs processus industriels possèdent des groupes électrogènes à démarrage automatique.

1.2. Les centrales thermiques

Une centrale thermique est une centrale électrique qui produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Cette source peut être un combustible brûlé (tels que le gaz naturel, certaines huiles minérales, charbon, déchets industriels, déchets ménagers), la fission de noyaux d'uranium 235 ou de plutonium 239.

La source de chaleur chauffe un fluide (souvent de l'eau) qui passe de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur par exemple), gaz qui entraîne une turbine accouplée à un alternateur qui transforme l'énergie cinétique de la turbine en énergie électrique.

Pour entraîner la turbine, il faut que la pression soit plus faible à sa sortie qu'à l'entrée. La baisse de pression à la sortie de la turbine est obtenue en condensant le gaz, en aval de la turbine, à l'aide d'une source froide. Le fluide condensé est en général réutilisé comme source de vapeur et effectue un cycle thermodynamique fermé.

Les centrales thermiques se répartissent en trois grandes catégories, selon la nature de leur source de chaleur :

- Centrales nucléaires (figure1.1)
- Centrales à flamme (charbon, fioul ou gaz), (figure1.2)
- Centrales récupérant de la chaleur préexistante (solaire, géothermique...). (Figure1.3)

1.2.1. Les centrales nucléaires

Une centrale nucléaire est un site industriel utilisant la fission de noyaux atomiques pour produire de la chaleur, dont une partie est transformée en électricité (entre 30 % et 40 % en fonction de la différence de température entre la source froide et chaude). C'est la principale mise en œuvre de l'énergie nucléaire dans le domaine civil.

Une centrale nucléaire est constituée d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires dont la puissance électrique varie de quelques mégawatts à plus de 1 500 mégawatts pour le réacteur soviétique de grande puissance RBMK. Selon les promoteurs du futur réacteur européen EPR, il devrait atteindre une puissance record de 1 600 mégawatts.

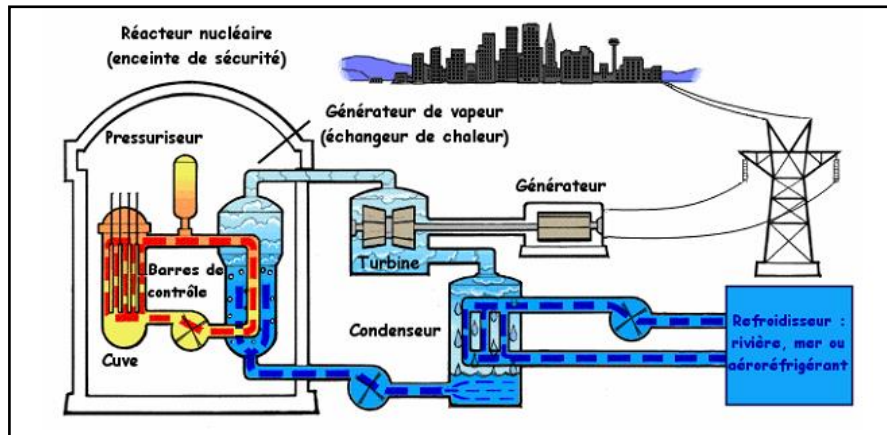


Figure 1.1. Centrale nucléaire

1.2.2. Centrale solaire thermodynamique

Le soleil envoie chaque année 1.080.000.000 térawatt heures d'énergie sur la terre l'équivalent de 60.000 fois la consommation mondiale annuelle d'électricité. L'énergie solaire possède ainsi le plus grand potentiel parmi toutes les énergies renouvelables.

Une centrale solaire thermique (ou centrale solaire thermodynamique¹ ou encore helio thermodynamique) est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité.



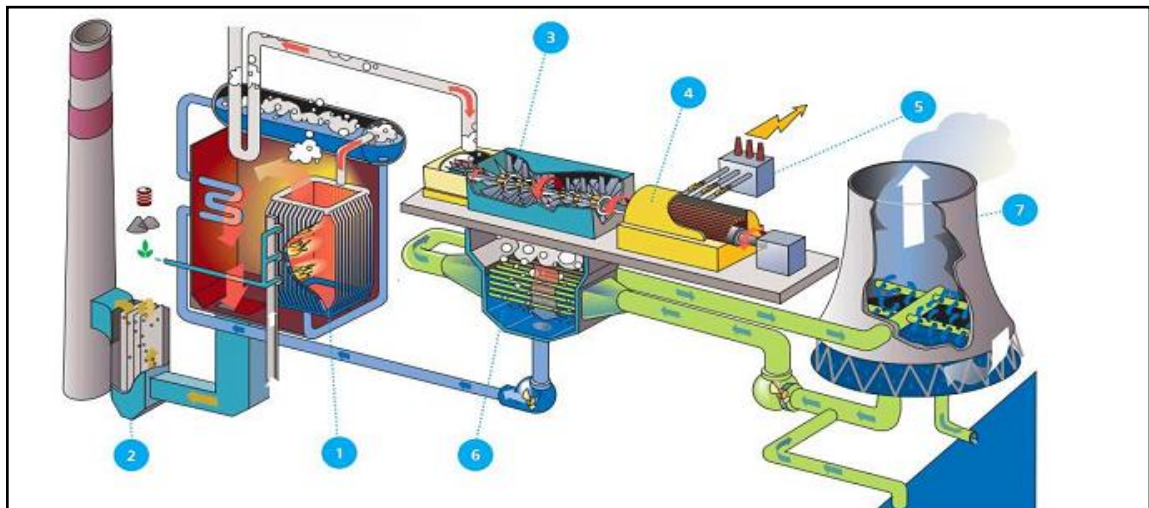
Figure 1.2. Centrale constituée de capteurs cylindro-paraboliques

1.2.3. Les centrales à flamme

Une centrale thermique à flamme utilise l'énergie fournie par la combustion d'un combustible (charbon, pétrole, gaz naturel, gaz issus de hauts-fourneaux). Cette combustion a lieu dans une chaudière.

La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière.

Le refroidissement de la vapeur issue de la turbine est confié à une réserve d'eau (cours d'eau) ou plus rarement à une tour de refroidissement analogue à celle d'une centrale nucléaire.



1: Chaudière à vapeur
2: Electro filtre
3: Turbine à vapeur
4: Alternateur

5 : Transformateur
6 : Condenseur
7 : Tour de refroidissement

Figure 1.3. Centrale à flamme de production d'électricité

1.3. Les turbines

1.3.1. Généralités

La thermodynamique est la science qui étudie et décrit le comportement de la matière ou des systèmes, en fonction des notions de température T , d'énergie (chaleur Q , travail W ...) et d'entropies.

La thermodynamique :

- Étudie l'évolution ou les transformations de la matière ou des systèmes en considérant les variations d'état du système, lors d'échanges d'énergie entre le milieu extérieur et le système.
- Repose sur 2 notions de base, l'énergie interne (U) et l'entropie (S) qui satisfont aux deux principes suivants, qui stipulent que :
 - L'énergie se conserve (premier principe de conservation de l'énergie).
 - L'entropie ne peut qu'augmenter (deuxième principe d'évolution).

L'objet de la thermodynamique est d'étudier le fonctionnement et le bilan d'énergie des machines thermiques et aussi les échanges ou transferts de chaleur dans un système ou entre deux systèmes.

- Dans les machines thermiques on assiste à une conversion d'énergie d'une forme en une autre (chaleur \rightarrow travail ou inversement).
- dans les échanges de chaleur, il y a transfert de chaleur par suite d'une différence de température dans le système ou entre deux systèmes.

Le système est défini comme une partie de matière (de masse donnée) délimitée par rapport au milieu extérieur. Le milieu extérieur est le reste de l'espace entourant le système.

Une turbine est un dispositif rotatif destiné à utiliser l'énergie cinétique d'un fluide liquide comme l'eau ou gazeux (vapeur, air, gaz de combustion), pour faire tourner un arbre solide des pales de la turbine.

L'énergie du fluide, caractérisée par sa vitesse et son enthalpie, est partiellement convertie en énergie mécanique pour entraîner un alternateur, une pompe ou tout autre récepteur mécanique rotatif.

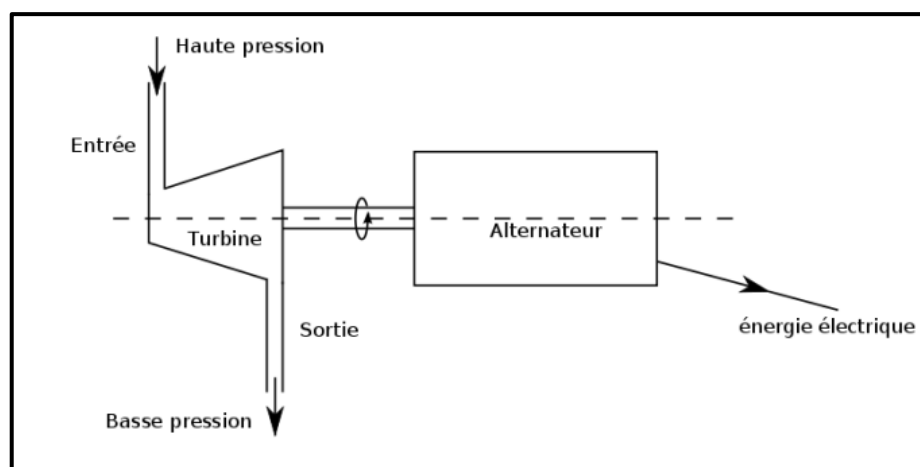


Figure 1.4. Schéma de principe d'une turbine

1.3.2. Les turbines à vapeur

La turbine à vapeur a pour rôle de convertir l'énergie de la vapeur à température et pression élevées provenant de la chaudière ou de la chaudière de récupération en énergie mécanique. Il est fréquent d'appeler la conversion d'énergie qui intervient dans la turbine comme intervenant en une seule étape.

La conversion d'énergie dans la turbine se fait en fait en deux étapes. En premier, l'énergie thermique de la vapeur est convertie en énergie cinétique d'un jet de vapeur par des directrices. En second lieu, les jets de vapeur sont utilisés avec des aubes ou des pales montées sur un rotor pour produire une force mécanique et un couple.

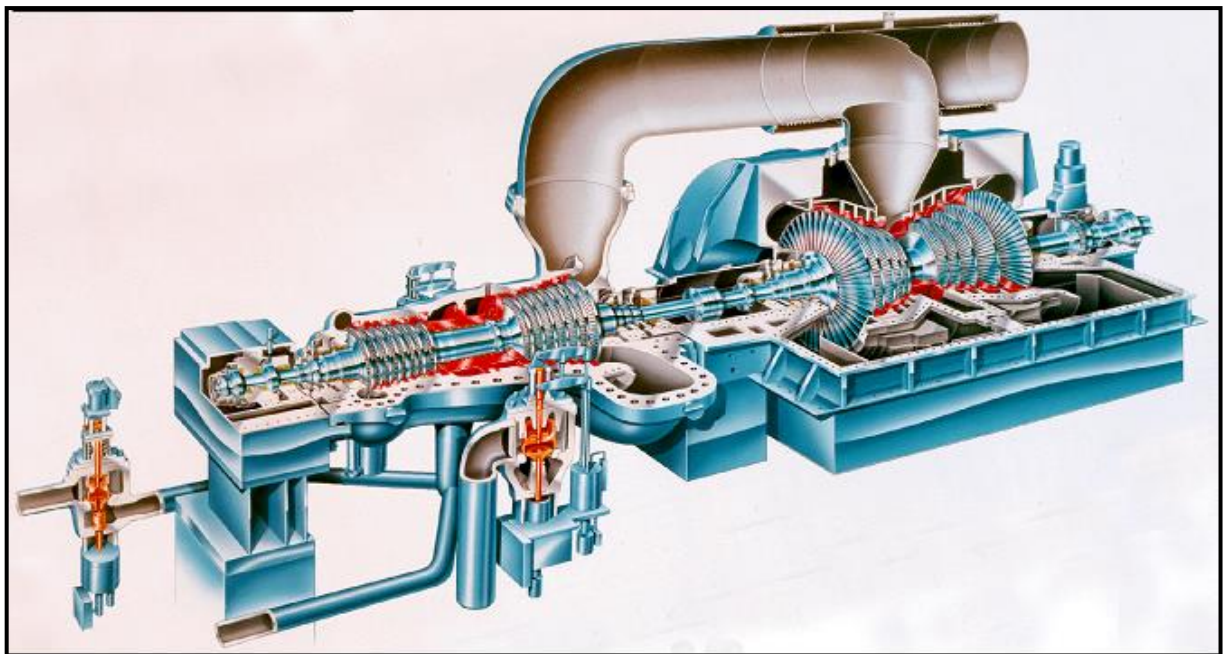


Figure 1.5. Vue à l'intérieur d'une station de puissance de turbine à vapeur.

Une turbine à vapeur est constituée d'un rotor comprenant un arbre sur lequel sont fixées des aubes et d'un stator constitué d'un carter portant des déflecteurs fixes, généralement constitué de deux parties assemblées selon un plan axial. Elle comprend en outre un tore d'admission segmenté et un divergent d'échappement dirigé vers le condenseur. La fonction des déflecteurs fixes est d'assurer tout ou partie de la détente en formant un réseau des tuyères et de modifier la direction de l'écoulement sortant de l'étage précédent.

Une turbine à vapeur comprend un ou plusieurs étages assurant chacun deux fonctions :

- La détente de la vapeur qui correspond à la conversion de l'énergie potentielle en énergie cinétique.

- La conversion de l'énergie cinétique en couple de rotation de la machine par le biais des aubages mobiles.

1.3.2.1. Les principaux composants d'une turbine à vapeur

Cette section décrit les principaux composants d'une turbine à vapeur qui sont sur l'axe de la turbine par exemple les corps de turbine et les rotors ainsi que les éléments de support importants tels que les montants et les paliers.

a. Corps de turbine

La fonction des corps de turbine est de maintenir la vapeur dans la turbine et l'air hors de la turbine. Les corps soutiennent également les éléments internes fixes de la turbine et maintiennent ces pièces en alignement avec le rotor. Les turbines qui font plus de 50 MW ont en général plusieurs sections de turbine. Chaque section de turbine a un corps séparé. La plupart des turbines à vapeur importantes sont des turbines à resurchauffe.

Les sections de turbine que l'on voit fréquemment dans les turbines à resurchauffe sont des sections de turbine à haute pression (HP), moyenne pression (MP) et les sections de turbine basse pression (BP). Même si certaines turbines à vapeur importantes ont des sections de turbines MP et HP totalement séparées, une organisation fréquente est d'avoir les sections de turbine HP et MP dans une section de turbine à débit opposé

La figure ci-dessous illustre quelques configurations typiques de turbines à vapeur.

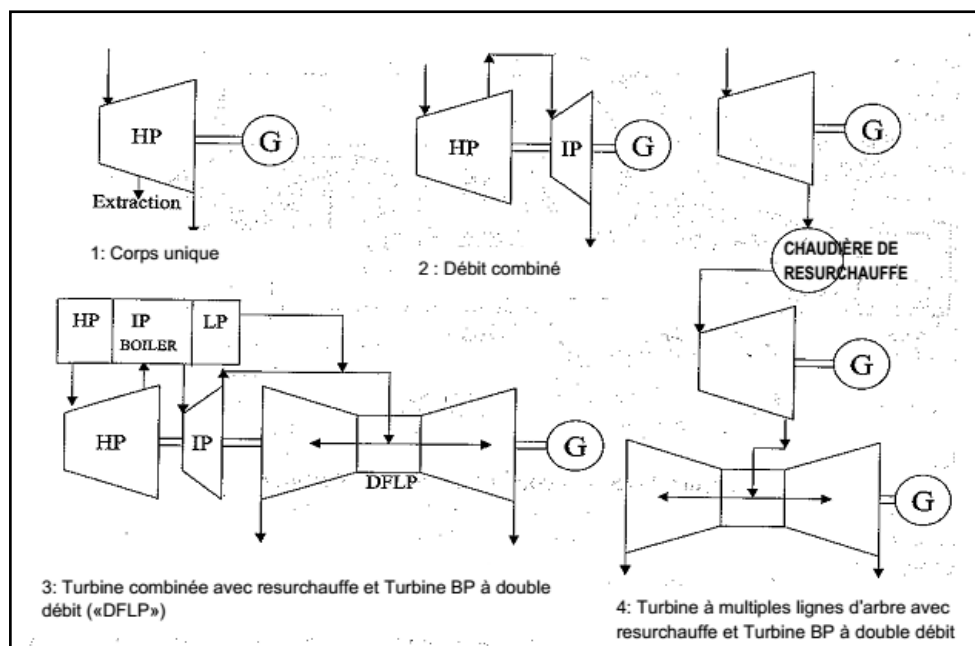


Figure 1.6. Schémas de configurations des turbines à vapeur (selon l'ASME)

b. Pales fixes

Les directrices fixes dans la plupart des turbines à impulsion sont maintenues en place dans une structure de type disque qui, avec les cloisons de directrice, est appelée un diaphragme.

Le diaphragme s'insère dans les fentes circonférentielles dans le diamètre intérieur du corps de la turbine. Il est divisé au niveau du joint horizontal pour permettre le montage. Les directrices fixes dilatent la vapeur haute pression pour extraire son énergie et diriger les jets de vapeur résultants vers les aubes ou pales rotatives.

c. Pales rotatif

Les aubages mobiles (ou ailettes, en anglais) d'un même étage sont montés sur un disque, l'ensemble formant une roue. Les roues sont montées sur un arbre, et l'ensemble forme le rotor.

Les ailettes mobiles sont fixées sur la roue au moyen d'un talon de forme spéciale (en queue d'aronde, ou en forme de feuille de chêne, selon les fabricants). L'extrémité des ailettes peut comporter un dispositif permettant de relier les ailettes entre elles (appelé bandage) afin de rigidifier l'ensemble et de diminuer les fuites de vapeur.

Les pales rotatives de turbine travaillent avec la vapeur qui provient des pales fixes pour produire un couple sur le rotor. Le rotor maintient toutes les pales rotatives et transmet l'énergie mécanique rotative à l'alternateur.

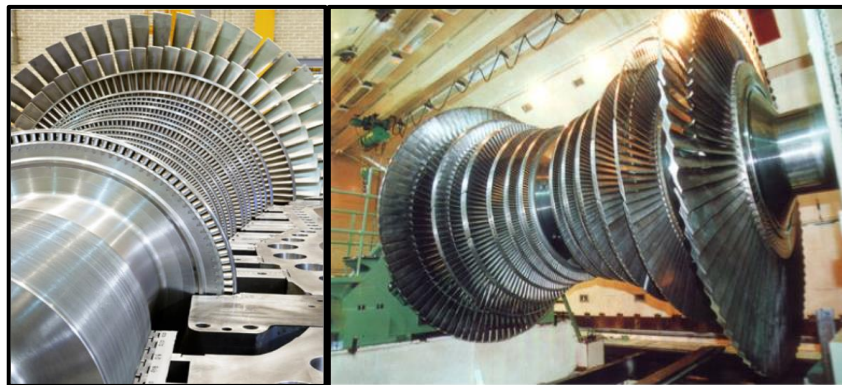


Figure 1.7. Rotor d'une turbine à vapeur

d. Paliers

Les paliers soutiennent et/ou positionnent correctement le rotor de turbine par rapport aux pièces fixes de la turbine. Il y a deux types de paliers, paliers lisses ou radiaux et paliers de butée. Les paliers lisses ou radiaux soutiennent le poids du rotor et le positionnent radialement. Le palier de butée absorbe les forces axiales sur le rotor et positionne le rotor axialement par rapport aux pièces fixes de la turbine.

1.3.2.2. Types de Turbine à vapeur

L'énergie cinétique dans un jet de vapeur n'est pas utile en l'état. La directrice en elle-même ne peut pas convertir l'énergie de la vapeur en énergie mécanique utile. Il y a deux types de turbines de base: à impulsion et à réaction. Toutes les deux utilisent des directrices et des aubes de rotor (également appelées pales), mais de différentes manières.

a. Turbine à action

La vapeur pénètre dans une turbine à impulsions par le biais d'une directrice fixe qui dilate la vapeur et crée un jet de vapeur. Le jet de vapeur frappe les aubes du rotor. Il est à noter que les termes aube et pale sont synonymes ; toutefois, le terme aube est le plus fréquemment utilisé pour les turbines à impulsion.

b. Turbines à réaction

Dans une turbine à réaction, la rotation du rotor de turbine est forcée par la force active du jet de vapeur qui quitte la directrice. Dans une turbine à réaction idéale, les aubes mobiles seraient les seules directrices. Par conséquent, la dilatation de vapeur interviendrait dans les aubes mobiles. Ceci n'est pas pratique dans les turbines importantes car il est difficile d'admettre la vapeur sur les aubes mobiles. Par conséquent, les turbines importantes utilisent des aubes fixes pour admettre la vapeur sur les aubes mobiles. Par conséquent, les turbines à réaction importantes utilisent une combinaison de principes d'impulsion et de réaction.

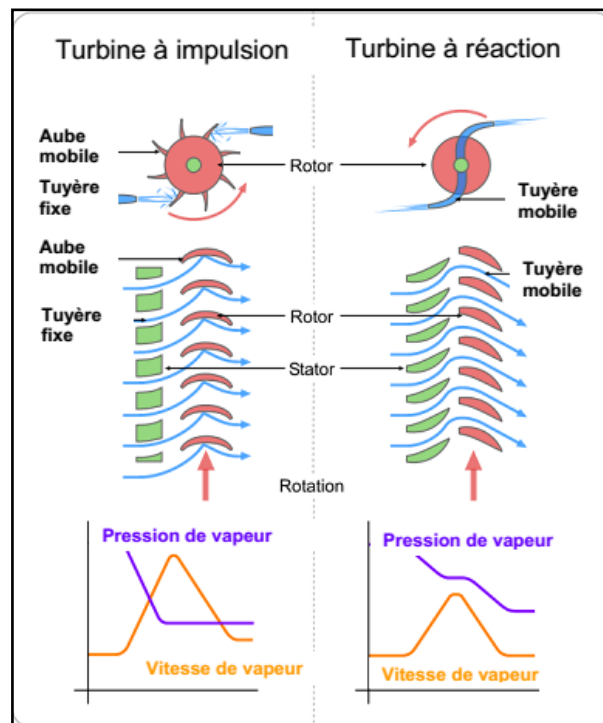


Figure 1.8. Comparaison des étages à impulsion et à réaction

1.3.3. Les turbines à gaz

Les turbines à gaz font partie de la catégorie des turbomachine définie comme étant des appareils dans lesquels a lieu un échange d'énergie entre un moteur tournant autour d'un axe a vitesse constante et un fluide en écoulement permanent. Selon le type de fluide utilisé, dit fluide actif ou fluide moteur, on a affaire à une turbine hydraulique, une turbine à vapeur, une turbine à gaz. Dans ce dernier cas, le fluide moteur le plus fréquemment utilisé provient des gaz de combustion d'un combustible solide liquide ou gazeux.

Selon le type d'énergie délivrée, les turbines à gaz se répartissent en deux classes : d'une part, les turbomoteurs fournissant de l'énergie mécanique disponible sur un arbre et, d'autre part, les turboréacteurs fournissant de l'énergie cinétique utilisable pour la propulsion.

1.3.3.1. Définition d'une turbine à gaz

C'est une machine qui transforme l'énergie thermique en énergie mécanique. Elle est composée d'un ou plusieurs compresseurs rotatifs, de dispositifs thermiques pour chauffer le combustible (chambre de combustion), une ou plusieurs turbines, système de contrôle et autres équipements auxiliaires essentiels.

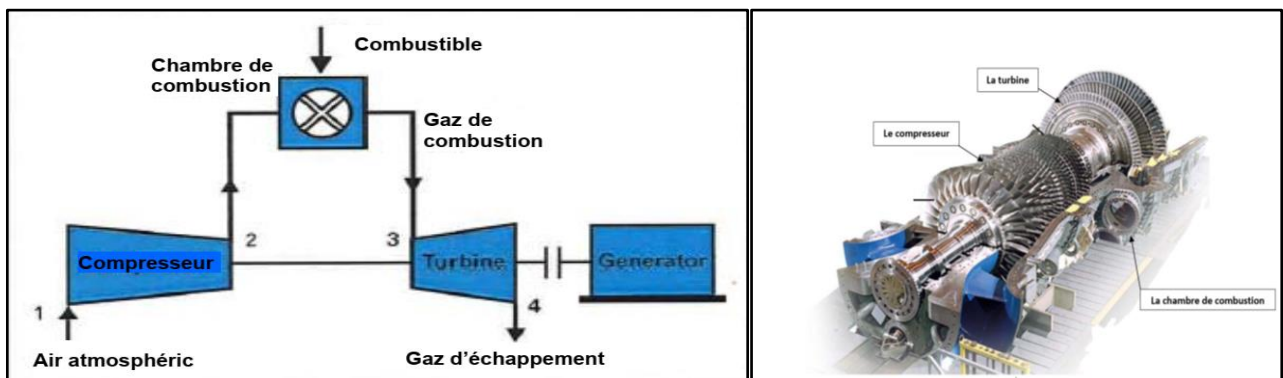


Figure 1.9. Schéma descriptif de la turbine à gaz à cycle ouvert

1.3.3.2. Classification des turbines à gaz

a. Par le mode de construction

- **Turbine mono-arbre :** Le compresseur et les sections de la turbine de ces machines se composent d'un seul rotor simple, où la turbine produit l'énergie pour entraîner le compresseur ainsi que l'énergie pour entraîner la charge. Les turbines à un seul arbre sont favorables dans le cas où la charge est constante. Les turbines à gaz à un seul arbre sont

aptes à l'entraînement des machines qui fonctionnent à vitesse constante. Telle que les alternateurs et, pour cette raison, sont employées dans la génération d'énergie électrique.

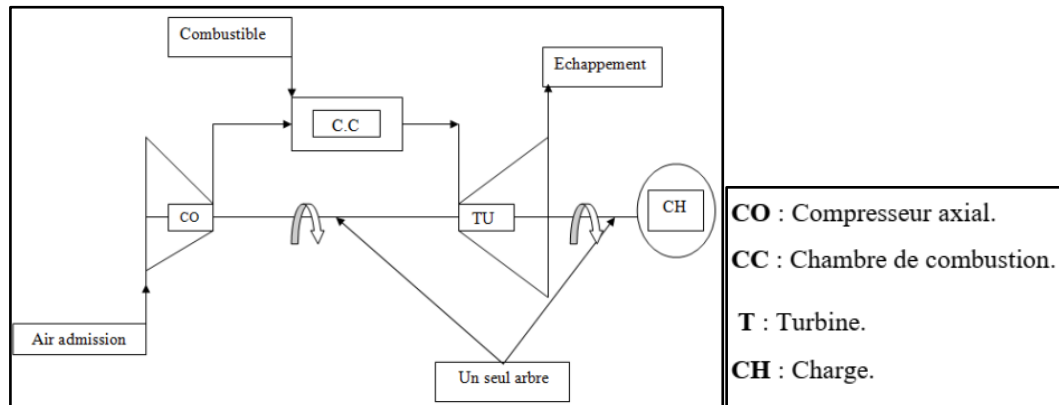


Figure 1.10. Schéma d'une turbine à gaz mono-arbre

- **Turbine bi-arbre** : La turbine à gaz se compose de deux roues turbines indépendantes mécaniquement. La roue turbine HP entraîne le rotor du compresseur axial et les accessoires, tandis que la roue BP deuxième étage sert à entraîner l'organe récepteur (ex : les compresseurs). Le but des roues turbines non reliés est de permettre aux deux roues de fonctionner à des vitesses différentes pour satisfaire aux exigences de charge variable de l'organe récepteur.

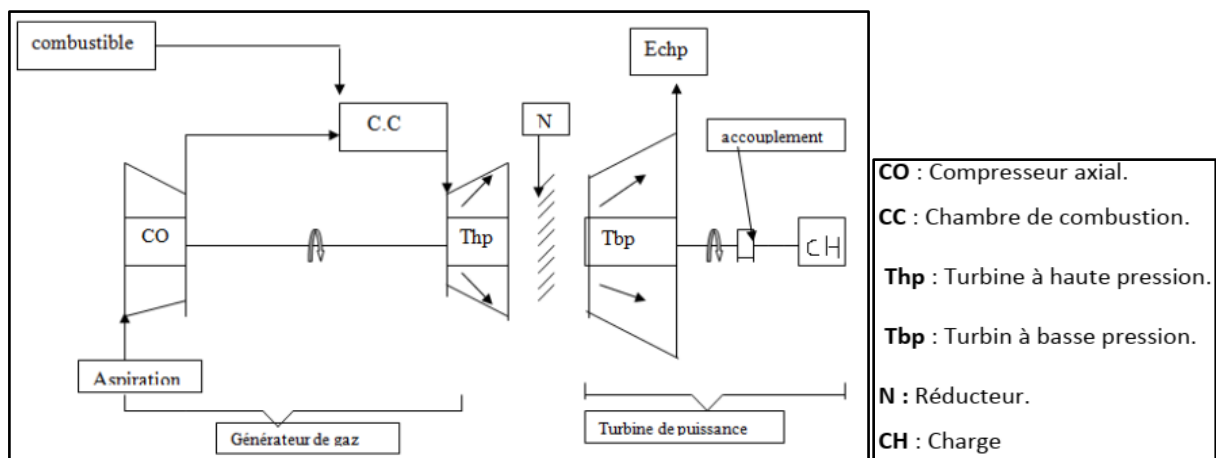


Figure 1.11. Schéma d'une turbine à gaz bi-arbre

b. Par le mode de travail

On distingue deux types de turbine :

- **Turbine à action** : Ou l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice.

- **Turbine à réaction** : Une partie de l'énergie thermique est transformée dans la roue en énergie cinétique et mécanique.

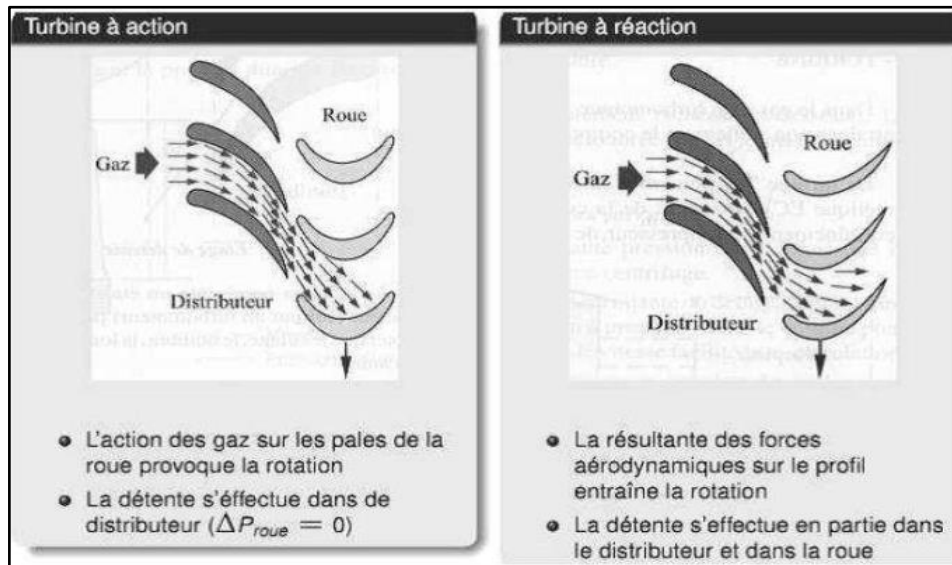


Figure 1.12. Schéma d'une turbine à action et à réaction.

c. Par le mode de fonctionnement thermodynamique

IL existe deux cycles thermodynamique :

- **Turbine à gaz à cycle fermé** : dans laquelle le même fluide est repris après chaque cycle.
- **Turbine à gaz à cycle ouvert** : c'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère.

1.4. Les chaudières de récupération

La chaudière de récupération est simplement un échangeur entre les fumées chaudes de la turbine à gaz et l'eau ou la vapeur.

La fonction des chaudières de récupération est de récupérer la chaleur perdue disponible dans les gaz d'échappement d'une turbine à gaz et de transférer cette chaleur à l'eau et à la vapeur contenue dans ses tubes. La chaleur récupérée est utilisée pour générer de la vapeur à des pressions et des températures élevées, et ensuite utilisée pour générer une puissance supplémentaire dans un alternateur entraîné par une turbine à vapeur.

Elle se compose principalement d'une gaine, dans laquelle circulent les fumées, d'échangeurs constitués de nappes de tubes traversés par l'eau ou la vapeur et d'un ou plusieurs ballons.

Les échangeurs sont de trois types, de fonctions différentes aussi :

- Les économiseurs réchauffent l'eau alimentaire jusqu'au voisinage de la saturation et l'envoient dans le ballon.
- Les évaporateurs puisent de l'eau dans le ballon, en vaporisent une partie et la renvoient dans le ballon. Cette circulation en boucle fermée peut s'effectuer naturellement grâce à la différence de masse entre l'eau et la vapeur ou bien nécessiter l'assistance d'une pompe de circulation.
- Les surchauffeurs sont alimentés par la phase vapeur du ballon et surchauffent cette vapeur avant de l'envoyer vers la turbine à vapeur ; les resurchauffeurs, dans un cycle à resurchauffe, sont identiques mais alimentés par la turbine à vapeur. Exposés aux températures les plus élevées, ils sont généralement en acier de type T11, T22 ou T91.

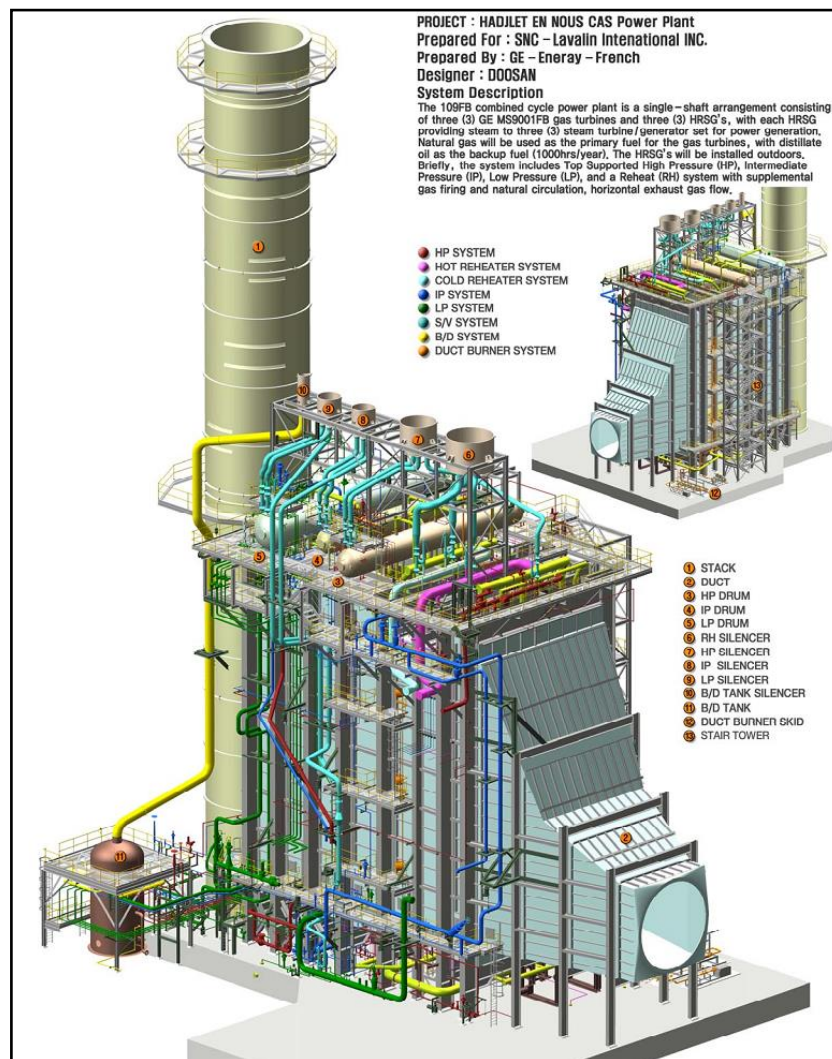


Figure 1.13. Vue complète de la chaudière de récupération

1.4.1. Classification des chaudières de récupération

Il existe plusieurs manières pour classer les chaudières de récupération.

1.4.1.1. Selon l'arrangement des échangeurs

Ce classement dépend de l'arrangement des échangeurs, chaudière de récupération horizontale et verticale.

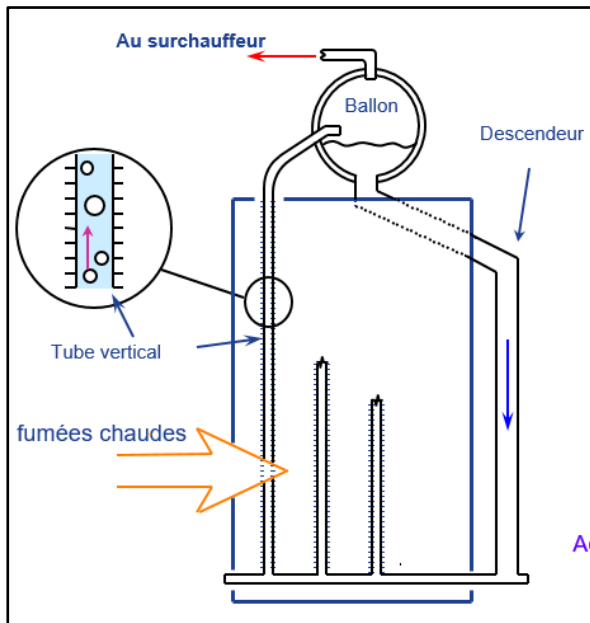


Figure 1.15. Chaudière de récupération verticale ou les tubes sont disposés verticalement

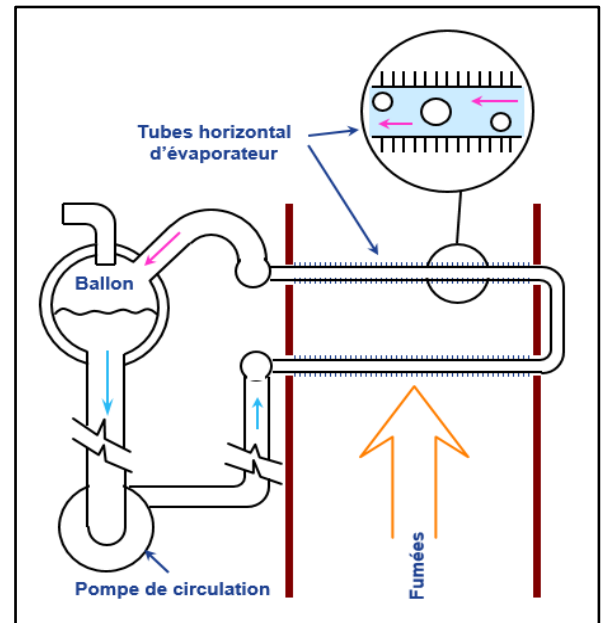


Figure 1.14. Chaudière de récupération horizontale ou les différents tubes sont disposés horizontalement

1.4.1.2. Selon la circulation des fluides

Aussi la circulation du fluide joue un rôle pour classer les chaudières de récupération. On parle alors de circulation naturelle lorsque cette dernière est assurée par la différence de densité entre l'eau qui descend du ballon et le mélange eau-vapeur qui remonte vers ce même ballon. Mais quand la pression de la vapeur est comprise entre 100 et 180 bars, le tirage naturel dans les tubes de l'évaporateur devient insuffisant. Une pompe de circulation est alors introduite dans la boucle de vaporisation pour annihiler les pertes de charge et aider le mélange eau-vapeur à se déplacer. C'est ce qu'on appelle chaudière à circulation assistée. Pour ce qui concerne les pressions supérieures,

On rencontrera des chaudières à circulation forcée, ces dernières diffèrent des chaudières classiques, à circulation naturelle ou assistée, de par le nombre d'éléments qui la composent. En effet, une chaudière classique comprend un économiseur, un vaporiseur avec ballon de séparation et

un surchauffeur. Dans une chaudière à circulation forcée, on ne peut plus faire la différence entre l'économiseur et le vaporiseur

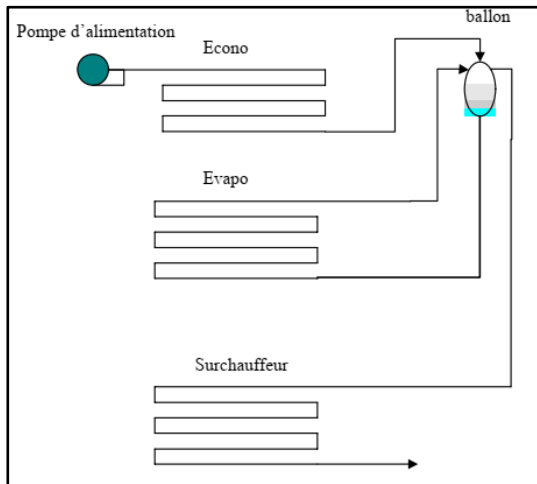


Figure 1.17. Chaudière à circulation naturelle

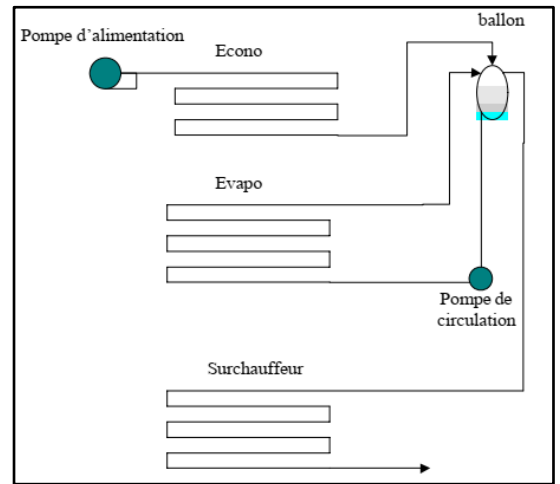


Figure 1.16. Chaudière à circulation assistée

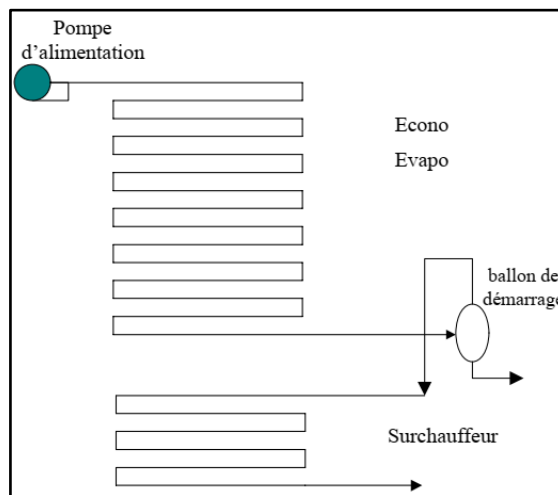


Figure 1.18. Chaudière à circulation forcée

Ce classement se fait en fonction du nombre de niveau de pression.

On parle de chaudière à un niveau de pression (1P) si elle comporte un économiseur, un évaporateur associé à un ballon et un surchauffeur (dans ce type de cycle, la température des fumées rejetées à l'atmosphère reste élevée (150 à 180°C)).

Les chaudières à deux niveaux de pression (2P) s'il y a deux séries d'échangeurs. L'un à haute pression (HP) (il récupère la chaleur à haute température) et l'autre à basse pression (BP) (il récupère la chaleur à basse température).

On peut trouver aussi des chaudières à trois niveaux de pression (3P), ce type est utilisé dans les grands cycles combinés modernes. Le circuit de haute pression (HP) réchauffe l'eau d'alimentation à haute pression et produit de la vapeur surchauffée (560°C) pour le corps haute pression HP de la turbine à vapeur. Depuis le ballon HP, il existe une ligne de vapeur pour alimenter le ballon MP

1.5. Les Alternateurs

Les alternateurs sont définis par la fréquence (HZ), les phases (3), la vitesse (RPM), le facteur de puissance et la puissance aux bornes. Les tensions de ces systèmes varient largement de 13,8 KVA à 115 KVA. Les alternateurs produisent de la chaleur en tant que produit dérivé de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. Cette chaleur est évacuée par les échangeurs de chaleur à eau de refroidissement placés sur le cheminement d'air à l'intérieur d'un alternateur. Ce flux de refroidissement peut être de l'hydrogène ou de l'air en fonction de la taille et de la conception.

Les alternateurs utilisés dans les applications de génération d'énergie pour turbine à gaz peuvent être subdivisés en trois grandes catégories de conception en fonction du fluide de refroidissement utilisé: l'air, l'hydrogène ou un liquide. La qualité du refroidissement d'un enroulement d'induit d'un alternateur a un impact important sur la taille globale d'un alternateur synchrone. Le refroidissement d'un enroulement d'induit dépend d'un certain nombre de facteurs: le fluide de refroidissement (air, hydrogène, eau); l'épaisseur de l'isolation et les pertes électriques globales (perte de charge I^2R). La capacité d'évacuation de chaleur relative s'améliore de l'air à l'hydrogène, avec une pression d'hydrogène accrue et elle s'améliore encore plus avec l'utilisation d'eau de refroidissement.

1.5.1. Les alternateurs refroidis par l'hydrogène :

Le refroidissement d'hydrogène classique peut être utilisé sur les alternateurs avec des valeurs nominales inférieures à 550 MVA, alors que le refroidissement à l'eau direct des enroulements d'induit s'applique à des unités de plus de 550 MVA. Cette division résulte de l'optimisation de la conception. S'il est possible d'utiliser un refroidissement à l'eau sur des machines d'une valeur nominale inférieure à 550 MVA, le rapport coût/performance en souffre.

1.5.2. Les alternateurs refroidis par l'eau :

Le refroidissement à l'eau ajoute une complexité de fabrication et nécessite un module de refroidissement à l'eau et de dé ionisation auxiliaire, des tuyauteries associées, des commandes et

des caractéristiques de protection supplémentaires. À des valeurs nominales supérieures, le coût de cette complexité est compensé par l'avantage de production d'un alternateur d'une taille nettement inférieure à un alternateur comparable refroidi de manière classique. Une présentation générale de chaque catégorie de conception de base est donnée dans la section suivante.

1.5.3. Les alternateurs refroidis à l'air :

Les alternateurs refroidis à l'air sont produits en deux configurations de base; en ventilation ouverte (OV) et totalement fermés, refroidis par échangeur air/eau (TEWAC). Dans la conception OV, l'air extérieur est attiré directement à partir de l'extérieur à travers les filtres, traverse l'alternateur et est évacué à l'extérieur de l'alternateur. Dans la conception TEWAC, l'air est circulé à l'intérieur de l'alternateur, traverse des échangeurs de chaleur air/eau montés sur châssis.

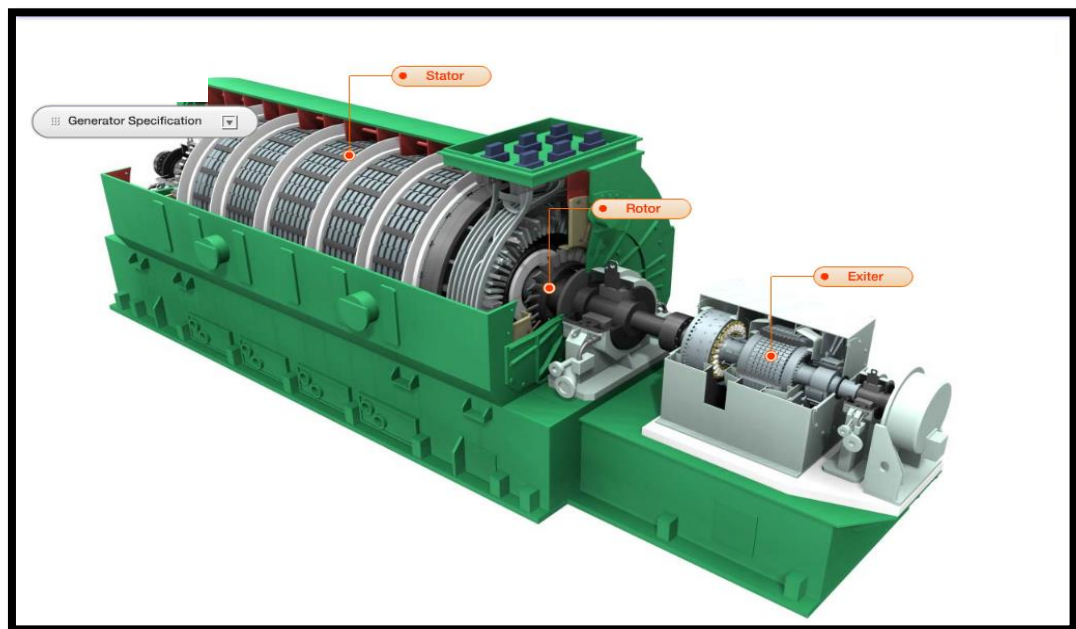


Figure 1.19. Vue d'un alternateur

1.6. Les Transformateurs :

Un transformateur est un dispositif qui transfère l'énergie d'un circuit isolé vers un autre circuit par induction électromagnétique. Ce transfert d'énergie intervient sans changement de fréquence. Tout changement de tension et de courant du circuit induit est déterminé par la construction du transformateur. Les transformateurs peuvent avoir trois effets sur la puissance aux bornes de l'enroulement secondaire. Il s'agit des effets suivants :

- Un transformateur de séparation délivre la même tension et le même courant.
- Un transformateur élévateur augmentera la tension et diminuera le courant.

- Un transformateur abaisseur diminuera la tension et augmentera le courant.

Les transformateurs sont d'une construction simple, robuste et durable et nécessitent très peu d'entretien.

Un transformateur se compose de quatre principaux composants:

- Le ou les enroulements primaires, cet enroulement est alimenté par la tension d'alimentation.
- Le ou les enroulements secondaires, cet enroulement sort la tension induite vers la charge.
- Le noyau, il produit une faible réluctance pour le flux magnétique généré par l'enroulement primaire (bobine).
- Enceinte, elle isole le noyau et les enroulements contre tout contact accidentel par du personnel et, dans certains cas (remplie de liquide), elle contient le fluide d'isolation diélectrique.

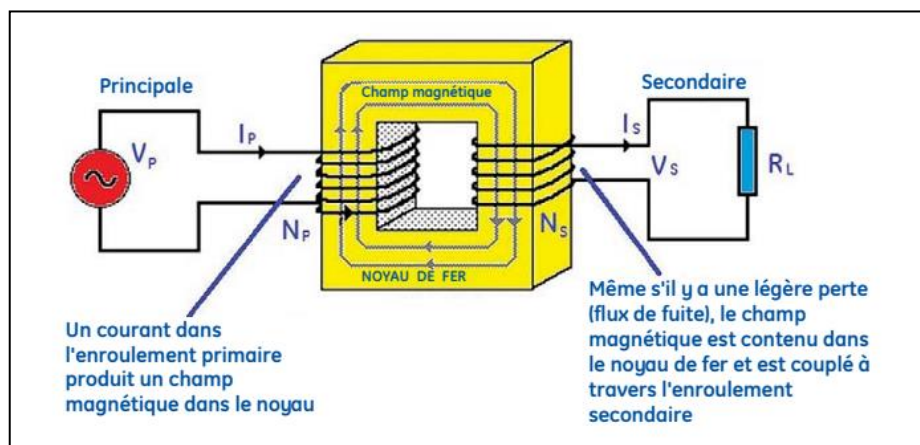


Figure 1.20. Transformateur de base

1.7. Théorie du cycle combiné

1.7.1. Présentation générale

Il existe de nombreux types de centrales électriques dans le monde, notamment les centrales nucléaires, les centrales hydrauliques et les centrales à combustibles fossiles. Les centrales à combustibles fossiles et nucléaires sont classées comme des centrales thermiques car elles brûlent un combustible pour produire de l'énergie thermique. Cette énergie thermique est ensuite transformée en énergie électrique (puissance) à travers l'utilisation d'un moteur thermique.

La production d'énergie dans la centrale électrique, pour la plupart, implique la transformation d'énergie thermique en puissance sous la forme d'un moteur thermique.

Un moteur thermique peut être défini comme un dispositif qui fonctionne dans un cycle thermodynamique et effectue une certaine quantité de travail positif net à la suite du transfert de chaleur d'un corps à haute température à un corps à basse température. C'est la manière la plus courante d'utiliser le transfert de chaleur pour fournir de l'énergie en continu. Afin de produire de l'énergie en continu, il est nécessaire d'organiser de manière sélective une série de processus thermodynamiques sur un cycle formant une courbe fermée sur un système de coordonnées thermodynamiques.

Un cycle est une série de processus thermodynamiques qui ramène un fluide de procédé à son état initial. Le moteur thermique utilise un fluide, une vapeur, un air de procédé, etc. à travers un cycle pour effectuer le transfert de chaleur et, par conséquent, effectuer un travail utile.

1.7.2. Centrales à cycle simple:

Dans ces centrales on trouve deux types de turbines :

1.7.2.1. Cycle de turbine à gaz :

Dans ce type de cycle, le fluide de procédé est l'air atmosphérique et le processus de rejet de chaleur intervient dans l'atmosphère à mesure que l'échappement de la turbine est déchargé à travers la cheminée. La figure ci-dessous décrit le cycle ouvert, ou simple, caractéristique d'une turbine à gaz installée en tant qu'unité de production d'énergie simple.

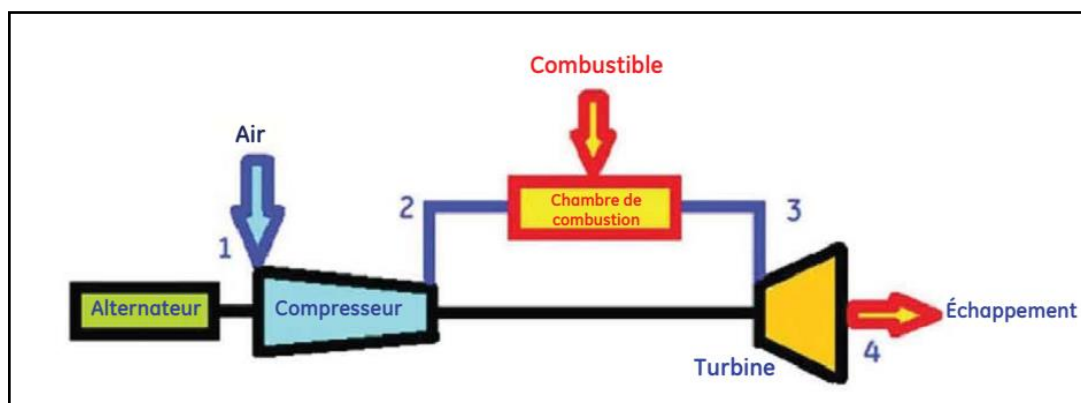


Figure 1.21. Cycle simple de Turbine à gaz

L'air est comprimé à de nombreuses atmosphères à l'aide d'un compresseur à débit axial multi-étages. La conception du compresseur fait appel à une aérodynamique extrêmement sophistiquée de sorte que le travail nécessaire pour comprimer l'air soit maintenu à un minimum afin d'extraire le plus de travail possible de la turbine.

La chambre de combustion d'une turbine à gaz est le dispositif qui accepte à la fois de l'air fortement comprimé provenant du compresseur et du combustible provenant d'une alimentation de combustible de sorte qu'une combustion continue puisse se produire. Cette combustion doit intervenir avec un minimum de chute de pression et d'émissions. Le processus augmente la température du gaz de procédé à environ 1082 °C. Ce gaz à température très élevée circule ensuite de la chambre de combustion vers la turbine.

C'est dans la turbine que le travail est extrait à partir du fluide de procédé à haute pression et haute température pendant qu'il redescend à la pression atmosphérique. À mesure que le gaz quitte la chambre de combustion, la température est bien au-dessus du point de fusion des matériaux de construction des directrices et des aubes premier étage. Un refroidissement extensif des premiers étages de la turbine est essentiel pour garantir une bonne durée de vie des composants.

À mesure que le gaz traverse les directrices et les aubes de la turbine, la température et la pression chutent à mesure que l'énergie thermique du gaz est convertie en énergie mécanique rotationnelle. Pendant que le gaz chaud refroidit, il continue de se dilater après avoir traversé la turbine. À ce stade, sa température peut toujours être de 566°C.

La température élevée du gaz d'échappement signifie qu'une énergie considérable reste disponible pour faire bouillir et surchauffer l'eau dans une centrale à cycle combiné. C'est à travers l'utilisation de cette énergie d'échappement que les rendements de cycle sont considérablement améliorés entre les systèmes à cycle simple et ceux à cycle combiné.

1.7.2.2. Cycle de turbine à vapeur

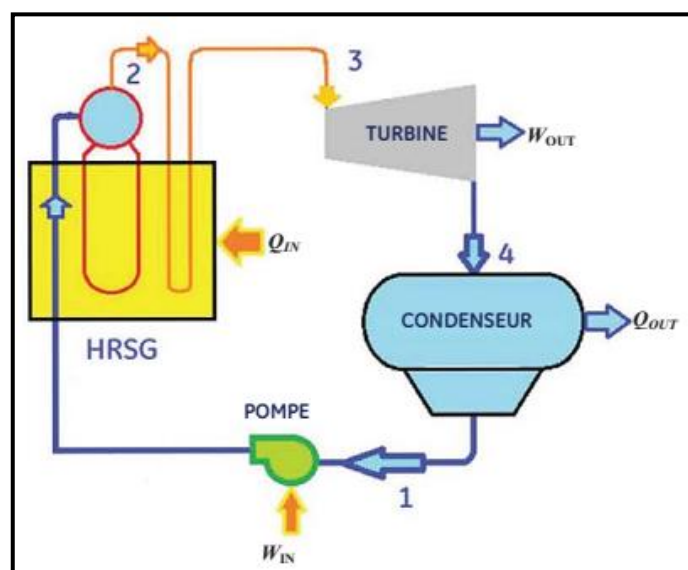


Figure 1.22. Cycle de turbine à vapeur

La figure en dessous décrit un système de turbine à vapeur typique ainsi que ses principaux composants. La chaleur - énergie thermique - est transmise au fluide (eau) à partir des moteurs thermiques situés dans la chaudière à vapeur. L'énergie est extraite de l'énergie thermique dans la vapeur par la turbine. La vapeur à faible énergie est ensuite reconvertie en eau dans le condenseur, lequel se trouve à une pression inférieure à la pression atmosphérique. Les pompes à condensat et à eau d'alimentation rajoutent de l'énergie dans le système, en augmentant la pression du fluide, nécessaire pour déplacer l'eau d'alimentation dans la chaudière à vapeur afin de recommencer le cycle.

1.7.3. Centrales à cycle combiné

La perte de rendement la plus importante dans un cycle de turbine à gaz simple est la grande quantité d'énergie thermique qui sort de la cheminée avec les gaz d'échappement. Afin d'utiliser cette réserve d'énergie, une chaudière de récupération de chaleur (HRSG) est placée dans la voie d'échappement du gaz.

L'objectif est d'utiliser autant que possible cette énergie thermique pour produire de la vapeur. L'avantage de cette configuration est que le rendement global de l'unité – énergie électrique fournie par rapport à l'énergie thermique en entrée - est nettement amélioré par rapport à celui d'un cycle de turbine à gaz simple ou un cycle de turbine à vapeur standard seul.

Un système à cycle combiné permet de conserver une grande quantité de chaleur qui, autrement, serait perdue. Le système à cycle combiné convertit les gaz d'échappement de la turbine à gaz en vapeur. La vapeur provenant de la chaudière de récupération de chaleur entraîne une turbine à vapeur qui, à son tour, fait tourner un alternateur pour produire de l'énergie électrique supplémentaire.

Comme illustré à la figure en dessous, le cycle combiné produit ainsi deux fois de l'électricité à partir des mêmes gaz chauds : une fois dans le cycle de la turbine à gaz et une fois dans le cycle de la turbine à vapeur. Par conséquent, le cycle combiné est plus efficace qu'une turbine à gaz ou une turbine à vapeur en elle-même.

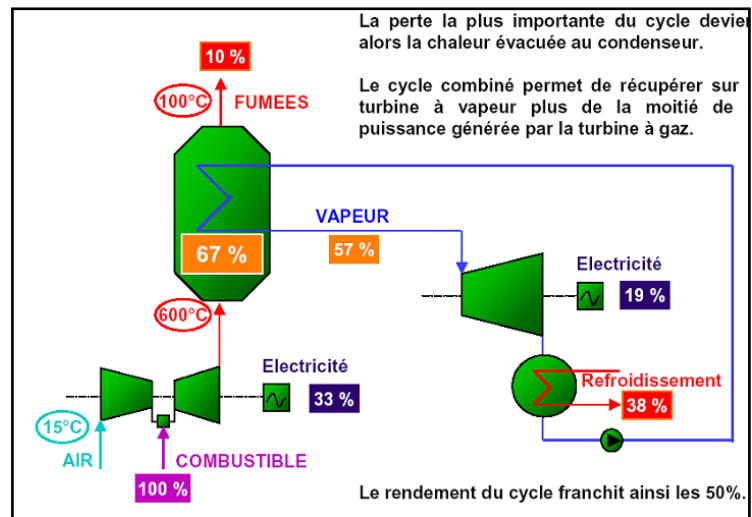


Figure 1.23. Schéma simplifié représente l'amélioration de rendement d'une centrale à cycle combiné

1.7.3.1. Différent configurations de central à cycle combiné

Une centrale à cycle combiné associe deux types de turbines : turbine à gaz et turbine à vapeur selon deux configurations possibles :

a. Configuration mono-arbre « single-shaft »

Dans la configuration « mono-arbres » ou « single-shaft », les deux types de turbines (turbine à gaz et turbine à vapeur) sont couplés au même alternateur.

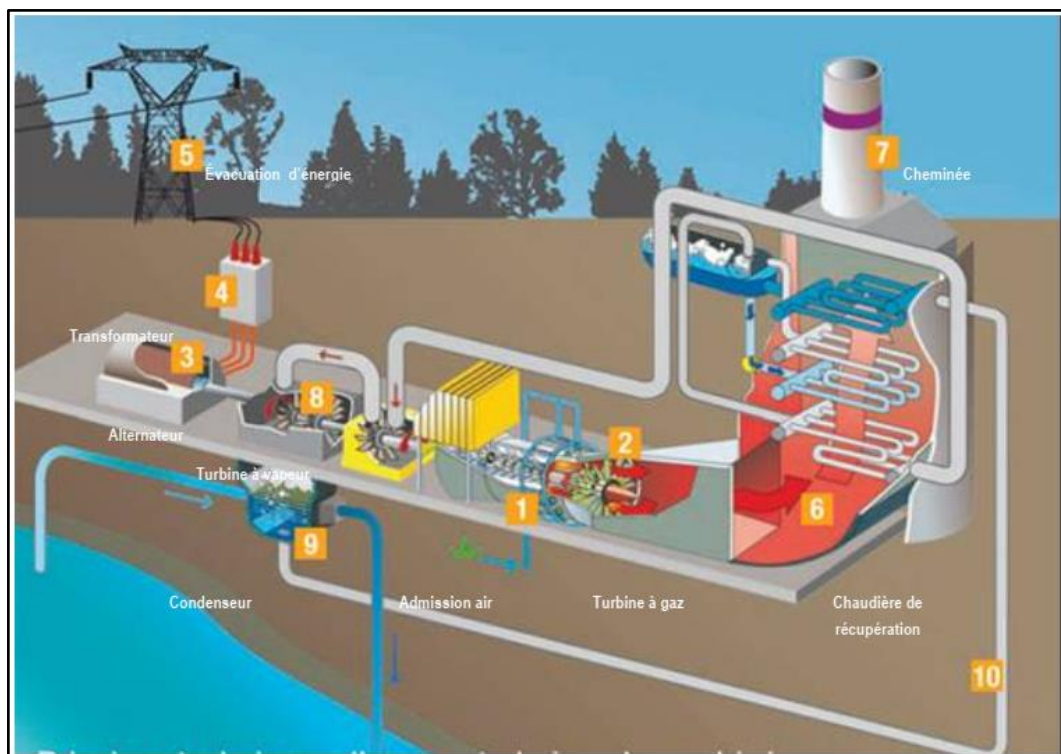


Figure 1.24. Schéma simplifier d'une centrale à cycle combiné mono-arbre

Pour ce type de configuration, on distingue deux conceptions différentes :

- Mono-arbre sans embrayage « Single shaft without clutch » : Chaque tranche sera constituée d'une seule ligne d'arbre comprenant une turbine à gaz, une turbine à vapeur et un alternateur commun aux deux.

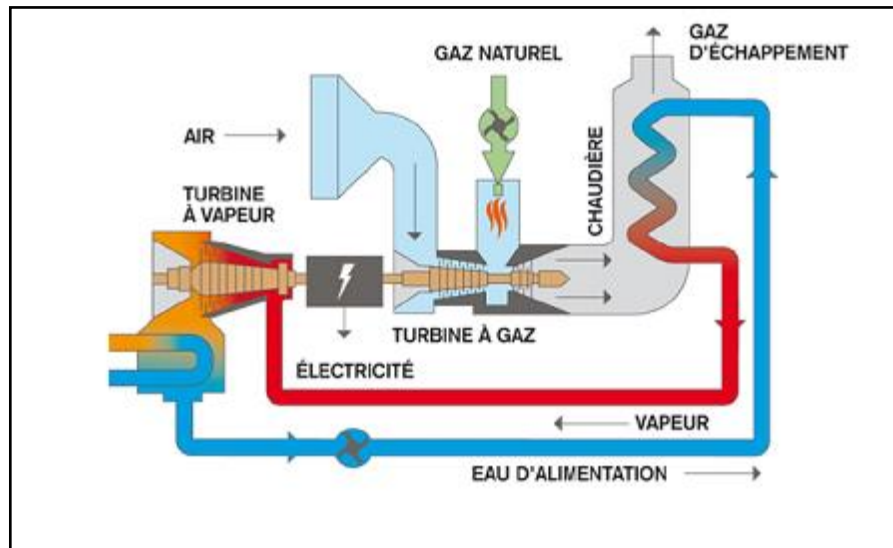


Figure 1.25. Schéma simplifié d'une centrale à cycle combiné mono-arbre sans embrayage

- Mono-arbre avec embrayage « Single shaft with clutch » : La configuration de la Tranche est identique à celle citée ci-dessus, elle comprend néanmoins un équipement additionnel, « L'embrayage » ou « Synchro-Self Shifting Clutch », qui sert à déconnecter la turbine à vapeur et à permettre à la turbine à gaz et à l'alternateur de fonctionner séparément.

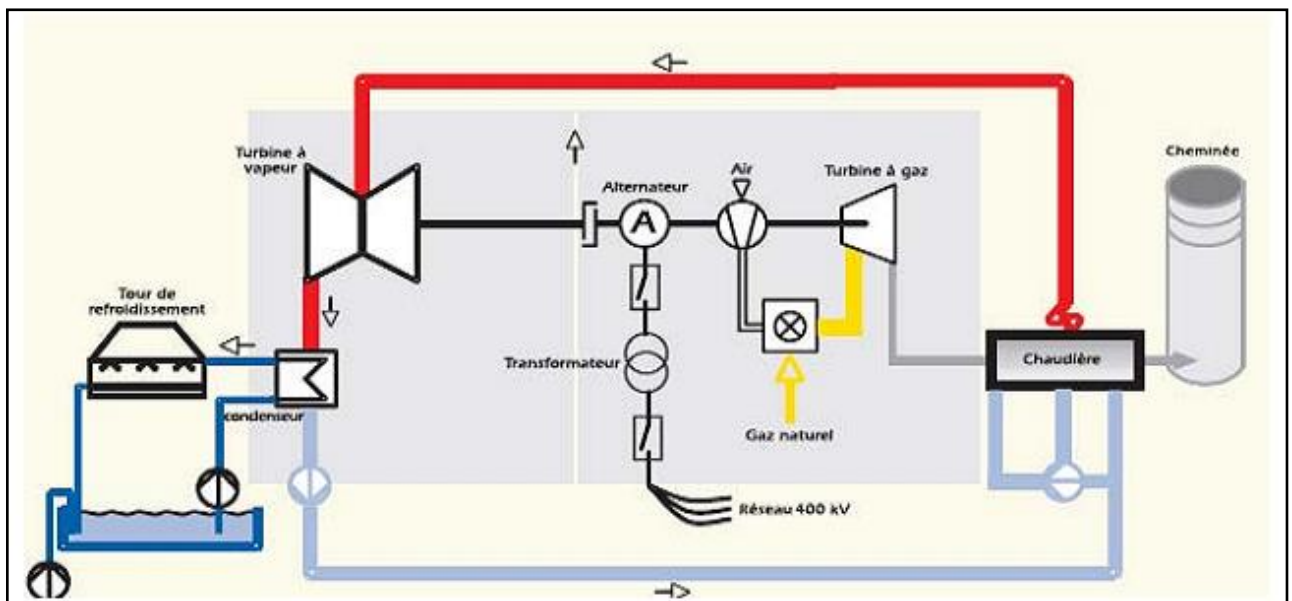


Figure 1.26. Schéma simplifié d'une centrale à cycle combiné mono-arbre avec embrayage

Au démarrage, seule la turbine à gaz est mise en service, la turbine à vapeur est à l'arrêt et entre graduellement en rotation dès que la vapeur atteint les conditions requises. Dès que la turbine à vapeur atteint le même régime de rotation que la turbine à gaz, l'embrayage s'enclenche automatiquement. De même, dès que la turbine à vapeur décélère par rapport à la turbine à gaz, l'embrayage est déconnecté automatiquement de l'alternateur.

❖ Définition de l'embrayage

Dans certains cycles combinés à arbre unique (« Single Shaft »), un embrayage est introduit en guise d'accouplement entre l'alternateur et la turbine à vapeur. L'embrayage habituellement utilisé est le modèle appelé « SSS Clutch » (terme venant de « Synchro-Self-Shifting »).

Il s'agit en fait d'un accouplement du type rigide à engrenages, mais débrayable, et non pas d'un embrayage à frottement. L'un des engrenages est en effet glissant le long d'un arbre à dents hélicoïdales et un système de cliquet permet d'ajuster et d'aligner les deux engrenages pour permettre l'enclenchement de l'accouplement lorsque les deux arbres sont en rotation à la même vitesse (voir l'illustration du fonctionnement sur la figure ci-dessous).

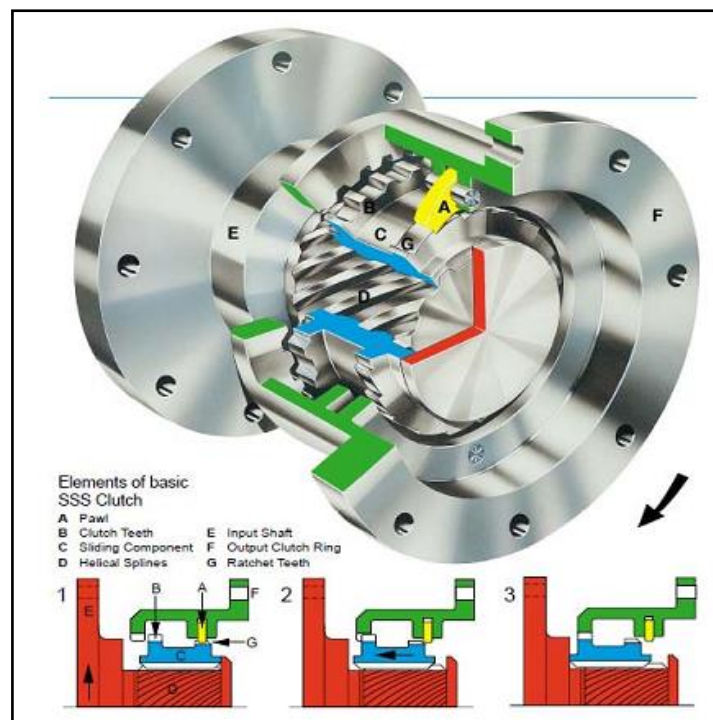


Figure 1.27. Fonctionnement de l'embrayage SSS

Ce système d'embrayage donne une certaine flexibilité dans l'exploitation de la tranche du cycle combiné en permettant les procédures suivantes :

- Lors du démarrage de la tranche, la turbine à gaz entraîne l'alternateur qui est débrayé de la turbine à vapeur. La vapeur produite dans la chaudière permet dans un premier temps de chauffer la turbine à vapeur, puis de démarrer sa rotation et sa montée en vitesse. Lorsque les vitesses des deux rotors sont identiques, l'embrayage est enclenchés et les deux arbres s'accouplent de façon progressive et deviennent solidaires.
- Lors d'un défaut sur la turbine à vapeur, celle-ci peut être débrayée et séparée de la ligne de rotor, lui permettant de réduire sa vitesse tout en laissant la turbine à gaz tourner à vitesse nominale pour un temps limité. Ceci permet d'éviter une perte brusque de la puissance totale de la tranche.
- Lors d'un problème sur la turbine à gaz, celle-ci peut être arrêtée assez vite pour réparations puisque son inertie thermique est faible, alors que la turbine à vapeur peut être laissée à refroidir lentement tout en tournant sur son système de virage.

b. 7.3.1.2 Configuration multi-arbre « multi-shaft »

Dans la configuration « multi-arbres » ou « multi-shaft », chaque turbine entraîne un alternateur qui produit de l'électricité.

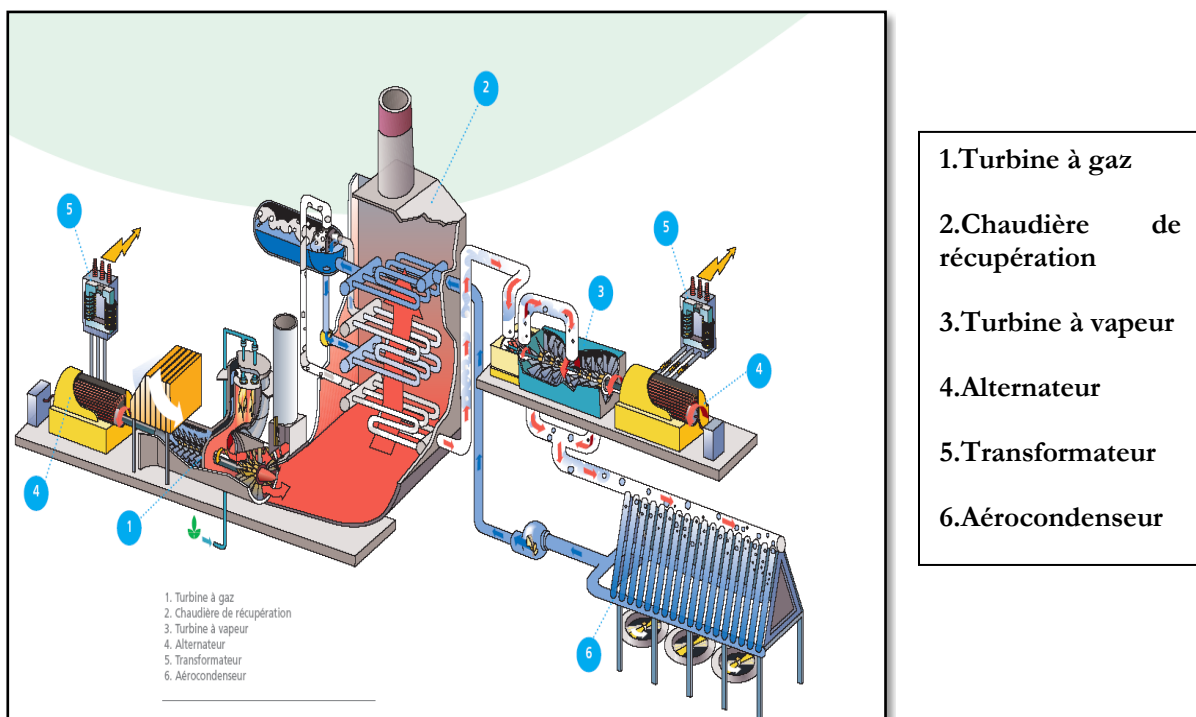


Figure 1.28. Schéma simplifié d'une centrale à cycle combiné à configuration arbres multiples

Il existe plusieurs possibilités d'agencer une ou plusieurs turbines à gaz et une turbine à vapeur selon la puissance et le nombre de tranches souhaités pour la centrale.

Les deux configurations multi-arbre les plus communes sont :

- Multi-arbre 1 TG x 1TV « One on one multi-shaft » : Chaque tranche sera constituée d'une ligne d'arbre comprenant une turbine à gaz et son alternateur, ainsi que d'une deuxième ligne d'arbre pour la turbine à vapeur et son alternateur.

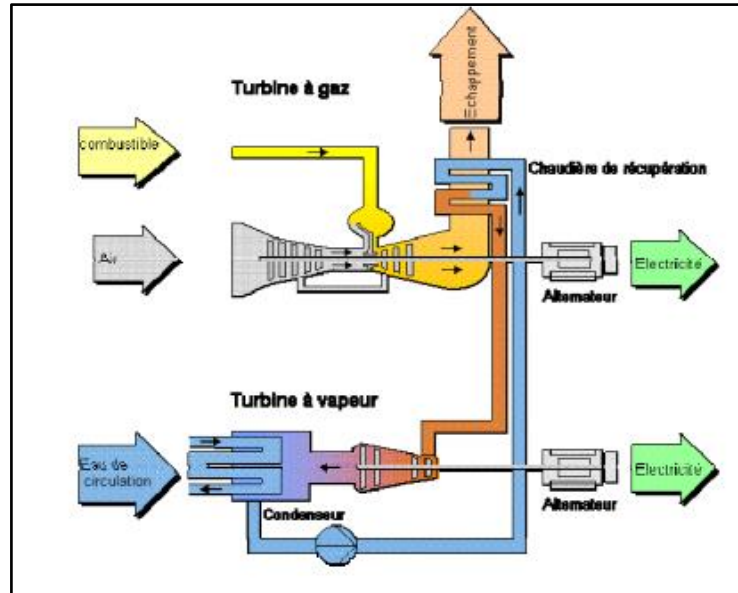


Figure 1.29. Schéma simplifié d'un cycle combiné à configuration arbres multiples (1 TG x 1 TV)

- Multi-arbre 2 TG x 1TV « Two on one multi shaft » : La configuration à arbres multiples permet d'avoir une seule turbine à vapeur (donc un seul condenseur avec ses conduites d'eau de refroidissement/circulation) pour plusieurs turbines à gaz.

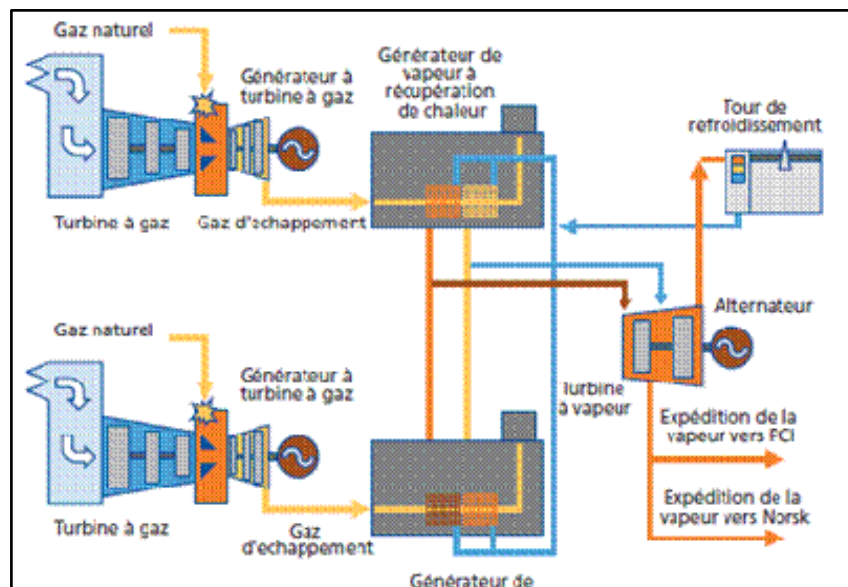


Figure 1.30. Schéma simplifié d'un cycle combiné à configuration arbres multiple (2TG x 1TV).

Chapitre 02
***Présentation de la centrale à cycle
combiné de AIN ARNAT***

PRESENTATION DE LA CENTRALE A CYCLE COMBINE DE AIN ARNAT

2.1. Introduction

En Algérie, l'énergie électrique est produite, principalement, à partir de GAZ naturel, la part de la puissance installée dans l'ensemble des centrales utilisant cette énergie primaire dépasse les 96%, le reste des énergies employées se répartit entre le gasoil dans les centrales diesel et l'eau dans les centrales hydroélectriques, ainsi que l'énergie renouvelable avec un pourcentage minime. Il est utilisé dans des centrales thermiques à base de turbine à vapeur TV et à gaz TG, ainsi que dans les centrales à cycle combiné.

2.2. Situation stratégique et géographique de la centrale

En vue de répondre à une demande croissante en énergie électrique, la société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE), et dans le cadre du renforcement des capacités de production de l'électricité, a enrichie le parc de production essentiellement par des centrales de type Cycle Combiné.

Parmi ces centrales la centrale d'AIN ARNAT, réalisée par le constructeur sud-coréen HYUNDAI. Sa capacité injectée dans le réseau Interconnecté, constitue un apport d'énergie électrique significatif et couvre l'ensemble des besoins de territoire.

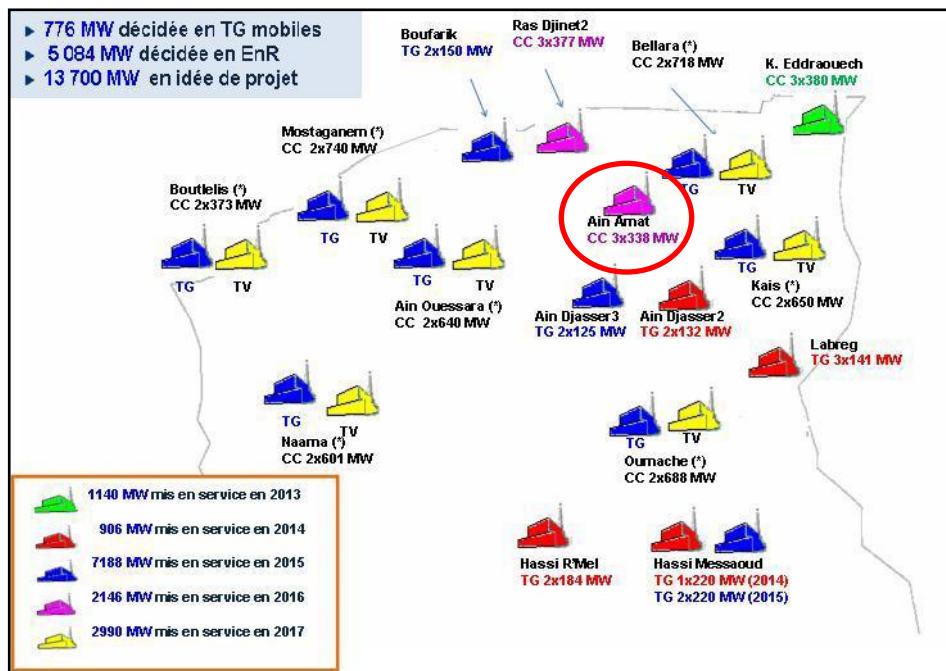


Figure 2.1. Stratégie de la centrale

La centrale est implantée sur un site bien choisie géographiquement, au nord-est de l'Algérie wilaya de Sétif, à l'ouest de la ville de Sétif et plus précisément au sud/est de l'agglomération de Ain zada, Elle s'étale sur une superficie de 30 hectares.

Elle est constituée de trois (03) Tranches en Cycle Combiné en mono-arbre, avec des aéro-réfrigérants, d'une puissance unitaire de 338 MW, fonctionnant au Gaz naturel et au gasoil comme combustible de secours.



Figure 2.2. Localisation de la centrale

2.3. Description Générale

La centrale en cycle combiné à AIN ARNAT comprend trois (3) Tranches en «single shaft». Chaque tranche est composée d'une (1) turbine à gaz (SIEMENS SGT5-4000F), une(1) chaudière de récupération et une (1) turbine à vapeur (SIEMENS SST5-3000 H-IL) avec un alternateur commun (SIEMENS SGen5-2000H).

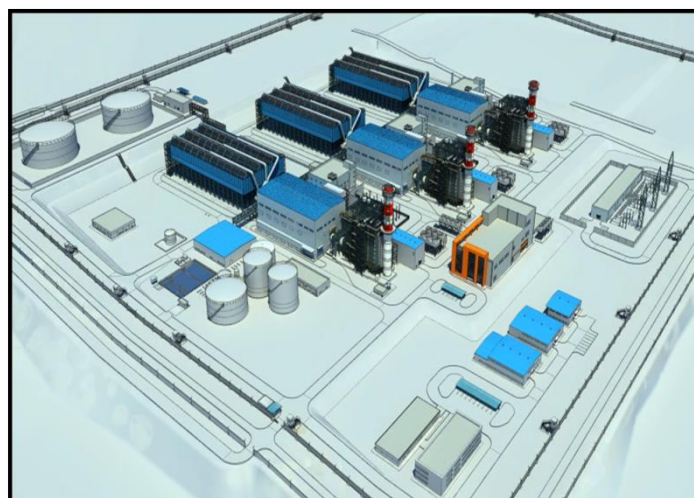


Figure 2.3. Localisation de la centrale

Les turbines à gaz sont conçues pour brûler du gaz naturel en tant que combustible de base et du gazole en tant que combustible de secours.

Le gaz d'échappement de la TG est transmis à la chaudière de récupération (Heat Recovery Steam Generator - HRSG) qui est conçue comme une chaudière à triple pression horizontale avec resurchauffeur (ReHeater - RH).

La chaudière de récupération est horizontale, entièrement vidangeable, à circulation naturelle, avec trois niveaux de pression Haute Pression (HP), Moyenne Pression (MP), Basse Pression (BP), chacun étant complet avec son propre ballon, et un système de resurchauffe sur la section MP.

Le système de by-pass de vapeur HP transfère l'ensemble de la vapeur HP au système de resurchauffe froid (CRH). Le système de by-pass de vapeur BP et de resurchauffe chaude (Heat Re Heater - HRH) permet la réduction de pression et le refroidissement de la vapeur vive pour transmission vers l'aérocondenseur (Air Cooled Condensers - ACC) de désaération.

La vapeur produite par la chaudière de récupération est livrée à la turbine à vapeur qui est de type avec resurchauffeur et à échappement axial. La TG et la TV partagent un alternateur en commun qui est de type refroidi par hydrogène.

La vapeur d'échappement sortante de la turbine à vapeur est condensée dans l'aérocondenseur, par l'air ambiant environnant aspiré par des ventilateurs installés dans l'aérocondenseur. Ce condensat collecté dans le collecteur d'aérocondenseur est stocké dans le réservoir de récupération de condensat, qui est à la température de saturation correspondant à la pression du condenseur.

Deux (2) x 100% pompes d'extraction de condensat vont conduire le condensat depuis le réservoir de récupération du condensat vers le préchauffeur de condensat de la chaudière de récupération.

Deux (2) x 100% pompes d'alimentation d'eau en chaudière HP/MP vont livrer l'eau d'alimentation du dégazeur by-pass ou de la sortie du préchauffeur de condensat à la section d'économiseur HP et MP de la chaudière de récupération.

La quantité des pertes d'eau du système causées par la purge de la chaudière de récupération sera compensée avec de l'eau déminéralisée provenant du système de traitement des eaux.

L'eau d'appoint sera alimentée vers le réservoir de récupération du condensat à partir du réservoir de stockage d'eau déminéralisée via une pompe.

Le système d'eau de refroidissement en circuit fermé comprend des aéroréfrigérants, des pompes d'eau de refroidissement en circuit fermé et un vase d'expansion. Le milieu de refroidissement est l'air transmis par un (1) x 120% aéroréfrigérant pour chaque TG & TV, et un (1) x 120% aéroréfrigérant pour le côté BOP de la centrale.

Le système d'eau de refroidissement en circuit fermé élimine la chaleur de plusieurs composants dans le périmètre de la centrale (refroidisseurs d'alternateur, refroidisseurs d'huile d'étanchéité et de graissage, pompes, refroidisseurs d'échantillonnage, etc.).

2.4. Description des principaux équipements

2.4.1. Turbine à gaz

La centrale d'Ain Arnat est dotée d'une turbine à gaz SGT5-4000F qui consiste essentiellement à un compresseur axial multi-étage, un système de combustion pour le brûlage du gaz et une turbine axiale multi-étage.

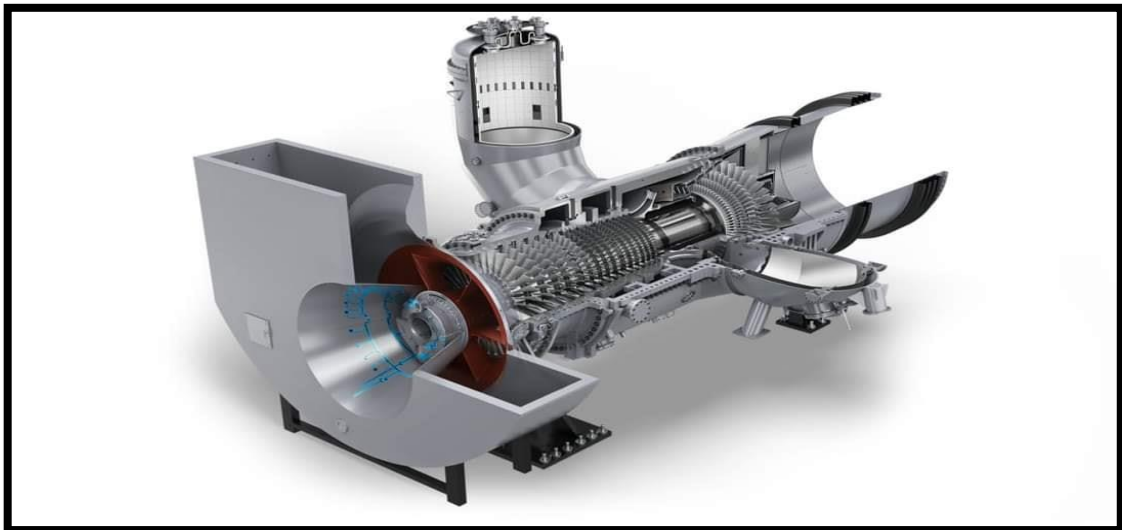
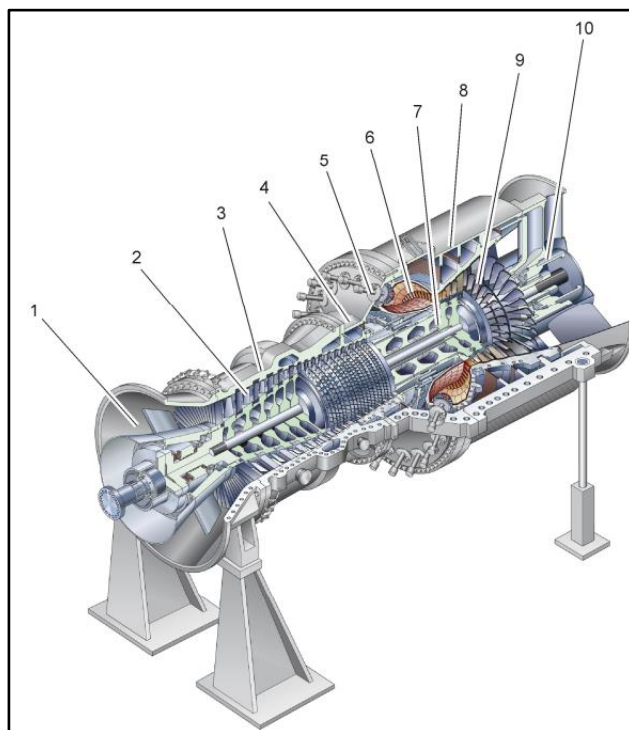


Figure 2.4. Vue d'ensemble turbine TG SGT5-4000F

- Le rotor porte les 15 étages d'aubage du compresseur et les 4 étages d'aubage de la turbine. L'aubage du compresseur transforme le couple de rotation en énergie cinétique, celui de la turbine l'énergie cinétique en couple de rotation
- Les aubes d'entrée du compresseur sont équipées par un système d'orientation permet de régler le débit d'air de la turbine à gaz. Lorsque les aubes sont « ouvertes », le débit augmente, lorsqu'elles sont « fermées », il diminue.

- Le groupe turbocompresseur est supporté par deux paliers à ses extrémités, un palier porteur, côté turbine et un et un palier porteur et de butée coté compresseur pour le bute d'absorber la poussée axiale et détermine la position axiale du rotor.
- Le système de combustion est constitué d'une chambre de combustion annulaire dotée de 24 brûleurs hybrides. La chambre de combustion annulaire est située entre le compresseur et la turbine, elle comporte 24 brûleurs hybrides répartis uniformément sur le pourtour. L'air y est mélangé au combustible de manière à permettre la formation d'une flamme stable dans le foyer.
- Le brûleur hybride pour les turbines à gaz de SIEMENS a été développé pour les combustibles gazeux et liquides. Le brûleur est constitué de plusieurs composants et possède différents systèmes de buses pour les différents combustibles et modes de fonctionnement. Le brûleur hybride réunit les avantages de la combustion en diffusion et de la combustion en pré mélange
- Le groupe turbocompresseur est équipé par un vireur hydraulique pour le but de virer le rotor après la mise à l'arrêt du groupe turboalternateur. Ceci permet d'obtenir un refroidissement uniforme et d'éviter par conséquent la distorsion du rotor.



- | | |
|-----|---|
| 1. | Corps de palier du compresseur |
| 2. | Compresseur |
| 3. | Porte-directrices 1 du compresseur |
| 4. | Enveloppe externe de la chambre de combustion |
| 5. | Brûleurs |
| 6. | Chambre de combustion |
| 7. | Rotor |
| 8. | Enveloppe de la turbine |
| 9. | Turbine |
| 10. | Corps de palier de la turbine |

Figure 2.5. Schéma de principe des turbines à gaz à chambre de combustion annulaire SGT5-4000F

2.4.1.1. Auxiliaires de la turbine à gaz

a. Le système d'huile de lubrification (MAV) :

Le système d'huile de lubrification a les fonctions suivantes au niveau du processus :

- Lubrification et refroidissement des paliers de la turbine et de l'alternateur à l'aide de l'huile de turbine aspirée du réservoir d'huile principal par les pompes à huile et envoyée aux paliers via le réfrigérant et le filtre ; les pressions et le débit sont réglés à l'aide de robinetteries d'étranglement
- Alimentation du vireur et de l'embrayage à roue libre en huile de lubrification
- Retour de l'huile de turbine vers le réservoir d'huile principal.

Les principaux composants du système d'huile de lubrification sont les tuyauteries, les robinetteries manuelles et de l'équipement de surveillance, les réservoirs, pompes, moteurs, réfrigérants, filtres.

b. Le système d'huile de soulèvement (MAV) :

Le système d'huile de soulèvement assure les fonctions suivantes :

Alimenter les paliers en huile de soulèvement : durant l'arrêt de la ligne d'arbres ou à faible vitesse du groupe turboalternateur, un film de lubrification hydrostatique est formé entre chaque portée d'arbre et son palier par la pompe à huile de soulèvement en service. Ce film évite le contact métal-métal entre la portée de l'arbre et le palier et réduit la friction jusqu'à ce qu'un film de lubrification hydrodynamique prenne en charge cette fonction lorsque l'arbre tourne à une vitesse plus élevée.

Le circuit d'huile de soulèvement n'est plus en service aux vitesses supérieures à env. 26 s-1 (1560 tr/mn).

c. Le système d'huile de commande TG (MBX) :

Le circuit d'alimentation hydraulique fournit de l'huile hydraulique sous pression pour le fonctionnement des entraînements des systèmes auxiliaires suivant :

- Les vannes d'alimentation en gaz naturel,
- Les vannes d'alimentation en gaz liquide,
- L'actuateur des aubes à orientation variable (IGV).

Tous les composants de ce circuit sont regroupés dans le poste d'alimentation en huile hydraulique qui comporte : 02 pompes de fluide de commande redondantes, 02 filtres en aval des pompes de fluide de commande, 02 ventilateurs pour le refroidissement d'huile, dispositif de chauffage huile, un réservoir pour l'huile, en plus les tuyauteries, les instruments nécessaires aux fonctions de signalisation d'état et de protection et les robinetteries

d. Le système d'admission d'air (MBL) :

Le système d'admission d'air MBL est conçu pour fournir au compresseur de la turbine à gaz l'air comburant requis et protège les aubages du compresseur contre une usure prématurée due à l'encrassement. L'air comburant aspiré par le compresseur est épuré dans une combinaison des filtres.

- Un filtre coalesceur
- Des filtres autonettoyants
- Un filtre fin
- Un préchauffeur de l'air d'admission (APH).

e. Système d'eau de refroidissement d'huile :

Les systèmes d'eau de refroidissement d'huile des turbines à gaz et à vapeur comprennent le système d'eau de refroidissement en circuit fermé et les aéro-réfrigérants. Les aéro-réfrigérants évacuent la chaleur du système d'eau de refroidissement en circuit fermé.

Le système d'eau de refroidissement en circuit fermé évacue la chaleur du réfrigérants d'alternateur (gaz H₂), réfrigérants d'huile d'étanchéité et de graissage dans l'atmosphère via les Aéro-réfrigérants.

Le système de refroidissement en circuit fermé comporte deux pompes de circulation d'eau en redondance (2x100%) et 09 ventilateurs avec leur moteurs.

2.4.2. Turbine à vapeur :

La centrale d'Ain Arnat est dotée d'une turbine à vapeur SST5-3000 qui comprend un cylindre HP de type à barillet et un cylindre MP/BP à écoulement direct et à échappement axial dans le condenseur.

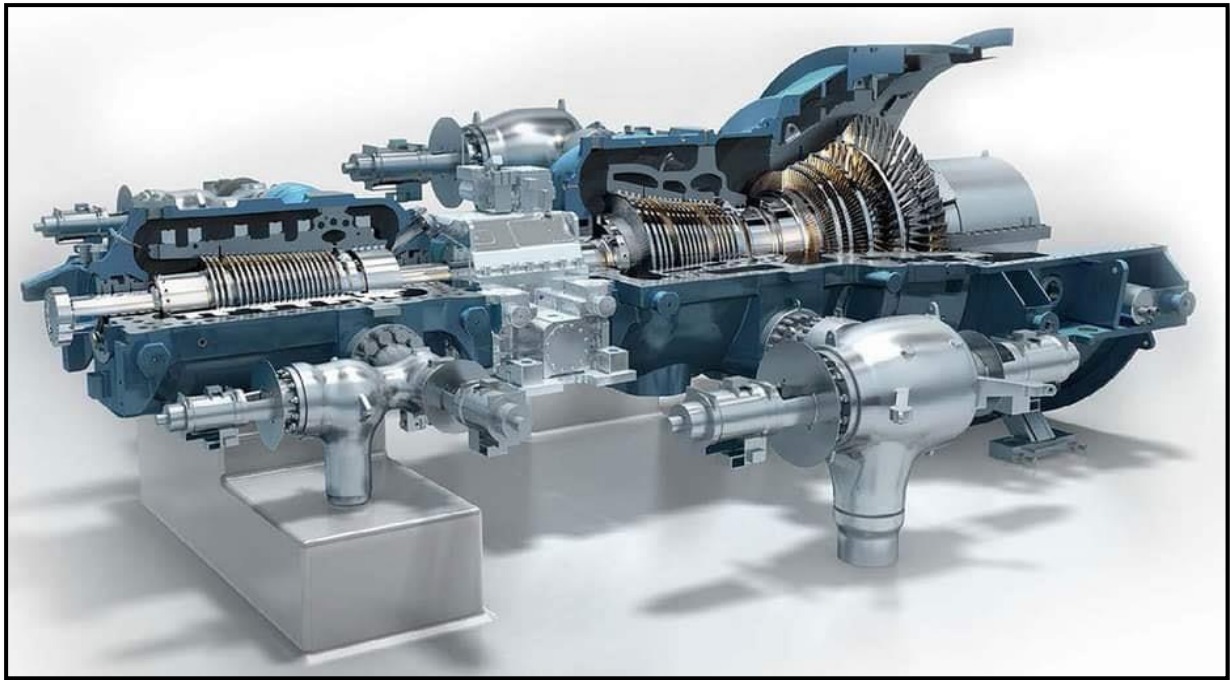


Figure 2.6. Vue d'ensemble turbine TV SST5-3000

Le corps HP est une turbine à simple flux et à double enveloppe comprenant une porte aube fixe avec 27 étages à réaction (27 étages tambour de type torse) et une enveloppe externe. Il est fourni avec une robinetterie d'arrêt et de réglage rapportée latéralement par soudage, et supportée par des supports supplémentaires.

- Le corps HP est équipé de deux boîtes étanches. Celles-ci garantissent l'étanchéité de l'intérieur de l'enveloppe par rapport à l'atmosphère au niveau des traversées d'arbre côté admission et côté échappement.
- Le corps combiné moyenne et basse pression (MP et BP) étant logé sur le même arbre dans une seule enveloppe. Le flux MP comporte 16 étages à réaction (16 étages tambour de type torse). Le flux BP comporte 7 étages à réaction (4 étages tambour de type torse et 3 étages standard). Le flux de vapeur traverse la robinetterie d'arrêt et de réglage de vapeur resurchauffée, l'enveloppe interne moyenne pression (MP) avec les aubages MP puis circule le long des aubes de la porte aube fixe basse pression (BP) et des couronnes d'aubes fixes BP. Avant d'entrer dans les aubages BP, la vapeur traverse une robinetterie d'arrêt et de réglage BP. Le diffuseur et l'échappement sont disposés axialement et reliés au condenseur. Le corps MP-BP est doté de deux boîtes étanches externes (X, Z) et des garnitures d'étanchéité du piston MP (Y). Les boîtes étanches externes ont pour fonction d'isoler l'intérieur de l'enveloppe de la turbine et le compartiment d'huile (côté échappement) par

rapport à l'atmosphère au niveau des traversées. L'étanchéité entre l'arbre et l'enveloppe est réalisée à l'aide de garnitures effaçables à écoulement axial.

- La turbine à vapeur dispose d'une robinetterie combinée de sectionnement et de réglage de la vapeur principale et d'une robinetterie combinée de sectionnement et de réglage de la vapeur resurchauffée. La vapeur principale amenée par les tuyauteries de vapeur traverse d'abord la vanne d'arrêt, puis la soupape de réglage.

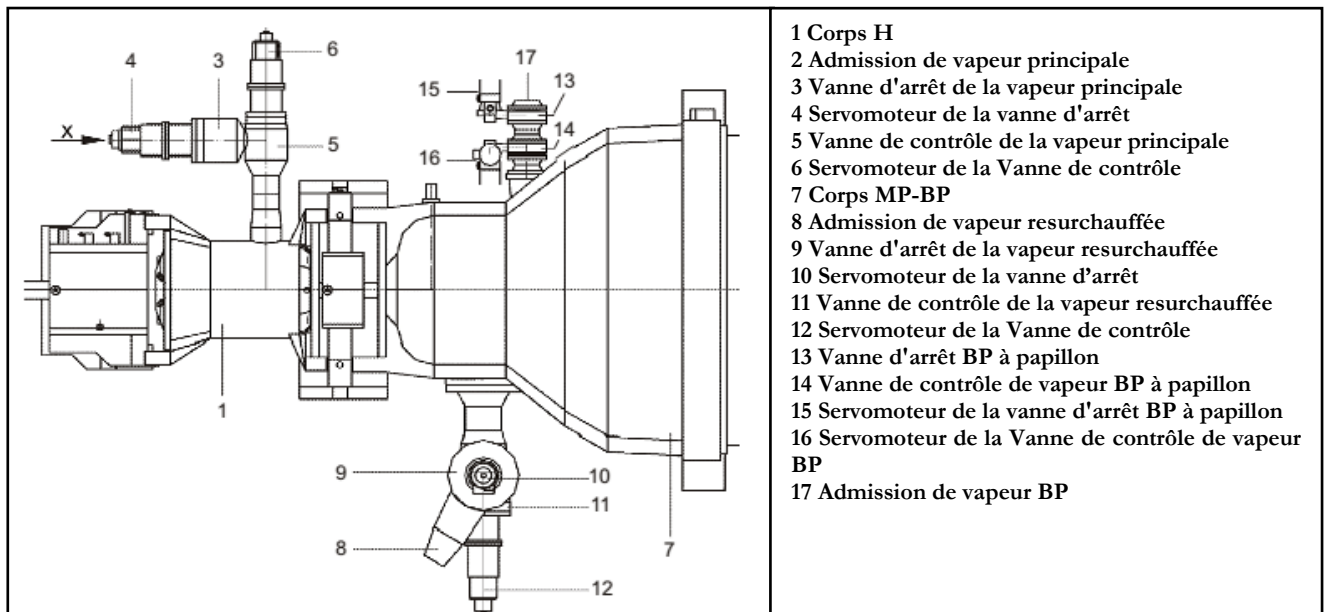


Figure 2.7. Disposition des robinetteries de la turbine à vapeur

- Les paliers sont des paliers lisses lubrifiés à l'huile avec arrivée de l'huile d'un seul côté. Le corps HP est supporté par un palier porteur côté alternateur et un palier combiné porteur et de butée côté vapeur. Des paliers citron modifiés sont utilisés pour le corps BP ; ils sont caractérisés par un bon amortissement du système, de faibles besoins en lubrifiant et de faibles pertes par frottement. Le palier de butée est situé entre le corps HP et le corps MP/BP.
- La ligne d'arbres de la turbine à vapeur peut être virée dans les deux sens à l'aide du dispositif de virage à moteur électrique situé dans le fond d'échappement du corps MP/ BP de la turbine est relié à la chaise palier. Le moteur électrique est en mesure de régler la vitesse de rotation en sens direct et inverse, et de décélérer et accélérer la ligne d'arbres en fonction de la position d'un embrayage commutable entre le moteur et le rotor.

2.4.2.1. Auxiliaires de la turbine à vapeur

La turbine à vapeur partage quelques auxiliaires avec la turbine à gaz tel que Le système d'huile de lubrification (MAV), Le système d'huile de soulèvement (MAV), Le système d'eau de refroidissement d'huile.

En plus des auxiliaires cités en dessus, la turbine à vapeur a son propre système d'huile de commande TV (MAX).

a. Le système d'huile de commande TV (MAX)

Le groupe d'alimentation en fluide de commande alimente les actionneurs des robinetteries de la turbine en fluide de commande et régulation. Ce groupe alimente les robinetteries suivantes :

- Vanne d'arrêt et vanne de contrôle HP
- Vanne d'arrêt et vanne de contrôle MP

Le système de fluide de commande et régulation est conçue principalement par : 02 pompes de fluide de commande, 02 accumulateurs hydrauliques, 02 filtres en aval des pompes de fluide de commande, dispositif de chauffage huile, un réservoir pour l'huile, en plus les tuyauteries, les instruments de surveillance et les robinetteries.

2.4.3. Alternateur (Générateur)

La TG et la TV de la centrale d'Ain Arnat partagent un alternateur commun. L'alternateur est un SGen5-2000H bipolaire refroidi à l'hydrogène.

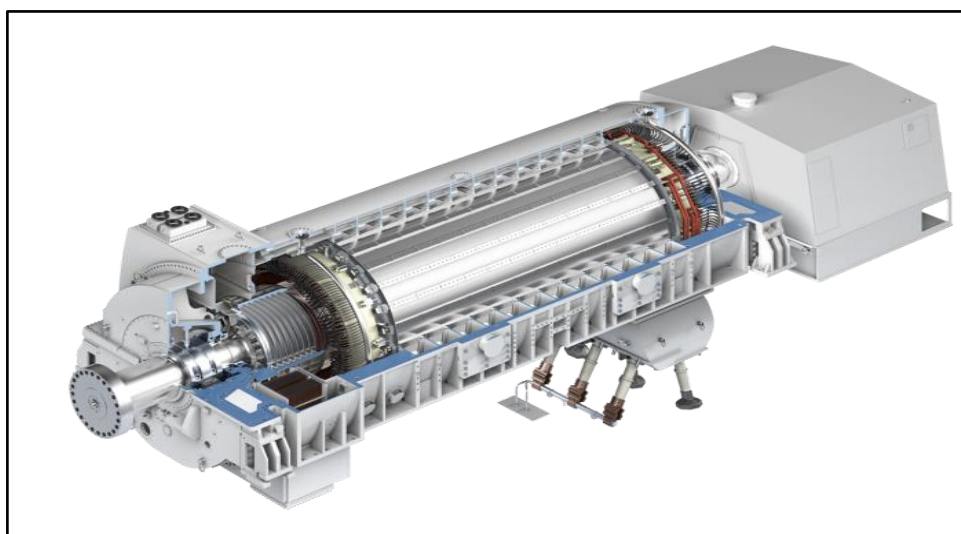


Figure 2.8. Alternateur SGen5-2000H

L'alternateur est caractérisé par les données techniques suivant :

Puissance apparente	386 MVA
Puissance active	347 MVA
Courant	10130 A
Tension	22,00 kV \pm 5%
Vitesse	3 000 tr/min
Fréquence	50 Hz
Pression de H2	5 bar (g)

- L'alternateur est à refroidissement direct de l'enroulement du rotor et à refroidissement indirect de l'enroulement du stator par hydrogène. Il est doté d'une carcasse résistant à la pression et étanche au gaz ainsi que de paliers flasques à chacune de ses extrémités. Les réfrigérants d'hydrogène sont logés à l'intérieur de la carcasse aux deux extrémités de la machine.
- L'alternateur comprend les éléments suivants :
 - **Le stator** : il est constitué par carcasse, circuit magnétique (empilage de tôles et enroulement), déflecteur et garniture à labyrinthe, bornes de sortie et du réfrigérants d'hydrogène.
 - **Le rotor** : il est constitué par arbre, enroulement du rotor, frettes, connecteur de courant d'excitation, bagues collectrices et porte balais.



Figure 2.10. Rotor de l'alternateur



Figure 2.9. Ventilateur de rotor

- **Les paliers** : L'arbre du rotor est logé dans deux paliers lisses constitués d'un demi-coussinet supérieur et d'un demi-coussinet inférieur à revêtement antifricction. Les paliers sont logés dans les flasques du stator.

Les paliers flasques sont boulonnés aux extrémités de la carcasse. Ils contiennent les coussinets et les sièges de coussinet, les étanchéités d'arbre et les boîtes étanches ainsi que les joints Performance. Les flasques supportent le poids du rotor.

Tous les paliers sont isolés électriquement du couvercle de palier pour empêcher la circulation des courants d'arbre. La température des paliers est contrôlée par des thermocouples disposés dans les demi-coussinets inférieurs de façon que les points de mesure se trouvent juste sous la garniture du métal antifriction.

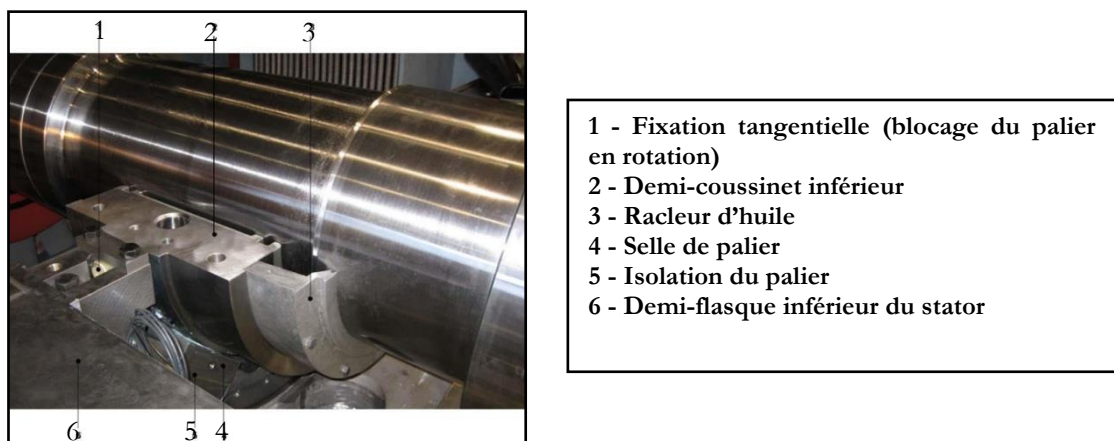


Figure 2.11. Palier de l'alternateur côté excitatrice

- **L'étanchéité de l'arbre :** Pour éviter que l'hydrogène gazeux ne s'échappe de la carcasse de l'alternateur, l'arbre est équipé de joints. La dénomination officielle de ces joints est Performance Plus Seals (PPS). Leur principe de fonctionnement consiste à les utiliser avec de l'huile sous haute pression pour créer un barrage à l'endroit où l'arbre traverse la carcasse. Ces joints en carbone sont maintenus par des supports directement fixés aux paliers flasques côté hydrogène. Ils sont placés sur la face intérieure des paliers côté turbine et côté excitatrice et assurent l'étanchéité au contact des soies des paliers.

Le système d'alimentation en huile d'étanchéité fournit en huile de turbine les joints de l'arbre de l'alternateur à une pression supérieure à celle de l'hydrogène gazeux à l'intérieur de la carcasse. La pression des joints compensant celle de l'hydrogène gazeux, ce dernier ne peut s'échapper de la carcasse par les joints.

- **Les bornes de sortie :** Les connexions qui forment le début et la fin des trois phases de l'enroulement sortent de l'enveloppe du stator par des bornes étanches à l'hydrogène.

La borne de sortie est une traversée tubulaire refroidie directement par hydrogène. Elle se compose d'un conducteur creux en cuivre doté d'une bride de raccordement côté hydrogène et d'un embout cylindrique côté air.

Des transformateurs d'intensité peuvent être montés sur ces bornes à l'extérieur de la carcasse aux fins de mesure et de protection.

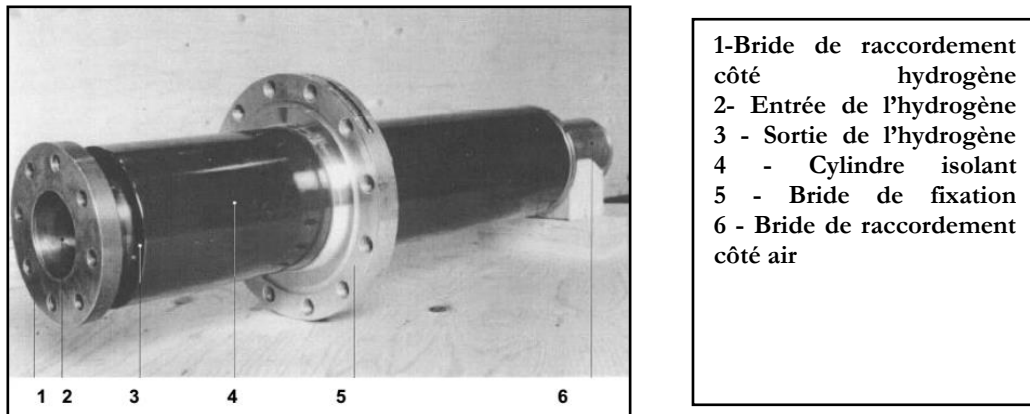


Figure 2.12. Borne de sortie

- Le réfrigérant d'hydrogène : c'est un échangeur thermique doté de tubes à ailettes Il soustrait à l'hydrogène sa chaleur pour la transmettre à l'eau de refroidissement parcourant les tubes. L'hydrogène passe au-dessus des ailettes.

L'alternateur est doté de deux réfrigérants, un à chaque extrémité de l'alternateur. Chaque réfrigérant comprend deux parcours disposés tangentiellement dans la carcasse du stator. Cette construction permet d'intégrer les réfrigérants dans le système de refroidissement par hydrogène sans devoir accroître la longueur totale de l'alternateur.

L'hydrogène s'écoule dans le réfrigérant radialement alors que l'eau de refroidissement parcourt le réfrigérant horizontalement. L'eau arrive par la tubulure d'entrée puis change de direction dans la boîte à eau opposée à la boîte d'entrée avant de retourner à la tubulure de sortie.

- Le système d'excitation : Le courant d'excitation pour l'enroulement du rotor est fourni par le dispositif d'excitation statique. Des bagues collectrices et des balais en carbone sont utilisés pour transmettre le courant d'excitation au rotor de l'alternateur qui est en rotation. L'équipement des balais comprend des porte-balais enfichables permettant un remplacement des balais usés lors du fonctionnement à pleine vitesse et pleine charge. Un ventilateur hélicoïde double flux assure le refroidissement symétrique intensif des bagues collectrices entre lesquelles il est logé.

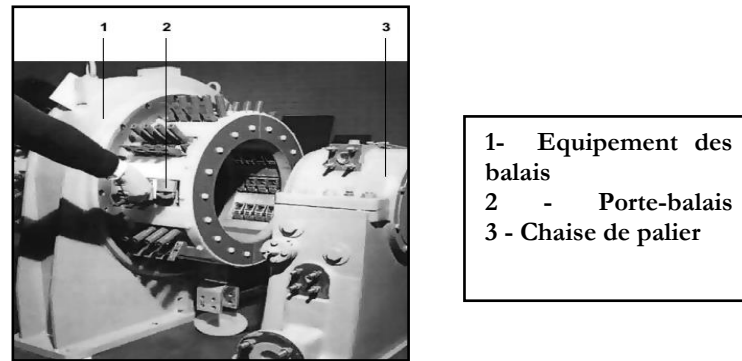


Figure 2.13. Équipement des balais avec porte-balais

2.4.3.1. Auxiliaires d'alternateur :

En plus les auxiliaires communs avec la turbine à gaz et la turbine à vapeur (Le système d'huile de lubrification (MAV), Le système d'huile de soulèvement (MAV), Le système d'eau de refroidissement d'huile), l'alternateur a les auxiliaires suivants :

a. Système d'huile d'étanchéité (MAW) :

Les joints d'étanchéité de l'arbre sont alimentés en huile par un circuit dont les principaux éléments sont les suivants :

Réservoir de stockage de l'huile d'étanchéité (sur la conduite d'évacuation de l'huile de lubrification), réservoir tampon, 02 pompes à huile d'étanchéité (2x100%), pompe à huile d'étanchéité de secours (CC), réfrigérants, 02 filtres (2x100%), en plus les tuyauteries, les instruments de surveillance et les robinetteries.

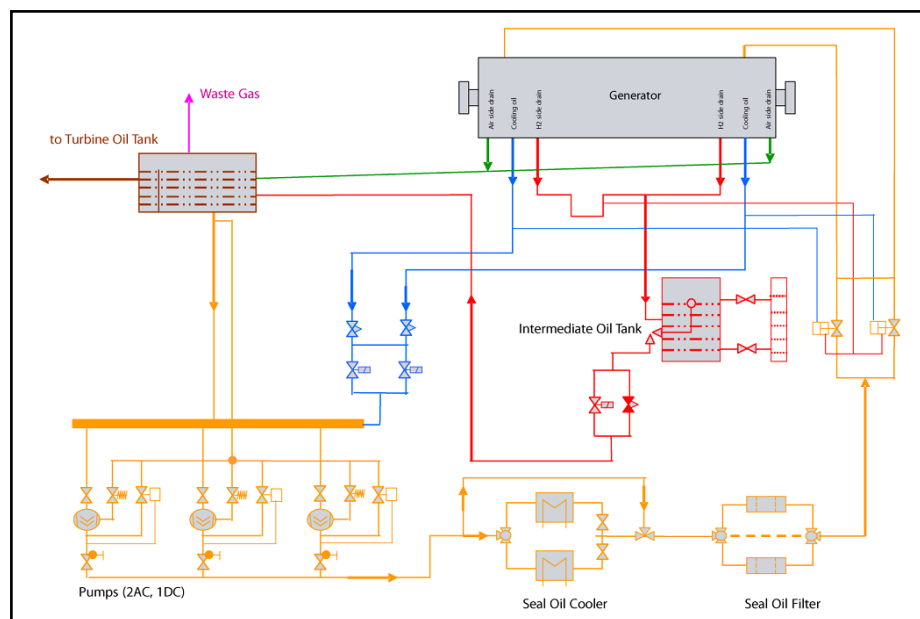


Figure 2.14. Schéma simplifié du système d'huile d'étanchéité d'alternateur

b. Système de gaz d'alternateur

Le circuit des gaz regroupe tous les équipements nécessaires pour remplir et vidanger l'alternateur avec du CO₂, de l'argon, de l'hydrogène ou de l'air et pour faire fonctionner l'alternateur dans l'hydrogène. L'air et l'hydrogène formant un mélange facilement explosif, l'alternateur doit être rempli avec un gaz inerte (CO₂ ou Ar) avant de procéder à son remplissage avec de l'H₂ ou à sa vidange.

Il faut introduire dans l'alternateur une quantité de CO₂ ou d'argon suffisante pour exclure toute possibilité de mélange explosif lors des phases ultérieures de remplissage ou de vidange. Le circuit des gaz englobe : l'alimentation en hydrogène (bouteilles H₂), l'alimentation en CO₂ ou en argon (bouteilles CO₂ ou en argon), l'alimentation en air comprimé, les détendeurs, les manomètres, divers organes d'arrêt, les appareils de mesure de la concentration, le sécheur de gaz, les débitmètres.

2.4.4. Chaudière de récupération (HRSG)

La centrale d'Ain Arnat est composée de trois chaudières de récupération (une chaudière par tranche). La chaudière est située en aval de la turbine à gaz. La turbine à combustion décharge un volume important de gaz d'échappement de turbine (TG) contenant une quantité considérable d'énergie thermique.



Figure 2.15. Photo de la chaudière de récupération de la centrale d'Ain Arnat

La chaudière de récupération récupère la majeure quantité d'énergie thermique déchargée par les gaz d'échappement de turbine à gaz, cette énergie est utilisée dans le processus de génération de vapeur.

La chaudière de récupération est constituée principalement par:

- Trois ballons de vapeur HP, MP, BP
- Surchauffeur
- Réchauffeur
- Evaporateur
- Economiseur
- Préchauffeur du Condensat
- Dégazeur de By-pass
- Réservoir de Purge

Les éléments de la chaudière sont disposés selon leurs positions relatives au débit de Turbine à Gaz comme Suits:

Ordre	Nom de l'élément
1	Réchauffeur (RH) 2
2	Surchauffeur (SH)2-HP
3	Réchauffeur (RH) 1
4	Surchauffeur (SH)1-HP
5	Evaporateur (EV)-HP
6	Surchauffeur (SH)2-MP
7	Economiseur (EC)2-HP
8	Surchauffeur (SH)1-MP
9	Evaporateur (EV)-MP
10	Surchauffeur (SH)-BP
11	Economiseur (EC)1-HP
12	Economiseur (EC)-MP
13	Evaporateur (EVA) BP
14	Préchauffeur du Condensat (CPH)

Tableau 2.1. Disposition des éléments de la chaudière

La chaudière de récupération peut diviser en trois sections : La section de génération de vapeur à basse pression, La section de génération de vapeur à moyenne pression et la section de génération de vapeur à haute pression.

2.4.4.1. La section de génération de vapeur à basse pression :

La section de génération de vapeur BP délivre de l'eau d'alimentation préchauffée, désaérée, aux pompes d'alimentation de chaudière pour être utilisée dans les sections de vapeur BP et HP. La

section BP tire parti de l'énergie thermique restante du gaz d'échappement avant de pénétrer dans la cheminée d'échappement, la section comporte :

a. Ballon de vapeur Basse Pression BP :

Le ballon de vapeur BP se trouve en haut de la section BP du HRSG et typiquement il s'agit d'un récipient horizontal, soudé.

Le ballon de vapeur BP est équipé par les connexions suivantes: Deux indicateurs de niveau à voyant, Transmetteurs de niveau, Vannes de sécurité, vannes de remplissage d'eau déminée, Indicateurs de pression locale, Transmetteurs de pression, délestage de surpression de vapeur vers le condenseur, Colonnes montantes de vapeur à partir de l'évaporateur BP, Colonnes descendantes vers les collecteurs inférieurs de l'évaporateur BP, Évacuation de vapeur BP vers le dégazeur.

b. Évaporateurs BP :

L'évaporateur BP offre une surface de transfert de chaleur pour la production de vapeur BP à utiliser dans le dégazeur, il se trouve dans la section BP du HRSG. L'évaporateur BP est en général construit avec des tubes à ailettes et se compose de différentes rangées de tubes d'échangeurs thermiques.

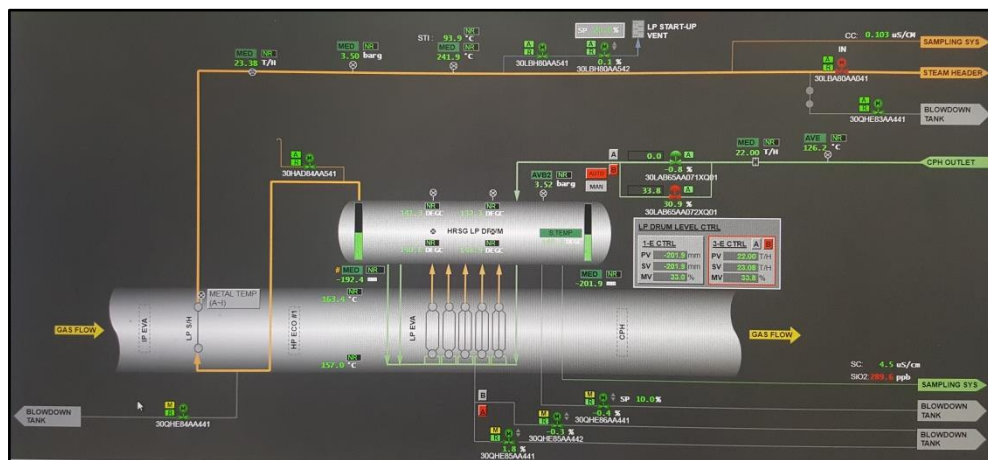


Figure 2.16. Schéma simplifié du ballon de vapeur et évaporateurs basse pression

c. Économiseur/préchauffeurs d'eau d'alimentation BP (CPH):

L'économiseur offre une surface de transfert de chaleur pour le préchauffage de l'eau d'alimentation BP avant de pénétrer dans le dégazeur, il se trouve dans la section la plus éloignée de la chaudière et il est construit avec des tubes à ailettes.

d. Dégazeur :

Il utilise la vapeur pour retirer les gaz non condensables de l'eau d'alimentation avant de pénétrer dans le ballon de vapeur BP, il est monté en haut de la chaudière. Les principaux composants du dégazeur sont les buses de pulvérisation et les bacs de désaération.

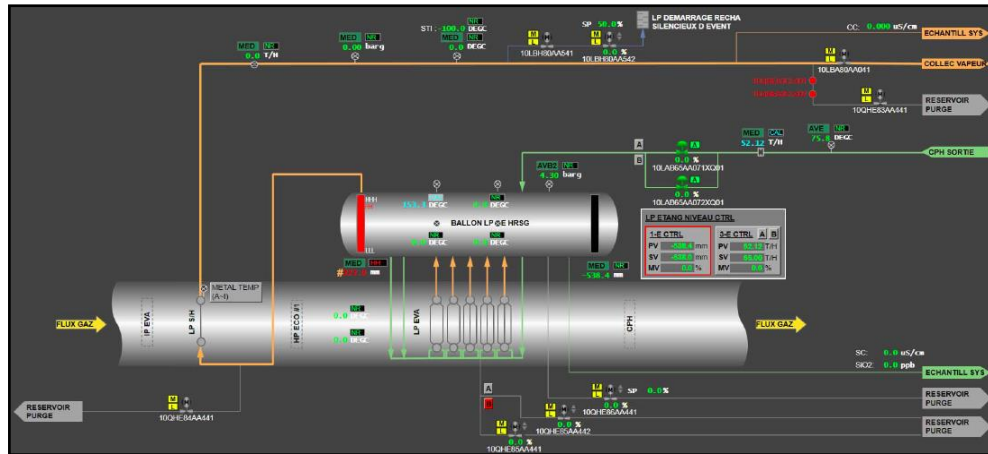


Figure 2.17. Schéma simplifié du préchauffeur et dégazeur

2.4.4.2. Section de génération de vapeur à moyenne pression :

La section de génération de vapeur MP délivre de la vapeur surchauffée sèche à la turbine à vapeur et aux circuits de vapeur auxiliaire. La section est composée de :

a. Ballon de vapeur Moyenne Pression MP :

Le ballon de vapeur MP se trouve en haut de la section MP de la chaudière, c'est un récipient horizontal équipé de deux couvercles de trous d'homme sur charnières. Il sert de réservoir l'eau d'alimentation MP préchauffée et en tant que point de séparation de vapeur MP.

Le ballon de vapeur MP est équipé par les connexions suivantes: Deux indicateurs de niveau à voyant, Transmetteurs de niveau, Vannes de sécurité, Indicateurs de pression locale, Transmetteurs de pression, Un refoulement de vapeur MP vers le surchauffeur MP, Des colonnes montantes de vapeur à partir des évaporateurs MP, Colonnes descendantes vers les collecteurs inférieurs de l'évaporateur MP, Une tuyauterie d'entrée d'eau d'alimentation à partir de l'économiseur MP, Une conduite d'ajout de produit chimique, Une conduite d'échantillonnage de vapeur.

b. Évaporateur MP :

L'évaporateur MP se trouve dans la section MP de la chaudière et est en général construit en tubes à ailettes, tous les tubes sont connectés avec le ballon MP. L'évaporateur MP se compose de

rangées de tubes, chaque rangée faisant un seul passage vers le haut à travers la voie d'échappement du gaz de turbine de combustion.

c. *Économiseur MP :*

L'économiseur MP se trouve dans la section MP de la chaudière, il est en général construite en tubes à ailettes, il a la fonction de préchauffer l'eau d'alimentation MP avant de pénétrer dans le ballon de vapeur.

d. *Surchauffeur MP :*

Le surchauffeur MP est un tube à ailettes et se compose d'une seule rangée de tubes d'échangeurs de chaleur situés dans la section MP de la chaudière. La rangée simple de tubes fait un passage vers le haut à travers le chemin d'échappement de gaz de turbine de combustion.

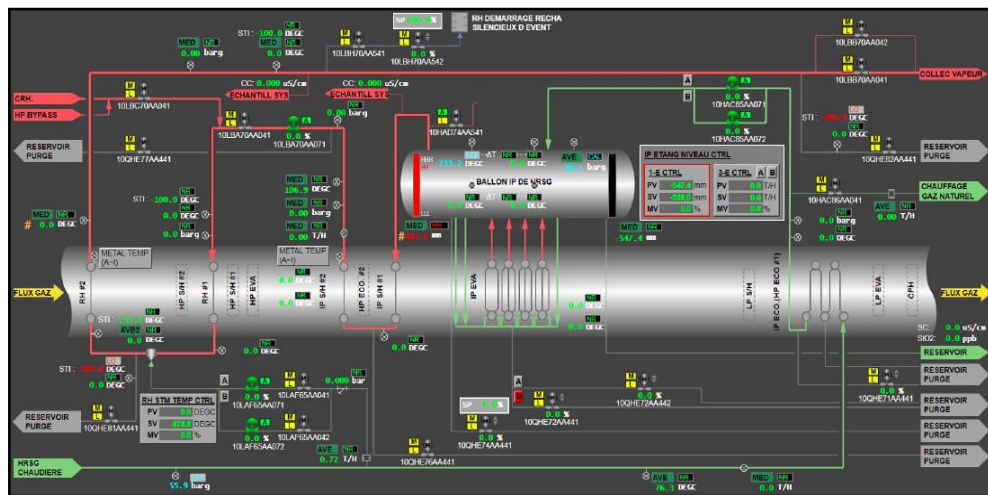


Figure 2.18. Schéma simplifié de la section de génération de vapeur MP

2.4.4.3. *Section de génération de vapeur haute pression :*

La section de génération de vapeur HP délivre à la turbine à vapeur de la vapeur sèche, surchauffée, à haute pression, cette section comporte :

a. *Ballon de vapeur HP :*

Le ballon de vapeur HP se trouve en haut de la section HP de la chaudière, c'est un récipient horizontal équipé de deux couvercles de trous d'homme sur charnières. Il sert de réservoir l'eau d'alimentation MP préchauffée et en tant que point de séparation de vapeur HP.

Le ballon de vapeur HP équipé par les connexions suivantes: Deux indicateurs de niveau à voyant, Transmetteurs de niveau, Vannes de sécurité, Indicateurs de pression locale, Transmetteurs de pression, Un refoulement de vapeur HP vers le surchauffeur HP, Des colonnes montantes de

vapeur à partir des évaporateurs HP, Colonnes descendantes vers les collecteurs inférieurs de l'évaporateur MP, Une tuyauterie d'entrée d'eau d'alimentation à partir de l'économiseur HP, Une Ligne d'extraction continue, Une conduite d'ajout de produit chimique, Une conduite d'échantillonnage de vapeur.

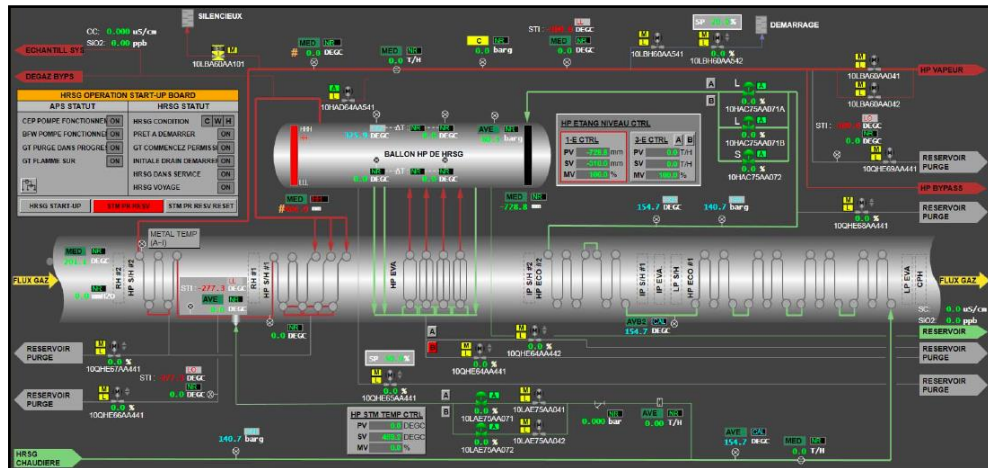


Figure 2.19. Schéma simplifié de la section de génération de vapeur HP

b. *Évaporateur HP :*

L'évaporateur HP se trouve dans la section HP de la chaudière et est en général construit en tubes à ailettes, tous les tubes sont connectés avec le ballon HP. L'évaporateur HP se compose de rangées de tubes, chaque rangée faisant un seul passage vers le haut à travers la voie d'échappement du gaz de turbine de combustion.

c. *Économiseur HP :*

La chaudière es équipée de deux économiseurs HP, ils se trouvent dans la section HP de la chaudière, ils sont en général construite en tubes à ailettes, ils ont la fonction de préchauffer l'eau d'alimentation HP avant de pénétrer dans le ballon de vapeur.

d. *Surchauffeur HP basse température :*

Le surchauffeur HP est en général en tubes à ailettes et se compose de rangées de tubes d'échangeurs de chaleur situés dans la section génération de vapeur haute pression du HRSG. Il a le but de surchauffe préliminaire de la vapeur HP.

e. *Surchauffeur HP à température élevée :*

Il offre une surface de transfert de chaleur pour l'étage final de surchauffe de la vapeur HP.

f. Désurchauffeurs HP :

Il offre un moyen de contrôler la température de la vapeur HP qui sortante de la surchauffe HP à température élevée.

2.4.4.4. Système d'eau d'alimentation de la chaudière de récupération :

Le système d'alimentation en eau se compose de deux (2) pompes alimentaire (2X100%) haute pression / pression intermédiaire pour délivrer l'eau à haute pression et pression intermédiaire aux ballons de vapeur concernés (HP, MP), chaque pompe est équipée d'une crépine d'aspiration et d'une vanne de recirculation automatique (ARC, NRV / recirculation combinée).

Les pompes sont de type : Horizontal, Multi-étage, centrifuge, multicellulaires, Type de purge, Capacité : 450 m³/h (HP : 310+ IP : 140) x 1450m, avec prélèvement intermédiaire pour l'alimentation du système de vapeur MP.

La pompe est entraînée par un moteur électrique de 2000 kW, 2P, 6600V, 50Hz.

L'eau d'alimentation est acheminée du collecteur commun en aval des préchauffeurs de condensat dans des conduites d'aspiration séparées vers les pompes d'eau d'alimentation via une crépine située en amont de chaque pompe. La soupape ARC permettant de réguler le débit de la pompe est située en aval de la décharge HP de la pompe. Si la vanne de refoulement de la pompe est fermée ou que le volume d'eau d'alimentation est insuffisant, le débit minimum est renvoyé vers le système de préchauffage du condensat, via la vanne ARC.

Les lignes de refoulement de la pompe HP sont connectées au collecteur commun qui alimente la partie HP de la chaudière.

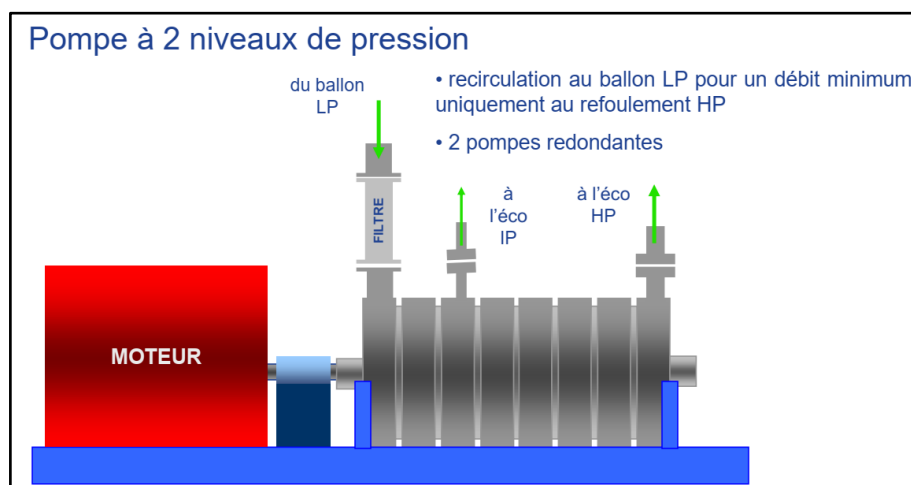


Figure 2.20. Schéma simplifié de la pompe alimentaire de la chaudière de récupération

L'eau d'alimentation MP est prélevée à partir d'un étage de pompe intermédiaire, les lignes de dérivation sont connectées au collecteur commun qui fournit l'eau d'alimentation à la partie MP des générateurs de gaz à haute température.

2.4.4.5. Principe de fonctionnement de la chaudière de récupération dans la centrale :

La récupération d'énergie de la TG permet de produire de la vapeur dans une chaudière de récupération à triple pression. Un préchauffeur de condensat chauffe le condensat approximativement à la température d'ébullition du système BP. En aval du préchauffeur de condensat, le flux de condensat est réparti dans les étages BP et HP/PI. L'eau d'alimentation BP est dirigée directement depuis la sortie du préchauffeur de condensat vers le ballon BP.

Depuis le ballon, l'eau circule vers l'évaporateur BP à circulation naturelle, où une partie s'évapore. Le mélange eau vapeur résultant retourne vers le ballon BP, où il est séparé par des séparateurs internes au ballon. La vapeur saturée séparée circule vers la surchauffe et est chauffée jusqu'à atteindre la température de vapeur BP.

L'eau d'alimentation MP et HP s'écoule de la sortie du préchauffeur de condensat CPH vers les pompes d'eau d'alimentation (2x100%), l'eau d'alimentation PI extraite est envoyée vers l'économiseur MP et le ballon MP. Une partie est également dirigée vers le réchauffeur de gaz naturel. Cette partie est extraite en aval de l'économiseur MP, circule à travers le réchauffeur de gaz naturel et retourne ensuite en amont du préchauffeur de condensat.

Depuis le ballon MP, l'eau circule vers l'évaporateur à circulation naturelle, où une partie s'évapore. Le mélange eau vapeur résultant retourne vers le ballon MP, où il est séparé par des séparateurs internes au ballon. La vapeur MP saturée séparée circule vers le surchauffeur MP et est chauffée jusqu'à atteindre la température de vapeur MP. La vapeur MP surchauffée est mélangée avec la vapeur entrante pour réchauffage et surchauffée davantage dans le réchauffeur et envoyée vers la section MP de la turbine à vapeur.

Depuis les pompes d'eau d'alimentation, l'eau d'alimentation HP fournie est envoyée vers l'économiseur HP et le ballon HP. Depuis le ballon HP, l'eau circule vers l'évaporateur à circulation naturelle, où une partie s'évapore. Le mélange eau vapeur résultant retourne dans le ballon HP, où il est séparé par des séparateurs internes au ballon. La vapeur HP saturée séparée est envoyée vers le surchauffeur HP et est chauffée jusqu'à atteindre la température de vapeur HP.

La vapeur HP circule à travers le système de tuyauterie de vapeur HP vers la turbine à vapeur HP. La vapeur se dilate puis est renvoyée vers le système de vapeur entrante pour réchauffage où elle est mélangée avec la vapeur MP, surchauffée d'avantage dans le réchauffeur et

circule à travers le système de vapeur sortante pour réchauffage vers la section MP de turbine à vapeur.

La vapeur BP produite est envoyée vers la connexion depuis la sortie de la section PI de la TV vers la section BP où le flux de vapeur complet se dilate entièrement à la pression réelle du condenseur. Au cours du fonctionnement au gaz naturel, la température d'entrée du préchauffeur de condensat est maintenue au-dessus de 55°C par le condensat provenant du réchauffeur de gaz naturel et de l'aérocondenseur. Au cours du fonctionnement au fuel, la température d'entrée du préchauffeur de condensat est maintenue au-dessus de 110°C approximativement à l'aide des pompes de recirculation du préchauffeur de condensat et du by-pass partiel de préchauffeur de condensat.

2.4.5. Aérocondenseur

2.4.5.1. Philosophie du système

L'aérocondenseur (ACC) condense la vapeur s'échappant de la turbine ou la vapeur désurchauffée du contournement turbine, en évacuant l'énergie à l'atmosphère.

L'aérocondenseur est constitué de faisceaux d'échange arrangés en rues ayant la forme d'un toit (A frame). Chaque rue est composée de plusieurs modules (primaires ou mixtes). Chaque module est composé de tubes à ailettes, appelés faisceaux tubulaires. Ces faisceaux tubulaires constituent le cœur du condenseur. C'est dans ceux-ci que s'opère la condensation.

Un ventilateur à flux axial situé en-dessous des faisceaux pousse le flux d'air réfrigérant à travers les tubes à ailettes.

La vapeur est admise jusqu'aux faisceaux tubulaires au travers de la gaine vapeur principale, puis est répartie de manière homogène par les répartiteurs de vapeur dans les différentes rues. La vapeur alimente premièrement le haut des tubes primaires.

La vapeur se condense partiellement lors de son écoulement vers le bas dans ces tubes primaires. Le condensat ainsi formé et la vapeur non condensée s'écoulent par gravité dans les collecteurs bi phasiques, situés en-dessous des faisceaux. Environ 90% de la vapeur est condensée dans les faisceaux primaires (la vapeur se condense à co-courant du haut vers le bas).

La vapeur restante (de l'ordre de 10 - 15 %) et les incondensables passant dans les collecteurs bi phasiques remontent alors dans les tubes secondaires (déflegmateurs). La vapeur se condense à contre-courant, c'est-à-dire que la vapeur restante et les incondensables circulent vers le haut alors que les condensats s'écoulent vers le bas être tournent aux collecteurs bi phasiques. Dans

les tubes déflegmateurs, les condensats sont toujours chauffés par la vapeur, et le sous-refroidissement des condensats est ainsi limité.

Les incondensables s'accumulant en haut des tubes secondaires sont extraits par le groupe de vide à travers un collecteur reliant les sommets des tubes de ces faisceaux secondaires.

Les condensats récupérés dans les collecteurs bi-phasiques sont évacués par gravité vers la bêche à condensats. De là, les condensats sont pompés vers le système de la chaudière via les pompes à condensats. Le niveau est maintenu constant dans la bêche à condensats par l'intermédiaire d'une boucle de régulation.

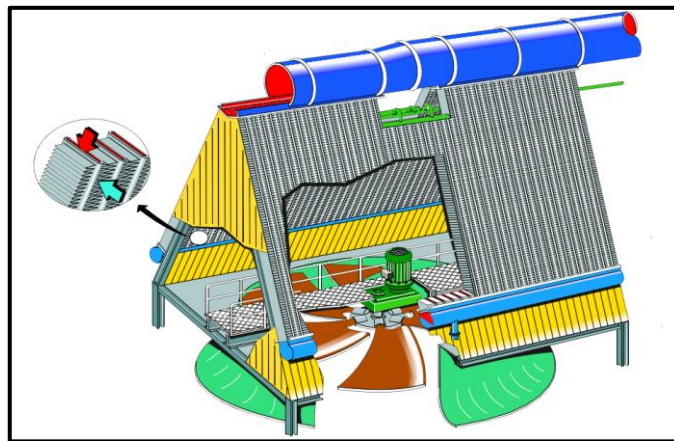


Figure 2.21. Schéma simplifié d'une cellule de l'aérocondenseur



Figure 2.22. Photo de l'aérocondenseur de la centrale d'Ain Arnat

2.4.5.2. Système d'extraction d'air (Ejecteur d'air)

L'élimination de l'air d'un condenseur est d'une importance capitale pour un fonctionnement efficace de la centrale. Toute accumulation d'air dans un condenseur réduira sa capacité de transfert thermique en ayant un impact négatif sur le flux de vapeur à travers les batteries de tubes et en réduisant les taux de transfert thermique le long des tubes.

Un système d'élimination d'air a pour fonction de retirer l'air et les gaz non condensables du condenseur, et de les évacuer à l'atmosphère. Ceci peut se faire avec un système d'éjecteur d'air.

Les éjecteurs d'air utilisent la vapeur haute pression comme fluide de fonctionnement. La vapeur passe à travers une tuyère dans laquelle l'énergie est convertie d'énergie haute pression en vitesse. Cette vapeur à grande vitesse attire ensuite l'air et les gaz non condensables à partir du condenseur dans une chambre de mélange.

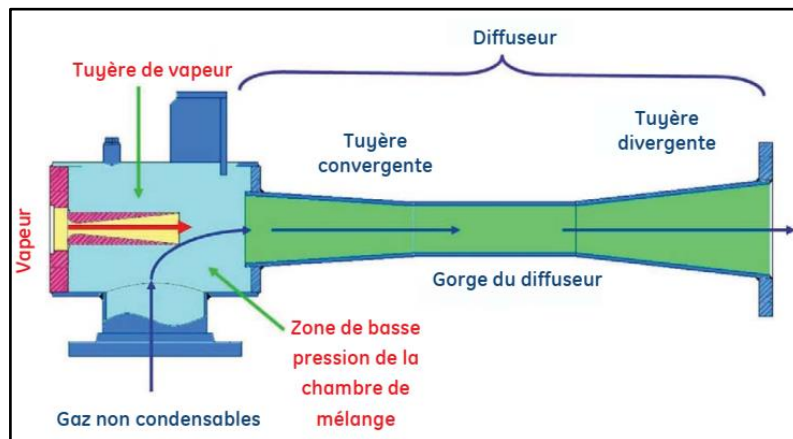


Figure 2.23. Vue d'ensemble de l'éjecteur d'air

La centrale d'Ain Arnat est équipée d'un système d'éjecteur d'air pour chaque condenseur qui comporte :

- Un éjecteur de démarrage avec silencieux utilisant de la vapeur auxiliaire à une pression de 10 bars (a) (280°C). L'air et la vapeur motrice sont expulsés à travers le silencieux à une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique.
- Unité de maintien est constituée de 2 jeux d'éjecteurs de maintien chacun à 2 étages. La pression de la vapeur motrice est de 10 bars (a) (280°C). Un groupe d'éjecteur est en opération et le second est en stand-by. Les condenseurs 1ers et 2ème étages sont refroidis par le passage des condensats provenant des pompes à condensats.

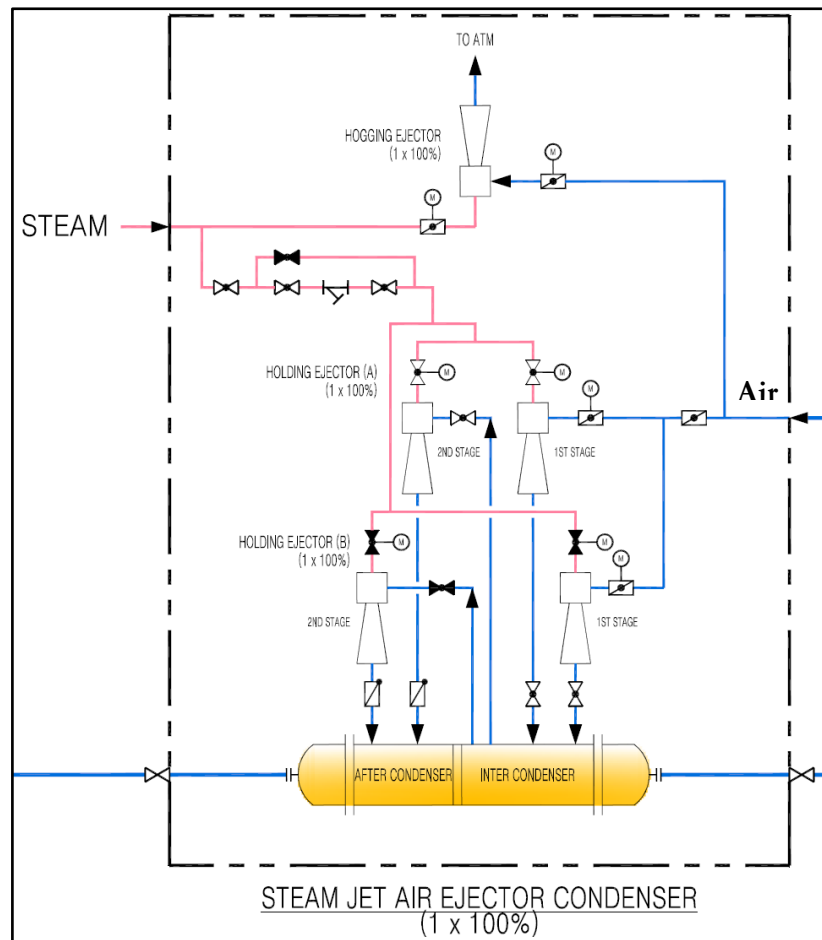


Figure 2.24. Ejecteur d'air de la centrale d'Ain Arnat

2.4.5.3. Système des condensats :

La bache à condensats collecte les condensats de l'aérocondenseur et l'eau d'appoint (l'eau d'appoint normale et l'eau d'appoint d'urgence). De plus, les pompes de vidanges, les pompes de vidange de nettoyage et les pompes de drain à vide déchargent aussi dans la bache.

Les pompes d'extraction de condensats transfèrent les condensats de la bache vers l'entrée de l'économiseur BP pour alimenter le ballon BP. Le débit minimum est assuré par la ligne de recirculation. La pompe utilisée dans la centrale d'Ain Arnat est une pompe verticale multicellulaire de type cylindrique de CW-Hydro. La pompe est entraînée par un moteur électrique de 450 kW, 4P, 6000V, 1488 RPM.

La pompe est constituée essentiellement de :

- La roue à double aspiration ayant 2 voies d'eau
- La tête de décharge : elle est équipée de la buse d'aspiration et d'évacuation en ligne, y compris tous les événements et les raccords nécessaires.



Figure 2.25. Ejecteur d'air de la centrale d'Ain Arnat

- Les cuvettes : 08 cuvettes bridées pour la précision de l'alignement et la facilité de montage et démontage.
- Cylindre (Baril) : il est soumis à la pression d'aspiration, et il guide le fluide à la roue de premier étage.
- Recirculation minimum au condenseur pour des raisons de refroidissement
- Un système d'étanchéité à l'air.

Chapitre 03
*Système contrôle commande de la centrale
de AIN ARNAT*

SYSTEME CONTROLE COMMANDE DE LA CENTRALE DE AIN ARNAT

3.1. Introduction

Les systèmes de contrôle-commande offrent des fonctions de conduite et de supervision parfaitement adaptés à la production d'énergie, réunissant en particulier les qualités de disponibilité, de performance et de confort d'exploitation indispensable dans le domaine de la production d'énergie d'où la nécessité de moderniser un tel système.

Pour mieux comprendre le concept de contrôle-commande réparti, nous devons nous intéresser à l'historique des salles de commande et à la commande par ordinateur, et également quelques distinctions arbitraires entre DCS, API (PLC) et PC.

3.2. Historique et évolution du contrôle des procédés

Dans les premières usines de traitement, le contrôle-commande des procédés requérait le plus souvent plusieurs opérateurs. Ceux-ci devaient alors surveiller en permanence chaque unité de traitement, observer de volumineux instruments de mesure, installés sur site et manipuler des vannes. L'ensemble de l'exploitation de l'usine nécessitait donc couramment des opérateurs venant « visiter » l'usine, tablette à la main pour enregistrer nombre de paramètres essentiels. À la fin de leur premier passage, des calculs appropriés devaient être réalisés, en vue de la visite suivante, pour ajuster les vannes, registres, entraînements et autres éléments finaux.

Cela impliquait que chaque opérateur développe sa propre sensibilité par rapport au procédé, art s'il en est. L'un des défis d'une telle gestion d'usine consistait à coordonner les nombreux opérateurs afin qu'ils puissent gérer le flux de produit d'un bout à l'autre de l'usine de façon cohérente. Du fait de la subjectivité de ce « ressenti » de l'exploitation, les résultats de l'usine pouvaient varier selon les différents opérateurs et leurs différents états émotionnels. Les délais et autres inefficacités en résultant étaient ainsi les facteurs limitant la productivité de l'usine.

3.2.1. Débuts des tableaux de commande locale

Avec les progrès technologiques, il est devenu possible de transmettre des signaux pneumatiques. La salle de contrôle a ainsi fait son apparition dans les usines les plus importantes et les volumineux appareils de mesure ont donc été placés en un seul lieu, avec quelques dispositifs de contrôle commande qui transmettaient les signaux en retour aux vannes les plus proches sur le terrain.

Un concept venait de naître : il s'agissait désormais d'amener l'usine aux opérateurs plutôt que le contraire. Du fait de l'apport de la plupart des informations nécessaires aux opérateurs, les délais de prise de décisions en matière de résultats de procédé, en ont été fortement réduits. Il devenait ainsi plus aisé et plus rapide de repérer les interactions entre différentes portions du procédé.

Tout ceci était réalisé par contrôle-commande et supervision, grâce à un câblage direct et des signaux analogiques. L'avantage était qu'il ne fallait pas trop de câblage.

Mais l'inconvénient était qu'il n'existait qu'une faible marge de contrôle commande, de supervision et d'alarme.

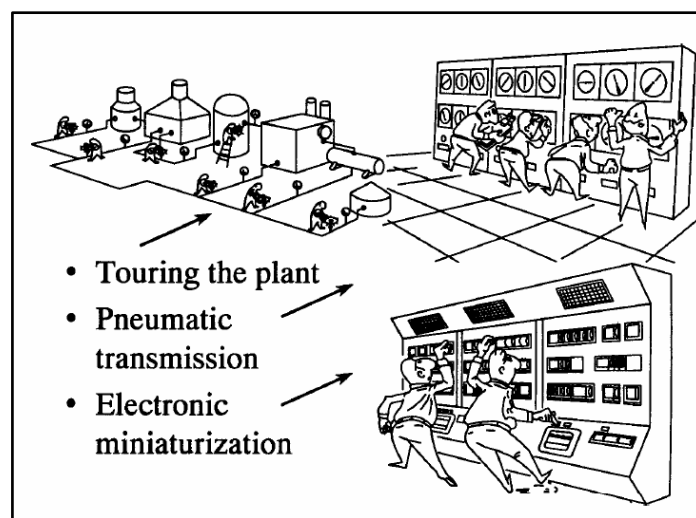


Figure 3.1. Évolution : Toutes ces opérations étaient réparties

3.2.2. Commande centrale de l'ordinateur central

Après la seconde guerre mondiale, les commandes électriques sont devenues plus robustes et pratiques pour un usage en environnements industriels. De plus nombreuses mesures devenaient alors possibles du fait de la baisse du coût des capteurs.

À mesure que les progrès technologiques ont fait baisser les prix des ordinateurs, ceux-ci sont devenus plus courants, sur les installations plus grandes et plus complexes. Cela a ainsi permis le développement accru des salles de commande centralisée.

Au cours des années 60 - 70, deux types d'ordinateurs pour la commande des procédés sont apparus :

- **Commande numérique directe (CND)** : Un contrôle commande sophistiqué et souple avec acquisition de données et alarme. Mais l'inconvénient c'était la fiabilité de l'ordinateur et le

câblage complexe et étendu ainsi que l'interface homme machine nécessitait des opérateurs de haut niveau.

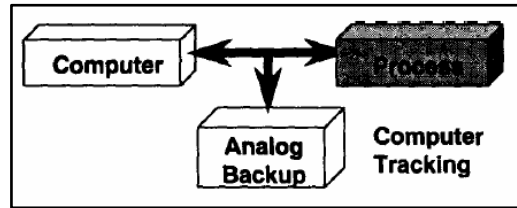


Figure 3.2. Ordinateur central pour commande numérique directe (DDC)

- **Commande analogique commandée numériquement (DDAC) :** La DDAC est le plus souvent appelée Contrôle commande de surveillance avec une fiabilité élevée, Interface homme – machine appropriée et redondance complète mais il y avait la difficulté à mener des modifications de stratégie

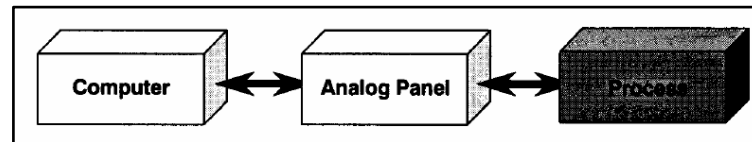


Figure 3.3. Commande analogique commandée numériquement (DDAC)

3.2.3. Contrôle réparti des processus

Le démarrage du Contrôle réparti est devenu possible du fait des capacités des technologies vidéo de juxtaposition permettant d'afficher des données, voire même pour l'opérateur d'initier des actions de contrôle-commande « par vidéo ».

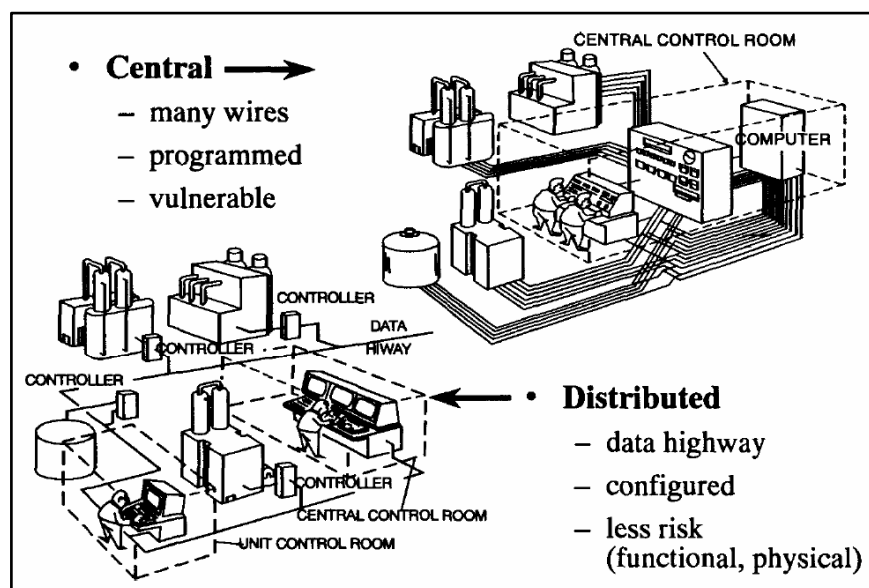


Figure 3.4. Passage de l'ordinateur central à ordinateur réparti

L'architecture répartie de procédés permet une répartition fonctionnelle des tâches entre différents processeurs, ce qui réduit les risques d'une panne globale. À mesure que des méthodes de réduction des boucles de masse ont fait leur apparition, la répartition physique est également devenue possible. Ces éléments critiques ont dès lors commencé à ouvrir des possibilités pour fixer les informations centrales sur le contrôle local pour les sites où cela était capital.

3.2.4. Systèmes de processeurs répartis

Les assemblages électroniques à distance d'un système de contrôle-commande réparti de processeur sont constitués d'un certain nombre de « micro-ordinateurs » spécialisés, appelés microprocesseurs. Il en va de même pour les postes opérateurs et moniteurs vidéo qui fournissent l'affichage et jusqu'aux imprimantes et lecteurs de disquettes contiennent des microprocesseurs spécialisés.

Sur le plan matériel, le système de processeur réparti est un gestionnaire d'informations, un dispositif de communications qui fonctionne sur la base de technologies très différentes de celles des applications auxquelles on le dédie. Dans ce contexte système, il vise à contrôler les procédés industriels.

3.2.5. AUTOMATES PROGRAMMABLES INDUSTRIELS (API / PLC) ET CONTRÔLE COMMANDE DE PROCÉDÉ

Les automates programmables industriels (API / PLC) ont été conçus pour les fonctions d'automatisation dans les usines, lorsque l'exploitation nécessitait de nombreuses opérations rapides, répétées, comme sur la plupart des chaînes. Bien que ce ne soit pas typique des usines de traitement traditionnelles, certaines opérations peuvent également exploiter les capacités extrêmement puissantes d'un PLC.

Les PLC actuels peuvent être bien plus efficaces que jamais pour les opérations de séquençage, de régulation et de verrouillage. Le contrôle commande en temps réel pour le verrouillage de moteurs et équipements relatifs est une opération très pratique au sein des PLC employés dans le monde du contrôle-commande des procédés.

Pour trouver le bon système, il faut tenir compte de tous les paramètres. Comme pour choisir entre deux marques, la décision entre PLC, DCS ou ordinateurs généralistes (ou PC), les fonctions nécessaires sont le paramètre clé. L'acheteur doit toujours avoir en tête la compréhension du procédé. (En effet, la plupart connaissent mais ne comprennent pas le procédé. La compréhension peut venir de la collecte d'informations qu'un nouveau système pourrait offrir.)

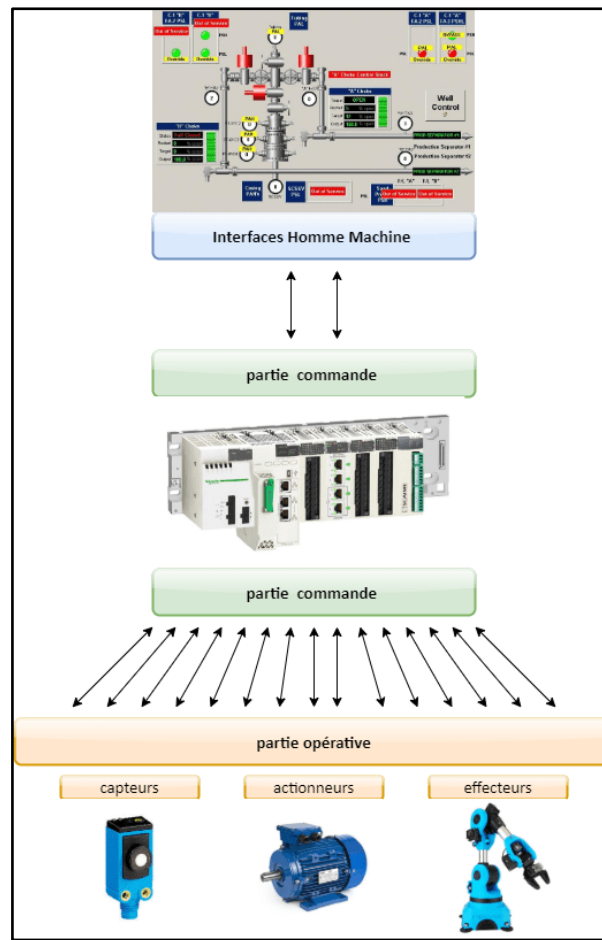


Figure 3.5. Structure des systèmes automatisés

3.2.6. Systèmes de contrôle distribués ou DCS

Un système de contrôle distribué ou DCS (Distributed Control System) ou encore système numérique de contrôle-commande (SNCC) est un système de contrôle industriel destiné aux usines ou processus industriels dont les éléments de commande sont distribués ou géo-répartis. A la différence des systèmes de contrôle centralisés qui comportent un seul contrôleur central qui gère toutes les fonctions de contrôle-commande du système, les systèmes de contrôle distribués ou DCS sont constitués de plusieurs contrôleurs qui commandent les sous-systèmes ou unités de l'installation globale.

Les systèmes de contrôle distribués sont principalement utilisés dans les industries de procédés intégrant la gestion par batch ou recette. Par exemple, on peut retrouver les DCS dans les industries de raffinage, dans l'industrie pétrolière, dans les stations de production d'énergie, dans les cimenteries, dans l'industrie pharmaceutique etc...

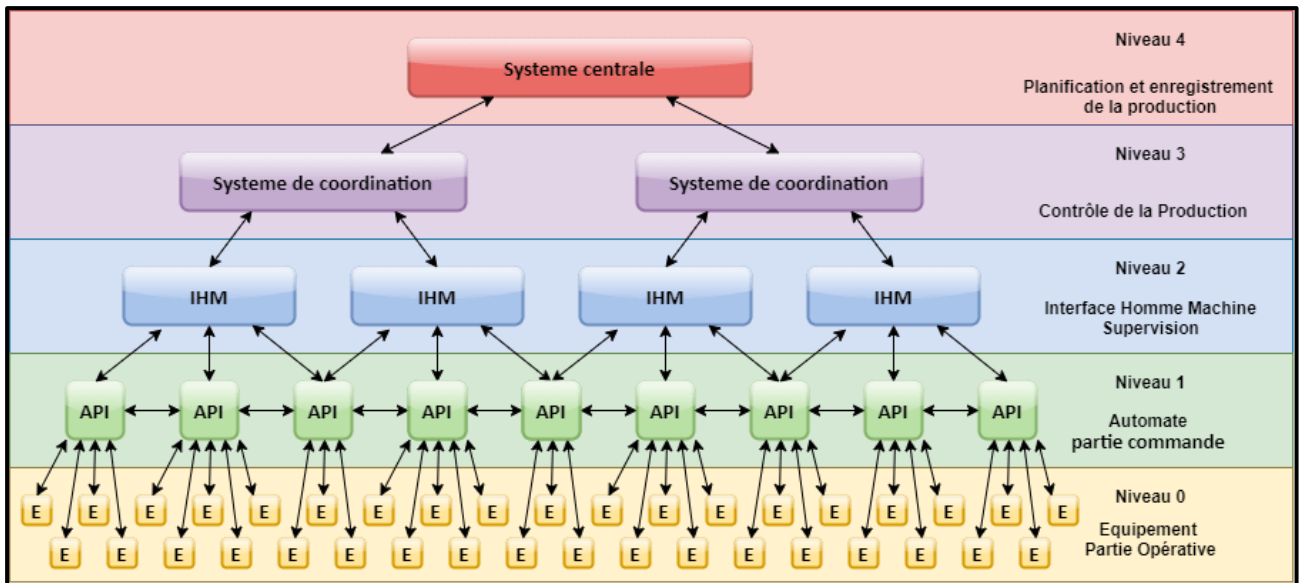


Figure 3.6. Système de contrôle commande

3.3. Description et configuration du système contrôle commande de la centrale de Ain Arnat

La fonction principale du DCS est d'assurer le contrôle et le fonctionnement coordonné de la turbine à gaz (TG), chaudière de récupération de chaleur (HRSG), la turbine à vapeur (TV), auxiliaires turbines, auxiliaires de la centrale (BOP) et système électrique d'une manière sûre, fiable et efficace.

Le DCS intégrera et coordonnera ces systèmes en tant que système de contrôle total de la centrale, assurant le fonctionnement automatique du démarrage de l'unité, du fonctionnement de la charge et de l'arrêt de l'unité. Les fonctions du DCS comprennent non seulement le contrôle et la surveillance de la centrale, mais aussi l'enregistrement des données sur les informations réglementaires et de gestion, y compris les émissions dans l'environnement, les résultats des évaluations de la performance et de la durée de vie et les données nécessaires pour satisfaire aux obligations commerciales de la centrale.

Voici les fonctions de base du DCS pour la centrale :

- Systèmes de contrôle en boucle fermée et en boucle ouverte, qui comprennent les systèmes de verrouillage et de protection, les commandes séquentielles, les fonctions d'automatisation de la centrale et les systèmes de mesure.
- Interface avec TG, TV et autres systèmes de contrôle intégral de l'installation.
- Interface avec les systèmes de contrôle des auxiliaires de la centrale (BOP).

- Système de communication de données.
- Interface homme-machine (IHM) et grand écran vidéo (LVS) dans la salle de contrôle centrale (CCR).
- Systèmes de stockage et de récupération historiques.
- Système d'enregistrement des séquences d'événements (SOE).
- Système de signalisation d'alarme.
- Génération de rapports.
- Programmation du système et documentation, etc...

Le système de contrôle DCS est le système de contrôle **YOKOGAWA CENTUM VP DCS**. La centrale sera contrôlée par le biais d'un système de contrôle distribué par microprocesseur basé sur un système de contrôle distribué (DCS).

3.3.1. Configuration du système de YOKOGAWA CENTUM VP

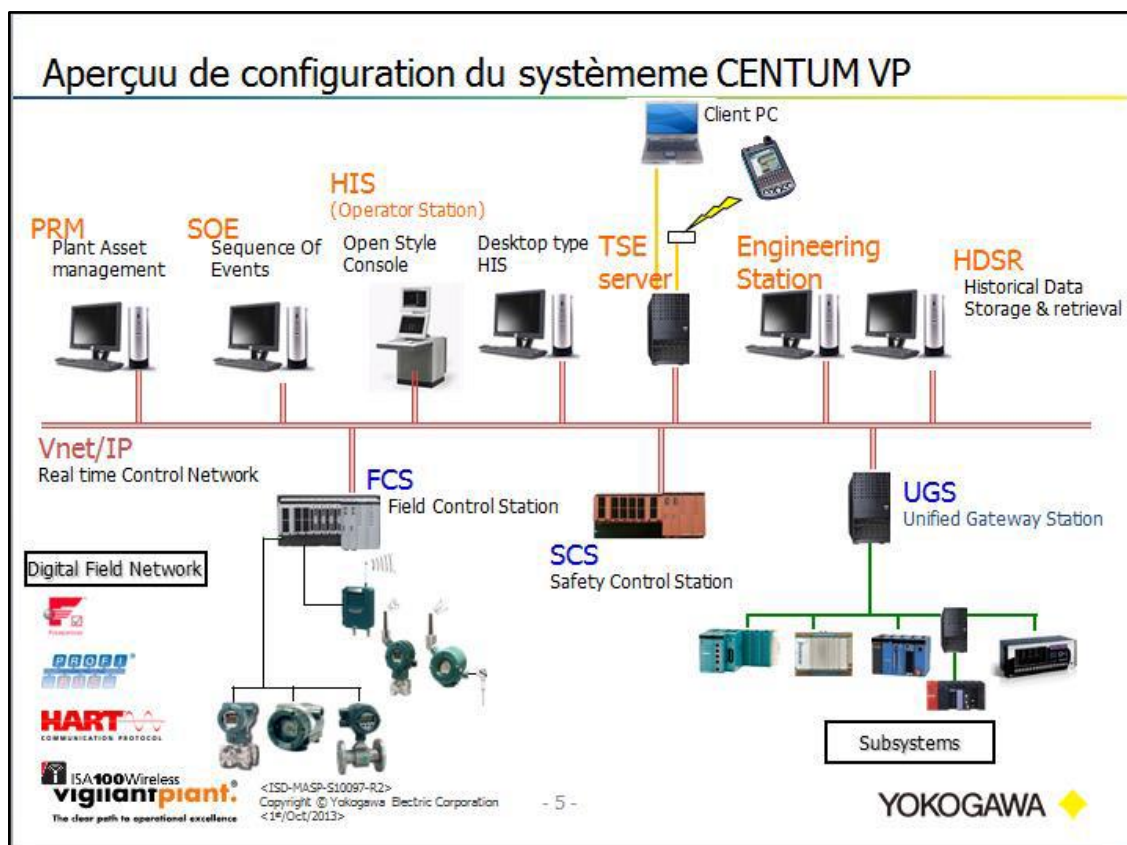


Figure 3.7. Aperçu de configuration du système CENTUM VP

Le contrôle et la surveillance de l'installation sont mis en œuvre dans le système de commande YOKOGAWA CENTUM VP DCS et dans des automates programmables tiers dédiés.

Le SCD assurera le contrôle et la surveillance intégrés et coordonnés de l'ensemble de la centrale à partir de la salle de commande (CCR), qui comprend les turbines à gaz, les chaudières récupération de chaleur (HRSG), les turbines à vapeur, les services communs et l'équipement auxiliaire.

La console du poste de travail de l'opérateur DCS dans la salle de commande centrale permet à l'opérateur de contrôler et de surveiller la majorité des équipements/systèmes de la centrale à partir d'un seul endroit. Les postes de travail des opérateurs DCS dans la salle de commande centrale ne sont pas dédiés à une fonction ou à un affichage particulier qui offre une flexibilité en cas de défaillance de la console.

Certains systèmes sont contrôlés et / surveillés localement sans interface DCS. Ces systèmes comprennent la protection contre l'incendie et la majorité des commandes secondaires de CVC - Le chauffage, ventilation et climatisation - (en anglais HVAC - heating, ventilation and air-conditioning). L'équipement de surveillance des vibrations VMS et le système de surveillance de la performance PMS de la centrale seront fournis pour l'équipement à cycle combiné et les auxiliaires.

Les données sur le rendement de la centrale seront affichées par l'intermédiaire du système DCS et du système LAN d'information de la centrale de la station.

Le système de contrôle de turbine à vapeur et le système de contrôle de turbine à gaz sont la même plate-forme Siemens System T3000 système de contrôle. L'interface de la turbine à gaz (TG) et turbine à vapeur (TV) a été établie avec les données du bus applicable.

Pour les principaux équipements de la centrale, tels que les stations de traitement de l'eau et autres systèmes, les fournisseurs d'équipements ont fourni des systèmes de contrôle et de surveillance spécialement conçus pour l'équipement. Les systèmes de contrôle-commande fournis avec les principaux composants de l'installation sont reliés au DCS avec des liaisons de données de communication redondantes.

Les fonctions de contrôle critiques sont câblées directement sur le DCS. Nous discutons ici des fonctions générales d'automatisation et de contrôle du système DCS du Yokogawa Centum VP.

3.3.2. Composants d'automatisation de CENTUM VP

3.3.2.1. Station d'interface humaine (HIS)

CENTUM VP utilise un PC pour son interface homme-machine. Il s'appelle HIS lorsque les progiciels pour les fonctions d'exploitation et de surveillance y sont installés.

3.3.2.2. Station d'ingénierie (ENG)

ENG est un ordinateur avec des progiciels de la Suite AD. AD Suite se compose d'Automation Design Server (AD Server), Automation Design Organizer (AD Organizer) et VP Builder. ENG vous permet d'utiliser AD Organizer et VP Builder de AD Suite.

3.3.2.3. Station de contrôle sur le terrain (FCS)

FCS (Field control station) est un contrôleur de haute fiabilité conçu et fabriqué par Yokogawa. Il exécute des fonctions de calcul de contrôle pour chaque bloc de fonction et des fonctions d'entrée/sortie pour les entrées/sorties de processus et les entrées/sorties logicielles. Le matériel FCS peut être sélectionné à partir d'un type de cabinet ou d'un type soutiré. Il se compose d'une unité de contrôle de terrain (FCU) et d'unités de nœuds pour le montage des modules d'entrée/sortie. Il permet de configurer un système évolutif en connectant plusieurs unités de nœuds dans un FCS en fonction des points d'entrée/sortie.

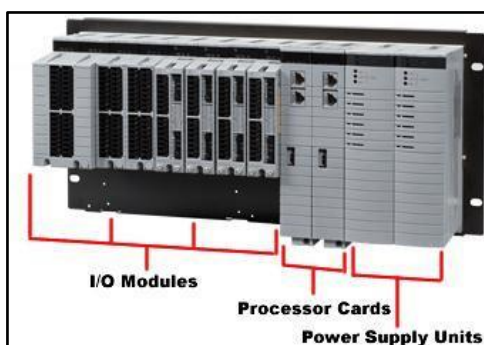


Figure 3.8. Station de contrôle sur le terrain (FCS)

3.3.2.4. • Passage de sous-système générique (GSGW)

GSGW est une station d'exploitation et de surveillance de sous-systèmes. En utilisant un PC comme plate-forme, il établit les communications du sous-système via l'interface OPC DA (Connectivité produit ouverte, accès aux données) définie par la Fondation OPC. Les données du sous-système sont affectées aux blocs fonctionnels du GSGW qui doivent être contrôlés et surveillés via HIS de la même manière que les autres stations de contrôle.

3.3.2.5. Intégration du système Station OPC (SIOS)

SIOS est une station qui intègre CENTUM VP et les systèmes de contrôle de processus tiers (PCS). Il permet à CENTUM VP d'échanger des données avec le PCS tiers et de recevoir des alarmes et des événements via l'interface OPC.

3.3.2.6. Station passerelle unifiée (UGS/UGS2)

UGS/UGS2 est une station utilisée exclusivement pour Vnet/IP pour intégrer les contrôleurs CENTUM VP et les contrôleurs de sous-systèmes tels que les contrôleurs STARDOM (FCN/FCJ) et autres contrôleurs logiques programmables tiers (PLC). Sa fonction standard permet à CENTUM VP de communiquer avec les contrôleurs de sous-système via différents protocoles de communication tels que OPC DA, OPC A&E (Connectivité de produit ouverte, alarmes et événements), Modbus, Ethernet/IP ou IEC 61850 IED. UGS/UGS2 permet à CENTUM VP de contrôler et de surveiller ces sous-systèmes de la même manière que CENTUM VP FCS. UGS/UGS2 peut être configuré en dual-redondant à l'aide de 2 ordinateurs.

3.3.2.7. Station avancée de contrôle des procédés (APCS)

La station avancée de contrôle des procédés (APCS) exécute des fonctions avancées de contrôle et de calcul pour améliorer l'efficacité de l'exploitation de la centrale.

3.3.2.8. Convertisseur de bus (BCV)

Le convertisseur de bus (BC) relaie les communications CENTUM VP avec d'autres systèmes CENTUM VP et CENTUM plus anciens tels que CENTUM CS 3000, CENTUM CS 1000, CENTUM CS 1000, CENTUM CS, CENTUM-XL, CENTUM V et μ XL.

3.3.2.9. Routeur V net (AVR) / Routeur réseau V

Le routeur V net (AVR) se connecte et transmet les communications de contrôle entre les domaines Vnet/IP et V net. Les données de contrôle peuvent être envoyées et reçues dans les deux sens entre les domaines Vnet/IP et V net. Il permet le contrôle et la surveillance des stations de contrôle entre autres domaines.

3.3.2.10. Routeur de communication longue distance (routeur WAC)

WAC Router est un équipement de relais pour connecter 2 domaines Vnet/IP via WAN (Wide Area Network). Les opérations et la surveillance qui sont distribuées dans des régions éloignées peuvent être réalisées. Les communications par satellite peuvent également être utilisées comme un WAN.

3.3.2.11. Commutateur de couche 2 (L2SW)

L2SW relaie les communications entre les appareils connectés au réseau Vnet/IP. Le domaine Vnet/IP se réfère à la zone du système Vnet/IP connectée par L2SW. Utilisez L2SW avec une vitesse de communication de 1 Gbps dans le domaine Vnet/IP.

3.3.2.12. Commutateur de couche 3 (L3SW)

L3SW relaie les communications entre les domaines Vnet/IP. Utilisez L3SW avec une vitesse de communication de 1 Gbps.

3.3.2.13. Réseau de contrôle (Vnet/IP)

"Vnet/IP" est un réseau redondant 1Gbps conforme à la norme IEEE802.3 Ethernet. Le réseau de commande relie les stations HIS, FCS et BCV. Il intègre la technologie de Yokogawa pour obtenir des communications déterministes, fiables et sécurisées.

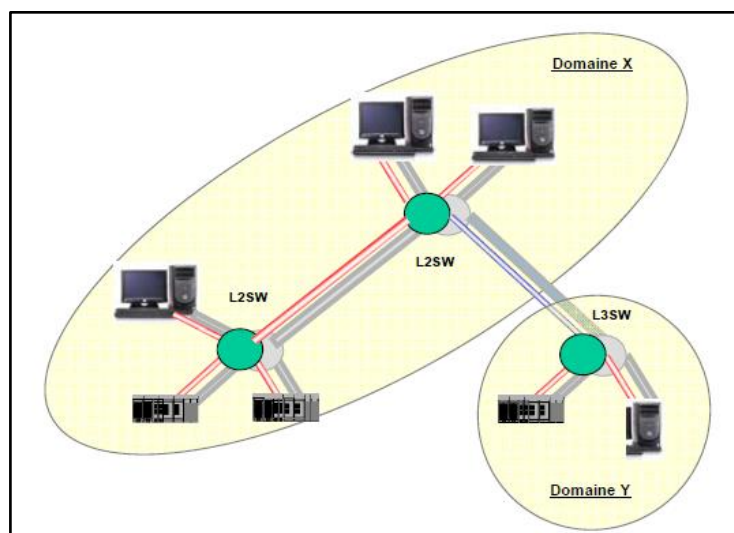


Figure 3.9. Architecture V-Net/IP

3.3.2.14. Réseaux numériques

CENTUM VP supporte les bus de terrain Foundation, HART, PROFIBUS-DP, Device Net, Modbus, Modbus/TCP, Ethernet/IP et le réseau sans fil de terrain ISA100.11a.

3.3.2.15. Plateforme de solutions automatisées B. Yokogawa

Yokogawa fournit des produits système pour les solutions qui collaborent avec CENTUM VP. Les solutions suivantes peuvent être intégrées avec CENTUM VP.

3.3.2.16. Paquet d'interface OPC (Exaopc)

Exaopc fournit une interface OPC (Open Product Connectivity) entre la salle de contrôle et le monde extérieur. Exaopc est un serveur OPC fonctionnant sur une plate-forme Microsoft Windows qui peut être connecté à une variété de PCS (Process Control Systems) fournissant aux clients OPC des données de processus et des événements d'alarme.

3.3.2.17. Système de gestion de l'information sur la centrale (Exaquantum)

Exaquantum est un système de gestion de l'information sur les centrales (PIMS) qui offre des avantages commerciaux aux utilisateurs dans les secteurs des hydrocarbures, des produits chimiques, de l'énergie et des services publics, des pâtes et papiers et bien d'autres industries. La fonction principale d'Exaquantum est l'acquisition de données de toutes les facettes d'une entreprise et la transformation subséquente de ces données en informations facilement utilisables, de grande valeur et largement distribuées. Les données deviennent alors partie intégrante de l'ensemble des outils utilisés par l'entreprise dans les processus décisionnels vitaux.

Exaquantum est la passerelle intelligente entre le système opérationnel de contrôle des processus (PCS) et le système de planification des ressources de l'entreprise (ERP). Il utilise les dernières technologies ouvertes éprouvées, basées sur Microsoft, conçues pour avoir de faibles coûts d'administration et être robustes face aux futures tendances informatiques.

3.3.2.18. Ensemble d'amélioration de l'efficacité opérationnelle (Exapilot)

Exapilot est un ensemble d'aide à l'amélioration de l'efficacité opérationnelle visant à automatiser les tâches exécutées manuellement par les opérateurs, telles que les opérations en régime instable, les opérations en régime permanent ou les opérations en situation anormale dans une centrale.

Exapilot facilite la création de séquences semi-automatiques qui intègrent le savoir-faire d'opérateurs qualifiés et réduisent ainsi considérablement les opérations manuelles.

3.3.2.19. Gestionnaire des ressources de la centrale (PRM)

Le Gestionnaire des ressources de la centrale (PRM) est un outil logiciel de gestion des actifs à l'ère des réseaux numériques. Le logiciel PRM gère efficacement les appareils de terrain et les travaux de maintenance, et aide à réduire le coût total de possession (TCO) dans une centrale industrielle.

Ces progiciels prennent en charge les appareils intelligents tels que le Foundation fieldbus, HART, PROFIBUS et les appareils sans fil de terrain (conformes à la norme ISA100.11a) ainsi que les appareils analogiques conventionnels.

3.3.2.20. Logiciel d'analyse d'événements (Exaplog)

L'Exaplog est un logiciel d'analyse d'événements conçu pour fournir aux gestionnaires, aux ingénieurs et aux opérateurs superviseurs des outils d'analyse du fichier historique des opérations de la centrale d'un DCS, afin d'améliorer le processus de production. Il peut générer des graphiques de tendances pour l'analyse quantitative, ainsi que des diagrammes circulaires et des tableaux pour l'analyse des distributions et la classification des événements. Il peut vous aider à éliminer les alarmes inutiles, à améliorer les séquences de fonctionnement inefficaces et, par conséquent, à améliorer les processus de production.

3.3.2.21. Logiciel d'amélioration de l'efficacité opérationnelle (Exapilot)

Exapilot est un logiciel d'aide à l'amélioration de l'efficacité opérationnelle visant à automatiser les tâches exécutées manuellement par les opérateurs, telles que les opérations en régime instable, les opérations en régime permanent ou les opérations en situation anormale dans une centrale.

Exapilot facilite la création de séquences semi-automatiques qui intègrent le savoir-faire d'opérateurs qualifiés et réduisent ainsi considérablement les opérations manuelles.

3.3.3. Architecture du système de contrôle commande de Ain Arnat

Les principaux composants du système de commande DCS YOKOGAWA CENTUM VP de la centrale sont les suivants :

- Poste de travail de l'opérateur (OS)
- Poste de travail technique (ES)
- Serveur historique de la station (HDSR)
- PMS (Système de suivi des performances)
- GMAO (Système informatisé de gestion de la maintenance)
- Serveur SOE (Séquence du serveur d'événements)
- Cabinets de processeur d'automatisation
- Cabinets entrées/sorties
- Cartes d'entrée et de sortie
- Cabinets des entrées/sorties à distance Interfaces du système d'horloge basé sur le système de positionnement global (GPS)

- Automatisation de la communication des données du bus
- Application de communication de données du bus
- Routeurs
- Commutateurs Ethernet, etc

3.3.3.1. Poste de travail de l'opérateur (OS) et Poste de travail d'ingénierie (ES)

Le poste de travail de l'opérateur (OS) et le poste de travail d'ingénierie (ES) possèdent chacun le logiciel client Windows Dell Precision T5610 825W TPM. Le système d'exploitation présente les informations de l'installation à l'opérateur en affichant des graphiques de processus dynamiques. Les postes de travail de l'opérateur seront une interface unique avec l'ensemble de la centrale électrique, grâce à laquelle il sera possible de sélectionner une vue détaillée de l'équipement. Depuis n'importe quel poste de travail de l'opérateur (OS), un écran d'interface homme-machine (IHM) peut être visualisé pour n'importe quelle partie de l'installation configurée.

Le système d'exploitation organise et présente également des alarmes de processus à l'opérateur. L'opérateur peut sélectionner et acquitter les alarmes via le système d'exploitation.

La station d'ingénierie (ES) exécute toutes les fonctions des codes de programmation logique et de calcul et elle est située dans la salle de programmation séparée. Ils sont fournis avec une gamme complète d'utilitaires et de programmes pour permettre la maintenance complète, la reconfiguration et l'examen diagnostique de l'ensemble du système DCS.

La station d'ingénierie (ES) permet également à l'ingénieur d'exécuter les fonctions suivantes:

- Charger le logiciel de la station, les programmes de séquence et les changements dans le logiciel système.
- Sauvegarder et restaurer les bases de données des modules d'acquisition de données et de contrôle de processus.
- Effectuer un diagnostic de défaillance et de performance du dispositif DCS et du réseau de communication de données.
- Réglage des boucles de processus et du réglage des alarmes.
- Il est possible d'effectuer la configuration et la modification du logiciel hors ligne/en ligne et en ligne. avec la possibilité de tester avant le téléchargement.
- Des imprimantes sont fournies pour les impressions d'alarmes, les impressions SOE, les impressions de rapports et de tendances et les impressions de logiques liées à l'ingénierie.

➤ **Description de la fonction du logiciel du poste de conduite**

Le poste de travail de l'opérateur est une interface unique à l'ensemble de la centrale électrique à travers laquelle il est possible de sélectionner une vue détaillée de l'équipement. Depuis n'importe quel poste de travail de l'opérateur (OWS), un écran d'interface homme-machine (IHM) peut être visualisé pour n'importe quelle partie de l'installation configurée. Un menu hiérarchique permet à l'opérateur de se déplacer de façon transparente tout au long de l'opération et de réaliser facilement n'importe quelle opération. La station IHM fait un usage intensif des graphiques et des détails de la plaque frontale des fenêtres pour produire une interface simple et intuitive pour l'opérateur. Les vues graphiques sont développées à l'aide d'objets qui sont automatiquement liés aux faces avant standard pour assurer un fonctionnement cohérent. Lorsque de nouveaux équipements sont ajoutés ou de nouveaux graphiques sont nécessaires, les objets d'écran standard peuvent être utilisés pour faciliter le développement et l'interface pour contrôler les logiques. Le système d'exploitation organise et présente également des alarmes de processus à l'opérateur. L'opérateur peut sélectionner et acquiescer les alarmes via le système d'exploitation. Il possède également des fonctions de sécurité pour les paramètres et les protections par mot de passe.

3.3.3.2. Le serveur de station historique (HDSR)

HDSR est fourni pour l'archivage à long terme, l'enregistrement et la gestion de toutes les données au sein du système lui-même. L'acquisition et la mémorisation d'une grande quantité de données de processus de l'installation, comme l'état des entrées et sorties analogiques et binaires, l'état de l'action de l'opérateur, l'état de l'analyse du déclenchement de l'installation, la mémorisation de toutes les alarmes de l'installation, etc. Les données de processus de l'installation sont stockées pendant une longue durée sur des supports de stockage appropriés tels que DVD/HDDD RAID 5, etc. Toutes les données de processus de la centrale sont archivées et conservées pour référence future dans DCS OWS. La résolution temporelle des données stockées est adaptée aux types de mesures effectuées et à leur utilisation. Il n'y aura aucune restriction sur le nombre de points de stockage analogiques et binaires. L'exploitant de l'installation aura la possibilité d'archiver les données à tout moment et dans des délais précis. Les informations demandées sont affichées sur le poste de travail de l'opérateur sous forme de tableaux ou de variables sélectionnées sur un écran de tendance.

3.3.3.3. Le système de surveillance des performances (PMS)

C'est un système de mesure et de surveillance de la performance de la centrale, le système communique avec la base des données procédées du système contrôle commande numérique (DCS)

via l'interface OPC (Open Platform Communications) qui est une plateforme ouverte de communications pour le contrôle de procédé. Les paramètres des valeurs d'entrée en temps réels devront être interrogés à partir du serveur OPC du DCS en utilisant le pilote du poste client ELTRIX – PMO OPC.

a. Mesure des performances

Les codes des tests de performances associées à l'ASME (American Society of Mechanical Engineers : est une société savante basée aux États-Unis active dans le domaine de la recherche scientifique en mécanique) établissent les critères de la mesure des performances de la centrale. En effet, l'application dédiée à ce projet est un ensemble de calcul en ligne des paramètres de performance réalisée toutes les 1 à 60 minutes (configurable) à partir des données d'entrées de la centrale, afin de permettre ce qui suit :

- Mesure en continue du rendement des équipements même en vieillissant.
- Rendement réel de l'équipement par rapport à sa performance garantie.
- Effet de l'utilisation des combustibles des différents carburants.
- Surveillance et suivie des temps de marche et les temps de déclenchement relatifs aux équipements.

b. Surveillance des performances

Les performances des équipements installées dans la centrale se dégradent au fil du temps aussi par rapport à l'environnement de l'exploitation. Les niveaux de dégradation des performances doivent être maintenus ou réduites en surveillant de près, le système utilise des modèles mathématiques du procédé ou des méthodes d'Entrées – Sorties.

A ce titre, le suivi de la performance joue un rôle fondamental afin de connaître l'état de la performance de chaque équipement ; en donnant plusieurs paramètres clés qui aident à maintenir les niveaux aussi proches de la conception des performances initiales. Le logiciel ELTRIX – PMO surveille en temps réel le rendement global des équipements d'exploitation et les comparés à celle des performances initiales de la conception.

3.3.3.4. Système de Gestion Informatisée de la Maintenance (CMMS)

Le système CMMS (Computerized Maintenance Management System) installé au niveau de la centrale est une application COSWIN GMAO qui traite également la manière avec laquelle les utilisateurs de la centrale exploiteront le système dans leurs activités quotidiennes de maintenance

avec une base de données pertinente complètement remplie et un système adapté à l'application de la centrale. Le poste CMMS couvre :

- Les utilisateurs, politique de maintenance.
- Gestion des équipements : Structure des équipements, données relatives aux équipements.
- Gestion de travail : généralités, informations sur les demandes d'intervention, informations sur les ordres de travail, type de bon de travail, catégories d'interventions, priorités des interventions, état des ordres de travail, superviseurs, et les codes de défaillances.
- Gestion de stocks : généralités, registre des articles, réception de stock, émission de stock, transfert de stock, ajustement et comptage de stock.
- Gestion des achats : généralités, informations sur fournisseur, demande d'achat, devis, bon de commande.
- Rapports et indicateurs de performance : définition de rapport, rapports et réunion.

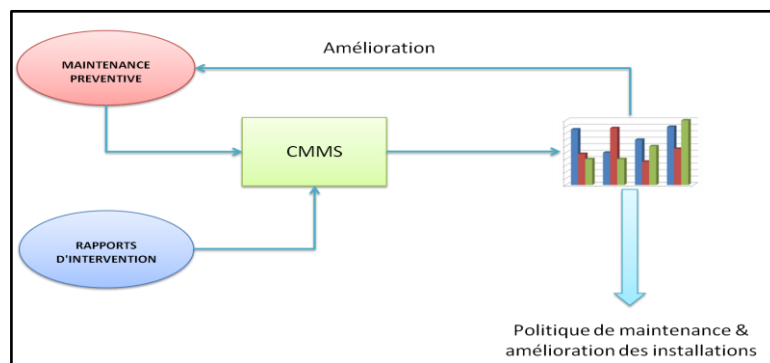


Figure 3.11. Le principe de base de COSWIN

3.3.3.5. Système d'enregistrement d'événements SOE (Sequence Of Events)

Le gestionnaire des séquences des événements SEM (Sequence of Events Manager) fournit les fonctionnalités d'enregistrement des séquences d'événements avec une résolution d'un (01) milliseconde, celui-ci permet l'affichage des événements potentiels de l'installation dans un ordre chronologique. Le SOE permet des opérations efficaces par le suivi des activités pouvant avoir une influence négative sur l'installation. Le signal doit être transmis au gestionnaire des séquences d'évènement.

Les postes de travail des opérateurs OWS peuvent accéder aux rapports du système SOE.

3.3.3.6. Station de configuration SENG (Safety Engineering Workstation)

Le poste de travail ingénieur Prosafe RS est dédié à des fonctions d'ingénierie et à la configuration des Systèmes Prosafe RS (système de protection), notamment les modifications des logiques et visualisation en ligne des paramètres.

La station d'ingénieur du Prosafe RS (SENG) est chargée avec un logiciel de configuration et une version électronique d'un manuel en ligne. Tous les travaux d'ingénierie et les modifications seront effectués au niveau de la station SENG. Les modifications des programmes et la configuration non autorisée, peuvent être protégées par un verrouillage en un mot de passe.

3.3.3.7. *Systeme de gestion des appareils de terrain (FDMS)*

Yokogawa utilise FDMS (Field Device Management System) ou le gestionnaire de ressources PRM (Plant Resource Manager), qui est un outil de gestion intégrée conçu pour la gestion en ligne de l'instrumentation et des appareils de terrain. Le gestionnaire collecte et stocke les données de diagnostics tels que les paramètres de l'équipement, les alarmes de l'équipement et les notes d'inspection.

En outre, le PRM met en œuvre une gestion centralisée des informations des appareils tels que la liste des instruments, la fiche d'inspection, le calendrier, les documents électroniques créés par l'utilisateur, et les listes de pièces des équipements. Il classe et gère les informations de maintenance nécessaires (dérèglements, causes, actions) selon des aspects différents pour les rendre accessibles à partir des différents niveaux de maintenance et aussi diffuse des informations des alarmes de maintenance aux personnels qui le souhaitent.

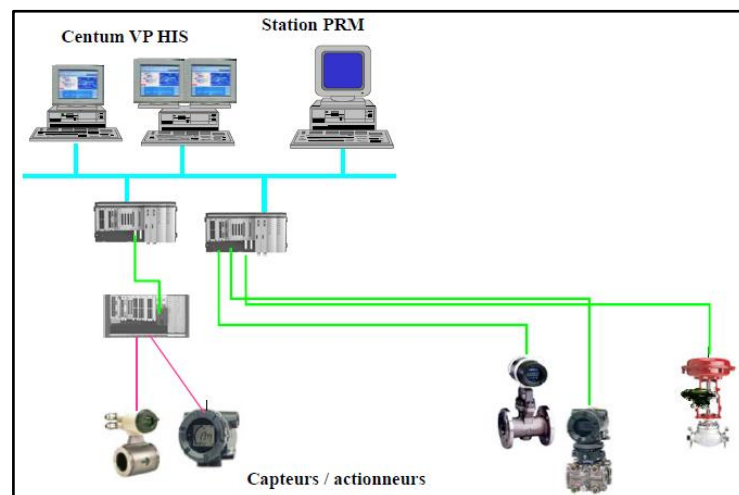


Figure 3.12. Connexion aux instruments

3.3.3.8. *Salle de control central (CCR)*

La console du poste de travail de l'opérateur DCS dans la salle de commande centrale permet à l'opérateur de contrôler et de surveiller la majorité des équipements/systèmes de la centrale à partir d'un seul endroit. Les postes de travail des opérateurs DCS dans la salle de commande

centrale ne sont pas dédiés à une fonction ou à un affichage particulier qui offre une flexibilité en cas de défaillance de la console.

Certains systèmes sont contrôlés et / surveillés localement sans interface DCS. Ces systèmes comprennent la protection contre l'incendie et la majorité des commandes secondaires de CVC. Dans le CCR, la station PMS, la station CMMS, la station VMS, la station HDSR, les stations d'ingénierie 1 et 2, le serveur SOE, etc. sont placés dans la salle informatique de la salle de commande centrale. Les panneaux auxiliaires pour les grands écrans sont placés dans la salle de contrôle centrale.

Le serveur et l'ordinateur du SMMEA (système de gestion de détection d'incendie) sont placés dans la salle de contrôle centrale selon le diagramme de configuration du système. Un poste de travail de l'opérateur est conservé dans la salle du bureau du directeur. Les postes de travail de l'opérateur -1 et 2 sont conservés dans la salle de contrôle centrale. La turbine à gaz et la turbine à vapeur OWS /EWS -1 et 2 sont conservés dans la salle de contrôle centrale tandis que la Turbine WIN TS et le Common TG EWS sont placés dans la salle informatique selon le schéma de configuration du système. Tous les cabinets processeur et les cabinets de triage sont placés dans la salle électronique locale.

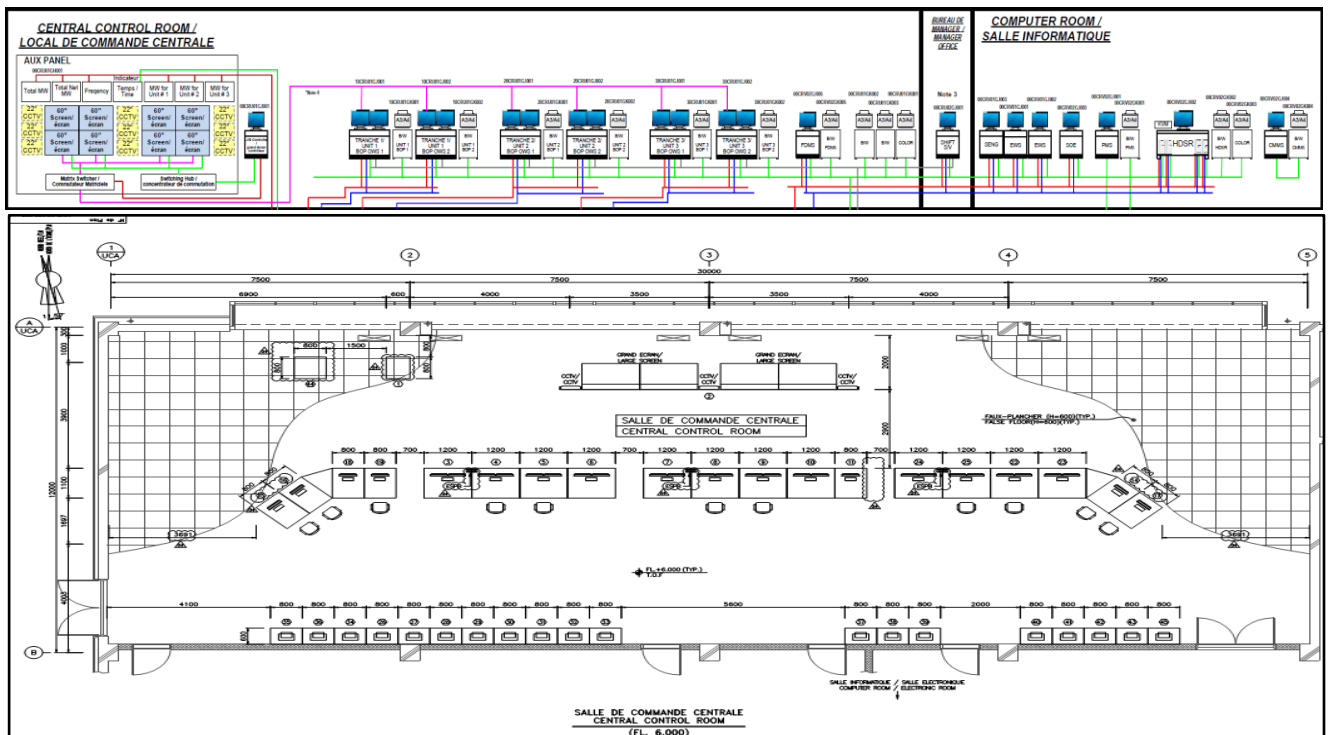


Figure 3.13.Salle de control central

3.3.4. Sous-systèmes DCS

Le système de contrôle distribué est intégré avec les différents sous-systèmes dont l'interface est implémentée via les normes de communication OPC (Open Platform Communications) (Plateforme ouverte de communications pour le contrôle de procédé).

Pour les principaux équipements de la centrale, tels que les centrales de traitement de l'eau et autres systèmes complets, les fournisseurs d'équipements fourniront des systèmes de contrôle et de surveillance spécialement conçus pour l'équipement. Les systèmes de contrôle-commande autonomes fournis avec les principaux composants de l'installation seront reliés au DCS avec des liaisons de communication de données redondantes. Les fonctions de contrôle critiques sont câblées directement sur le DCS. Le système de contrôle de turbine à vapeur et le système de contrôle de turbine à gaz sont la même plate-forme Siemens System T3000 système de contrôle. L'interface de la turbine à gaz et de la turbine à vapeur a été établie avec l'autoroute de données de bus Applicable.

Description	Protocole	Longueur du câble (m)
Unité #1		
Système de contrôle GTG / ST	OPCDA	80 * 2
Relais de protection du transformateur	IEC 61850	200 * 2
NGSS chromatographe à gaz	MODBUS RTU 485	200
Unité #2		
Système de contrôle GTG / ST	OPCDA	80 * 2
Relais de protection du transformateur	IEC 61850	200 * 2
NGSS chromatographe à gaz	MODBUS RTU 485	200
Unité #3		
Système de contrôle GTG / ST	OPCDA	80 * 2
Relais de protection du transformateur	IEC 61850	200 * 2
Poste de détente gaz, chromatographe à gaz	MODBUS RTU 485	200
Auxiliaires centrale		
VMS	MODBUS TCP/IP	80 * 2
Système alimentation en fuel / gaz	MODBUS TCP/IP	750 * 2
Chaudière auxiliaire	MODBUS TCP/IP	250 * 2
Système de traitement des eaux	MODBUS TCP/IP	250 * 2
Station de production H2	MODBUS TCP/IP	350 * 2

Tableau 3.1. Sous-système DCS.

Chapitre 04
*Système contrôle commande des turbines et
générateurs*

SYSTEME CONTROLE COMMANDE DES TURBINES ET GENERATEURS

4.1. Introduction

Les fonctions de commande, de protection, de surveillance, de diagnostic et de signalisation des turbines à gaz et à vapeur qui sont nécessaires à l'exploitation de l'installation sont réalisées à l'aide du système numérique de contrôle-commande SPPA-T3000.

4.2. Système contrôle commande SPPA T3000

Le système SPPA T3000 est considéré comme l'un des systèmes de contrôle les plus modernes dans l'industrie, car il se caractérise par sa facilité d'utilisation et de programmation. Il se caractérise également par sa multiplicité de fonctions et sa flexibilité d'utilisation

SPPA-T3000 comprend une interface utilisateur, services de puissance, interface process et les réseaux de communication.

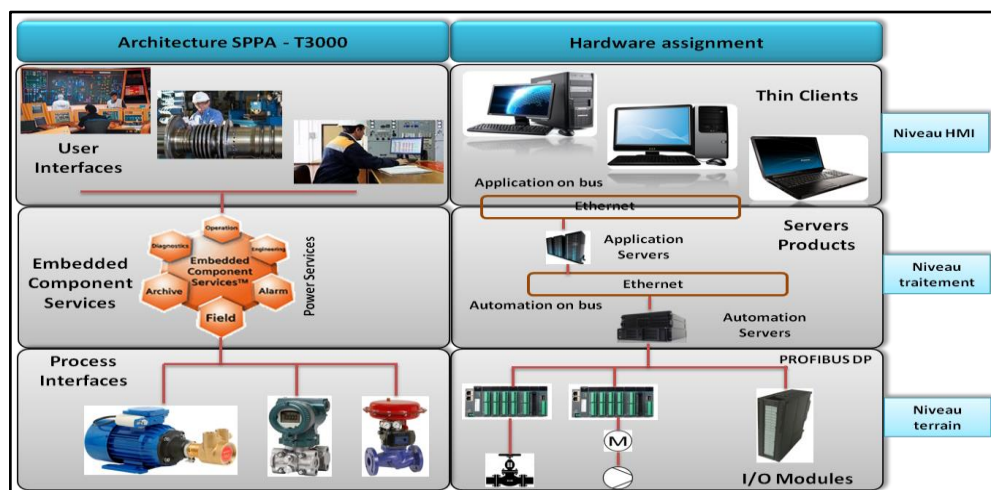


Figure 4.1. Architecture globale à 03 niveaux SPPA T3000

4.2.1. Le Client Léger (Thin Client)

Rend possible l'accès aux applications Web à partir de n'importe quel navigateur Web sur Internet ou par Intranet, et ne nécessite donc pas d'installer l'application sur tous les ordinateurs.

4.2.2. Interface utilisateur

L'interface utilisateur est mise à disposition sur un client léger avec un navigateur Web. Les fonctions de contrôle-commande de SPPA-T3000 sont accessibles via le navigateur Web. L'accès

au processus est possible depuis la salle de commande ou via d'autres liaisons de communication sécurisées. Seuls des utilisateurs autorisés peuvent interroger l'état actuel de la centrale et les paramètres d'exploitation, ou commander le processus.

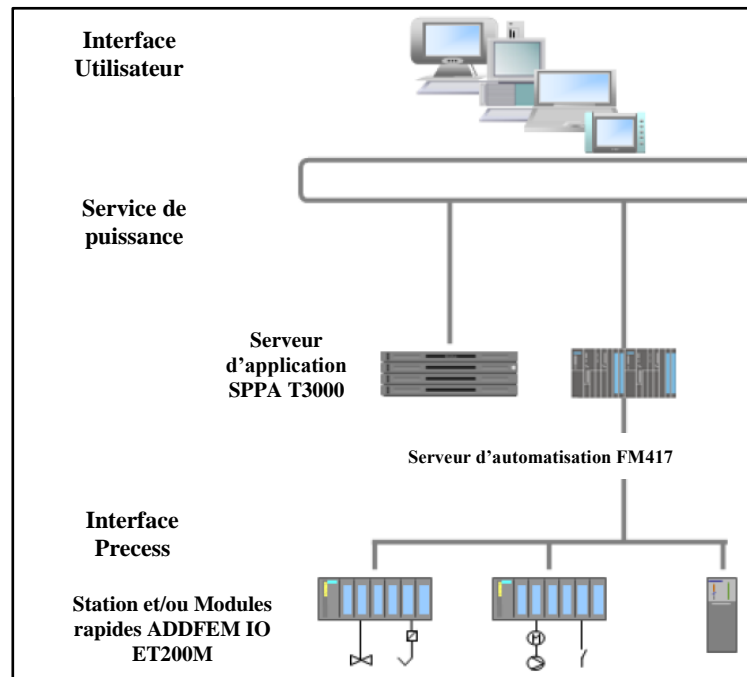


Figure 4.2. Disposition du Système de Commande

4.2.3. Services de puissance

Les services de puissance (SPPA-T3000 Power Services) fournissent les fonctions et services de contrôle-commande nécessaires à la commande de la centrale. Deux plates-formes matérielles sont mises en œuvre à cet effet :

4.2.3.1. Serveur d'automatisation

Pour les fonctions d'automatisation à contraintes de temps réel.

Le Serveur d'Automatisation SIMATIC S7 est un processeur FM 417 monté en baie, qui gère les opérations de la centrale pour tous les dispositifs d'entrée et de sortie.

Les processeurs sont redondants et la Baie peut contenir un processeur complémentaire (FM 458) afin de procurer un traitement de données à grande vitesse qui peut aller jusqu'à un temps de cycle de 2 ms pour les tâches spéciales de la turbine.



Figure 4.4. FM417 Serveur d'Automatisation
Redondant



Figure 4.3. FM417 Serveur d'Automatisation
couplé au FM458

4.2.3.2. *Serveur d'application*

Pour les fonctions de contrôle-commande centrales, comme la conduite et la supervision, l'archivage, l'affichage chronologique des alarmes et l'ingénierie. Le serveur d'applications gère toutes les Opérations et Applications du système, y compris celles de Surveillance, d'Ingénierie et d'Archivage. Il s'agit d'un Serveur doté d'un système d'exploitation Windows de Microsoft, mettant en valeur un processeur double de haute performance avec une redondance intégrée.



Figure 4.5. Serveur d'Applications

4.2.3.3. *Réseaux de communication*

Les constituants de SPPA-T3000 échangent des informations système et process via des réseaux de communication.

SPPA-T3000 utilise les réseaux suivants :

a. Ethernet

Ethernet supporte la communication entre les constituants du système installés. Les données sont envoyées des serveurs d'automatisation au serveur d'application via un Ethernet grande vitesse

et, de là, mises à disposition des clients légers connectés, d'une autre manière Ethernet est un standard de transmission de données pour réseau local sachant que toutes les machines du réseau Ethernet sont connectées à une même ligne de communication.

b. PROFIBUS DP

Il est abrégé de (PROCESS Field BUS) et est considéré comme l'un des réseaux d'interconnexion les plus importants, les plus grands et les plus utilisés du système, en raison de ses nombreuses caractéristiques et avantages, car la connexion se fait via deux unités dont la première est le maître MASTER et le processeur principal de la CPU et l'autre module SLAVE sont installés dans le système.

Le câble secondaire peut être connecté à l'aide d'un câble à 9 broches, d'un câble d'interconnexion RJ-45 ou d'un câble à fibre optique.

La vitesse de transfert des données varie en fonction de la différence de longueur de la distance entre les deux unités, car à 100 m les données peuvent être transférées. Avec une vitesse allant jusqu'à 12 Mbit / S et une longueur de 1000 M, une vitesse allant jusqu'à 9,6 Kbit / S, et un total de jusqu'à 127 unités.

c. Réseau d'interconnexion PROFINET

Il est abrégé de (PROCESS Field NET) et est utilisé pour connecter plusieurs systèmes majeurs pour former un seul réseau dans lequel toutes les données sont transmises de manière à ce que les données du système se distinguent les unes des autres à l'intérieur du serveur au moyen de l'adresse IP du système avec une vitesses de transfert de données jusqu'à 100Mbit \ S.

d. Réseau d'interconnexion local (LAN)

Le LAN est généralement utilisé pour connecter le système de contrôle principal à un sous-système fonctionnant sous un programme stocké dans CPU pour le système principal, par ex . Connexion du système de commande STEP 7300400 au système global ET200M, où le transfert de données entre le sous-système et le système principal est effectué via l'unité d'interconnexion en outre, les unités de liaison peuvent être considérées comme le nerf principal dans la communication de toutes sortes de systèmes entre eux.

e. Bus de terrain :

Les connexions du bus de terrain peuvent porter des signaux d'entrée numériques et des signaux de sortie à partir de et vers le châssis du serveur d'automatisation et les Modules d'Entrée.

4.2.4. Interface process

Toutes les variables de processus analogiques et TOR (Tout Ou Rien) sont lues à l'aide des transmetteurs de mesure du niveau de terrain par l'intermédiaire de l'interface process. De même, les ordres de l'opérateur ou des fonctions d'automatisation sont transmis au niveau de terrain à travers l'interface process.

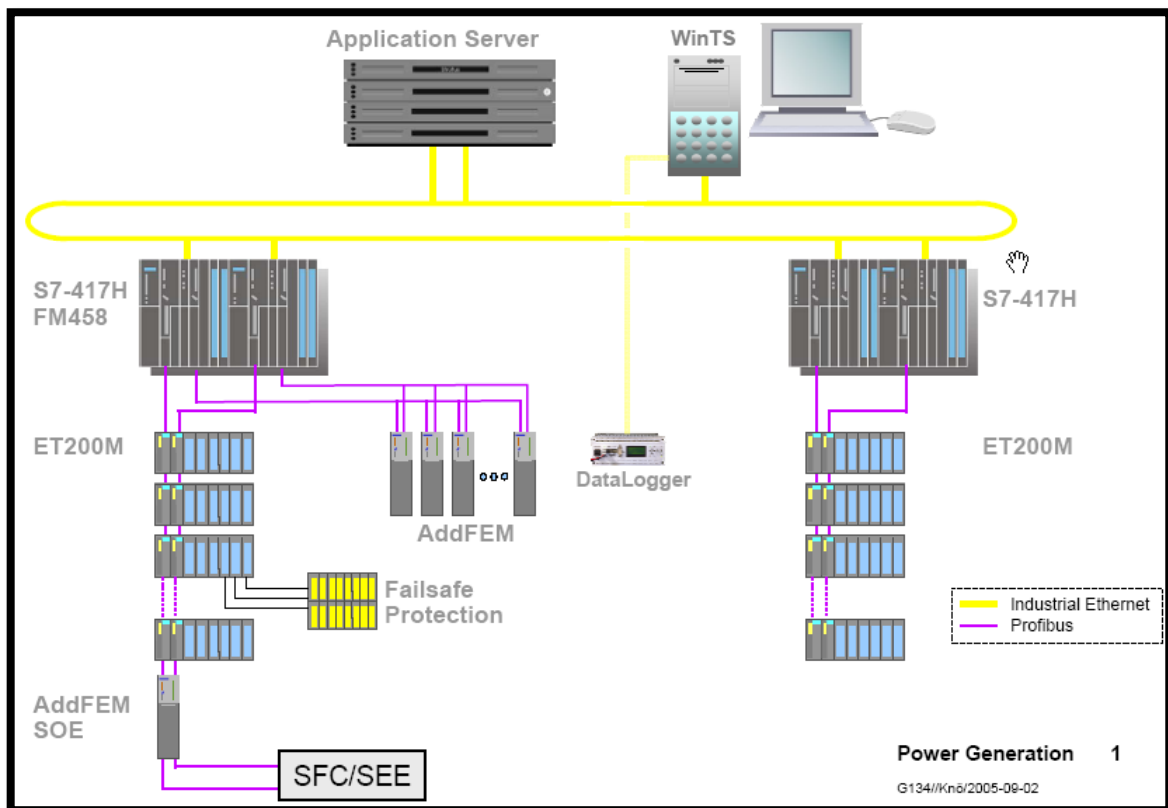


Figure 4.6. Combinaison entrée/sortie IO

4.2.4.1. Modules d'entrée et de sortie complets ET200M

Des modules d'Entrée/Sortie Standard sont répartis sur des baies ET200M dont chacune peut supporter jusqu'à 8 cartes de modules IO. Dispose de deux processeurs, l'un principal et l'autre de secours, les deux processeurs étant reliés aux unités d'entrée et de sortie complètes.

Utilisation des unités de connexion DP 417 via la connexion PROFIBUS, et les deux processeurs sont connectés au réseau TCP / IP en utilisant le protocole PROFINET principal par la liaison. Grâce à lui, les données sont entrées et sorties vers et depuis le système de contrôle T3000, où les dispositifs de contrôle et de mesure sont connectés. Et le fonctionnement (comme mesurer la température, la pression, la tension, etc.) avec les unités d'entrée du système complet ET200M, puis

afficher Ces données sont affichées sur le processeur par la connexion PROFIBUS, avec une vitesse de transfert de données de 10 Mbit/s.

Les données sont reçues du processeur et exécutées dans le système de contrôle (comme l'ouverture d'une vanne, la mise en marche d'une pompe, etc.) en tant que signaux de sortie

➤ Composants du système ET200M

- Source de tension 24VDC pour les modules d'entrée et de sortie.
- Une unité de liaison de type DP314, à travers laquelle les données sont transférées vers et depuis le processeur par la personne de contact.
- Unités d'entrée standard SM331, Unités d'entrées numériques SM321.
- Sorties standard SM332, Unités de sortie numérique SM322.
- Unités d'entrée / sortie numériques intégrées SM 323, Modules intégrés SM334.
- Entrée / sortie standard.

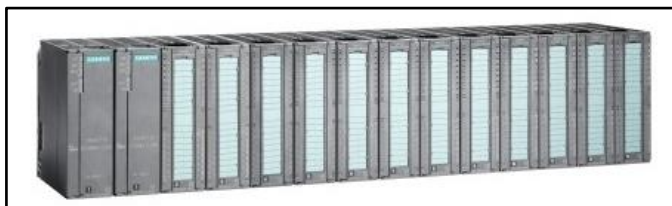


Figure 4.7. Modules d'Entrée/Sortie IO

4.2.4.2. Module d'entrée / sortie rapide AddFEM

L'AddFEM IO sert à traiter les entrées et sorties à Grande vitesse du régulateur de la Turbine. Ces modules peuvent aller jusqu'à un marquage de l'heure du signal en 1ms.

En raison du système de commande SIMATIC S7 relativement lent, des modules d'entrée et de sortie rapides ont été installés pour transmettre signaux d'entrée et de sortie importants vers et depuis le processeur, tels que les signaux de vitesse et de température, et les signaux du système Reed. C'est pour les signaux d'entrée comme pour les signaux de sortie comme pour les signaux du système de surveillance des flammes et des vibrations. Signaux d'arrêt d'urgence et de déconnexion de l'inducteur et du disjoncteur du générateur, SFC, etc.

Les unités d'entrée et de sortie rapides ont l'avantage que le cycle de lecture des données atteint une vitesse de 1 ms pour chacun des signaux.



Figure 4.8. Module d'entrée / sortie rapide AddFEM

4.3. Architecture du système de contrôle TG

Le système de commande de la turbine à gaz est un SIEMENS SPPA T-3000. Il a une architecture de système intégrée (basée sur la technologie web) pour toutes les tâches d'automatisation, de l'ingénierie et mise en service à l'exploitation et au diagnostic. Elle a été réalisée à travers sa conception basée sur les objets appelés « Embedded Component Services™ » (ECS).

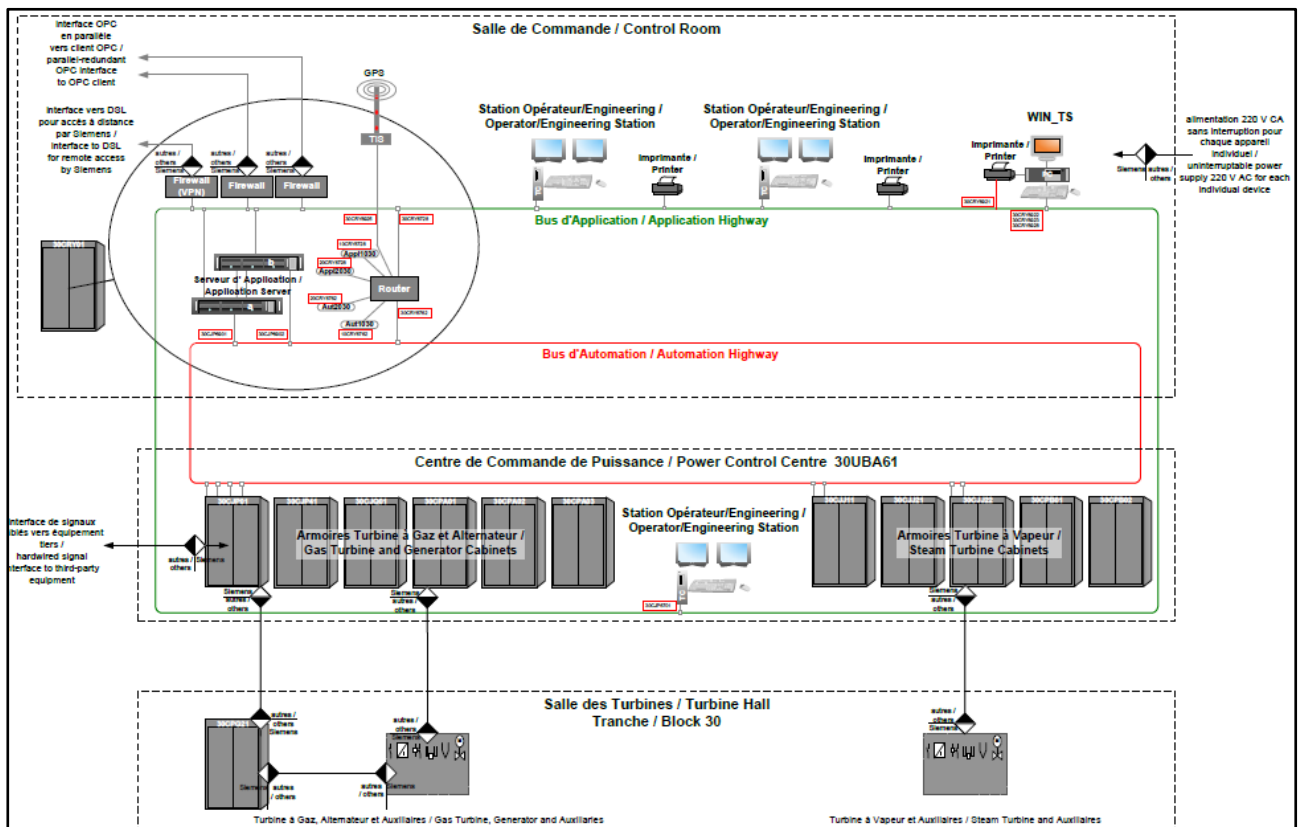


Figure 4.9. Architecture du système de contrôle TG

Les principaux composants du SIEMENS SPPA T-3000 sont comme suit :

- Cartes d'entrée et de sortie (E/S)
- Armoires du régulateur
- Armoires E/S
- Interfaces de dispositifs étrangers (IDE)
- Autoroute de données
- Station d'ingénierie et Postes opérateurs
- Station Historienne BDe
- Interfaces d'horloge basées sur un système GPS
- Station de serveur internet
- Commutateurs Ethernet
- Routeur
- Réseau Fast Ethernet
- Système de contrôle de performance

Les postes de travail d'ingénierie/opérateur ont chacun le client Windows SPPA-T3000 avec disque dur, DVD/RW etc.,

Le poste opérateur présente des informations de l'installation à l'opérateur en affichant les graphiques de procédé dynamique. Les graphiques de procédé sont des représentations picturales simplifiées du procédé. Une petite fenêtre de graphique de contrôle est alors affichée de laquelle l'opérateur peut sélectionner les états d'exploitation des équipements. La configuration du graphique de procédé est copiée et est sauvegardée dans le disque dur du poste opérateur.

Aussi, le PO organise et présente les alarmes de procédé à l'opérateur. L'opérateur peut sélectionner et signaler les alarmes à travers le PO.

La SI effectue toutes les fonctions des codes de calculs et de programmation logique et est située dans la salle du programmeur séparée. Elles sont munies d'un assortiment complet de services et de programmes pour permettre une maintenance complète, configuration et la révision diagnostique du système DCS.

Un historien de procédé est fourni pour l'archivage à long terme, enregistrement et gestion de toutes les données dans le système.

Le système de contrôle de performance contrôle les paramètres de la turbine à gaz y compris les valeurs calculées de tous les équipements de procédé. Il accède la base de données T3000 qui

serait utilisée pour le fonctionnement y compris la génération de protocole et rapports. Cette fonction est aussi fournie dans le système en tant qu'un ensemble standard.

Dans la salle du centre de contrôle d'énergie (CCE), une station d'ingénierie et d'exploitation dédiée sera disponible pour les contrôles locaux et aussi la maintenance.

4.3.1. DÉMARRAGE

Le système SCT SPPA-T3000 est conçu pour une exploitation continue et n'a donc aucune procédure de démarrage standard. Cependant, les composants individuels peuvent nécessiter un démarrage périodique.

4.3.2. EXPLOITATION NORMALE

Durant une exploitation normale, l'opérateur se trouve constamment dans le poste opérateur SCT SPPA-T3000. L'ingénieur utilisera le poste de travail d'ingénierie (PTI) comme requis pour réviser et sauvegarder les configurations et graphiques du SCT SPPA-T3000. Une exploitation normale du SCT SPPA-T3000 inclut la sélection des graphiques, sélection des états des équipements, réagir aux alarmes et contrôler les principaux paramètres du système. La maintenance du système doit être effectuée uniquement par une personne formée.

4.3.3. ARRÊT

Étant donné que le SCT SPPA-T3000 est conçu pour être exploité continuellement, il n'y a aucune procédure d'arrêt standard. Cependant, la plupart des systèmes d'exploitation de la station incluent l'arrêt actionné par menu.

4.3.4. Exploitations rares

Le système SCT SPPA-T3000 est conçu pour une exploitation continue et n'a donc aucune procédure d'exploitation rare standard. Des mises à jour rares du logiciel peuvent exiger l'arrêt de certains composants du SCT SPPA-T3000 et seront le plus probablement faites par fournisseur spécialiste.

4.3.5. EXPLOITATIONS D'URGENCE

Des diagnostics exhaustifs standards sont fournis avec le système SCT SPPA-T3000. Les alarmes incluent (mais pas exclusivement) décalage du processeur, boucle analogique hors de portée, chutes d'autoroute, santé d'autoroute, santé de l'alimentation électrique et températures de l'armoire. Les manuels d'instruction de SCT SPPA-T3000 Siemens doivent être référés pour plus de détails.

4.4. Architecture du système de contrôle TV

Le système de commande de la turbine à vapeur est aussi un SIEMENS SPPA T-3000 similaire au système de commande de la turbine à gaz. Il a une architecture de système intégrée (basée sur la technologie web) pour toutes les tâches d'automatisation, de l'ingénierie et mise en service à l'exploitation et au diagnostic. Elle a été réalisée à travers sa conception basée sur les objets appelée « Embedded Component Services™ » (ECS).

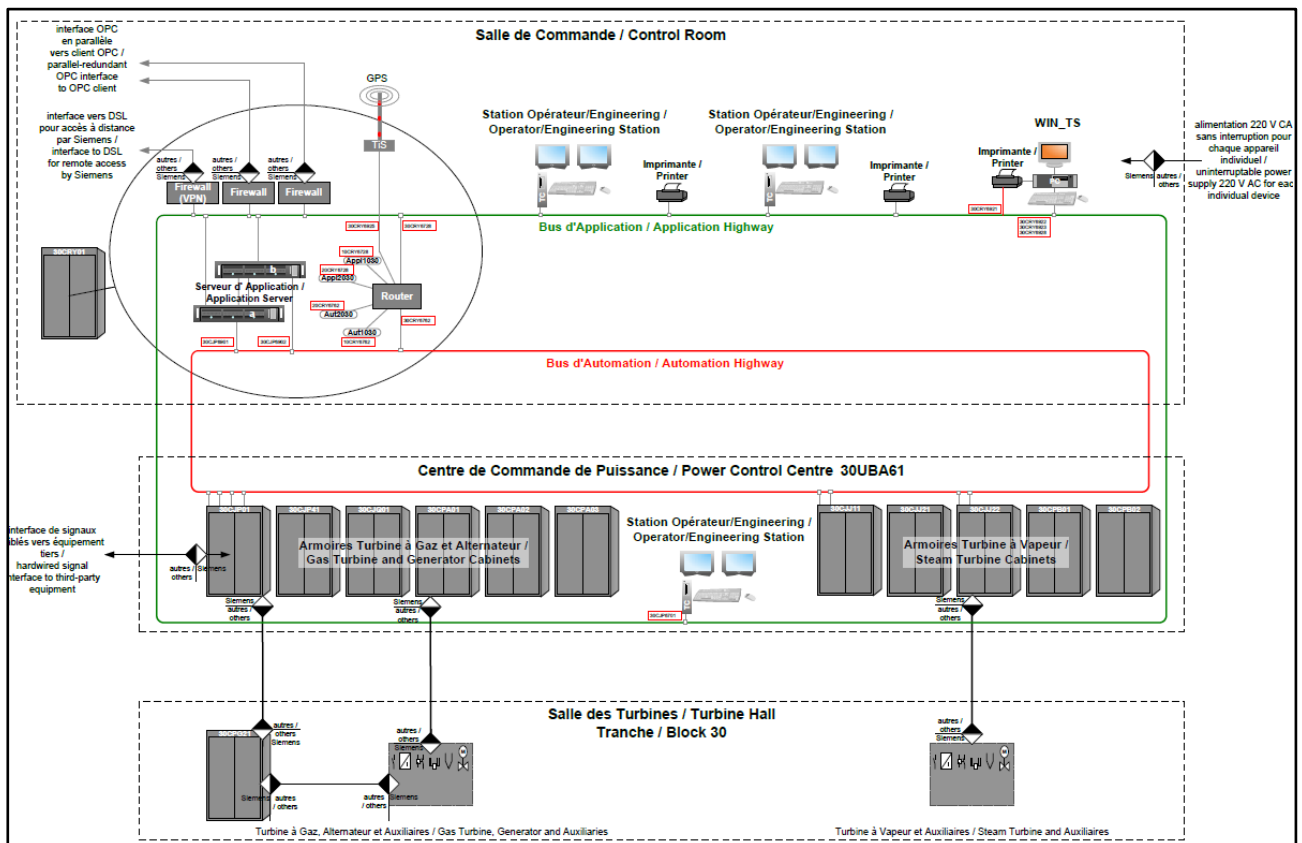


Figure 4.10. Architecture du système de contrôle TV

Les principaux composants du SIEMENS SPPA T-3000 pour la TV sont les mêmes que pour la TG.

4.4.1. DÉMARRAGE

Le système SCT SPPA-T3000 est conçu pour une exploitation continue et n'a donc aucune procédure de démarrage standard. Cependant, les composants individuels peuvent nécessiter un démarrage périodique.

4.4.2. EXPLOITATION NORMALE

Durant une exploitation normale, l'opérateur se trouve constamment dans le poste opérateur SCT SPPA-T3000. L'ingénieur utilisera le poste de travail d'ingénierie (PTI) comme requis pour

réviser et sauvegarder les configurations et graphiques du SCT SPPA-T3000. Une exploitation normale du SCT SPPA-T3000 inclut la sélection des graphiques, sélection des états des équipements, réagir aux alarmes et contrôler les principaux paramètres du système. La maintenance du système doit être effectuée par une personne formée uniquement.

4.4.3. ARRÊT

Étant donné que le SCT SPPA-T3000 est conçu pour être exploité continuellement, il n'y a aucune procédure d'arrêt standard. Cependant, la plupart des systèmes d'exploitation de la station incluent l'arrêt actionné par menu.

4.4.4. Exploitations rares

Le système SCT SPPA-T3000 est conçu pour une exploitation continue et n'a donc aucune procédure d'exploitation rare standard. Des mises à jour rares du logiciel peuvent exiger l'arrêt de certains composants du SCT SPPA-T3000 et seront le plus probablement faites par fournisseur spécialiste.

4.4.5. EXPLOITATIONS D'UR

Des diagnostics exhaustifs standards sont fournis avec le système SCT SPPA-T3000. Les alarmes incluent (mais pas exclusivement) décalage du processeur, boucle analogique hors de portée, chutes d'autoroute, santé d'autoroute, santé de l'alimentation électrique et températures de l'armoire. Les manuels d'instruction du SCT SPPA-T3000 doivent être référés pour plus de détails.

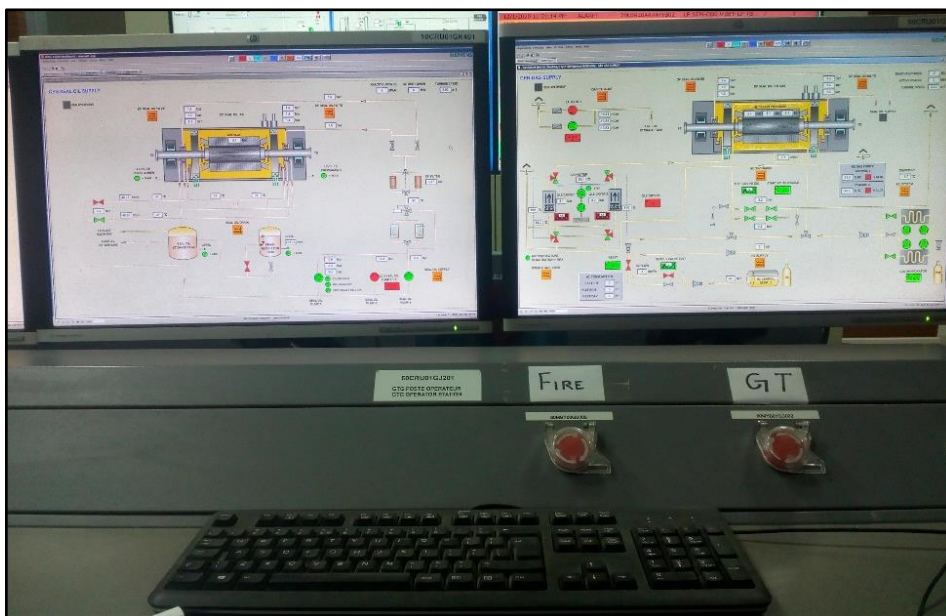


Figure 4.11. Appareils d'affichage (IHM)

4.5. L'interconnexion entre le Yokogawa DCS et Siemens TCS

L'interconnexion entre le Yokogawa DCS et Siemens TCS T3000 est réalisée à l'aide d'un Switch HUB 3 qui est installé au niveau de l'armoire du serveur globale (Remote server 00CVD01GH001).

L'opérateur OWS DCS travail sur vue OWS TCS en même temps qu'un autre opérateur OWS TCS est entrain de travailler sur OWS DCS sachant que le transfert de données sur Remote server dans les deux sens (Yokogawa DCS vers Siemens TCS et Siemens TCS vers Yokogawa DCS) en même temps, sans un délai de temps et sans aucun problème.

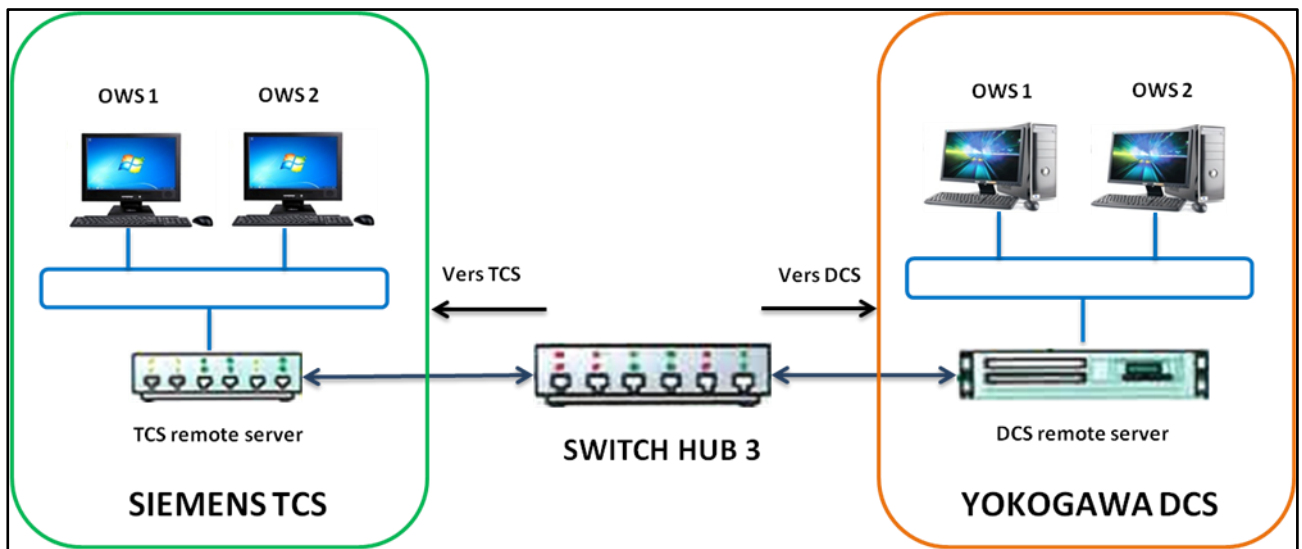


Figure 4.12. Configuration d'interconnexion entre le Yokogawa DCS et Siemens TCS

CONCLUSIONS GENERALES

Vu le développement industriel de notre pays (L'Algérie) depuis quelques années, une augmentation significative des besoins énergétique, une diminution des ressources fossiles et des préoccupations environnementales de plus en plus importantes sont observées. L'objectif est de trouver les meilleures options pour avoir une production flexible et respectueuse à l'environnement avec des rendements élevés. La réponse à ces objectifs fut imposée par l'intégration des centrales à cycle combiné. Et pour mieux cadrer ces objectifs, nous avons partagé ce présent travail en quatre parties essentielles :

La première partie est réservée à l'étude bibliographique comparative des différentes centrales électriques et qui nous a permis de dire que la centrale à cycle combiné est la solution idéale à court terme pour répondre à la demande croissante de l'électricité en Algérie est cela pour plusieurs raisons : Technologique, combustible, environnementale et rendement.

Dans la deuxième partie on a présenté la centrale électrique à cycle combiné de Ain Arnat - Setif, qui nous a permis de dire que le cycle combiné est le mieux adapté pour répondre à la demande d'électricité pour notre pays vue les avantages qu'elle nous procurent : combustible, puissance et rendement fournis.

La troisième est consacrée à une présentation du système contrôle commande de la centrale à cycle de AIN ARNAT: on peut dire que la technologie du contrôle commande des cycles combinés est une technologie moderne et sa maîtrise permet d'augmenter son rendement tout en conservant des niveaux élevés de disponibilité et de fiabilité et ainsi diminuer le risque de déclenchement et la perturbation du réseau électrique.

La quatrième est réservée à la description du système contrôle commande des turbines (TG et TV) et générateur, à savoir les fonctions de commande, de protection, de surveillance, de diagnostic et de signalisation qui sont nécessaires à l'exploitation utilisant le système numérique de contrôle-commande SPPA-T3000 de SIEMENS, ainsi que l'interconnexion entre les deux systèmes de contrôle commande sans aucune interruption et bégue du système.

La sophistication des équipements de contrôle commande ne va pas de pair, ni avec la fiabilité, ni avec la disponibilité des ouvrages qui permettent d'obtenir les qualités dynamiques exigées par le réseau.

Références Bibliographiques

La liste de références bibliographiques doit rédiger en utilise le style [Références]

Exemple de présentation de la liste de références bibliographiques

- **Livres :**

[No d'ordre] Nom des auteurs, *intitulé du livre en italique*, Edition, pays, année

Exemple :

- [1] W.-K. Chen, *Linear Networks and Systems*. Belmont, CA: Wadsworth, 1993, pp. 123–135.
- [2] H. Poor, *An Introduction to Signal Detection and Estimation*. New York: Springer-Verlag, 1985, ch. 4.

- **Articles de journaux**

[No d'ordre] Nom des auteurs, "Titre de l'article," *Journal en italique*, Vol., No., pages, mois, année.

Exemple :

- [3] Y. Yorozu, M. Hirano, K. Oka, and Y. Tagawa, "Electron spectroscopy studies on magneto-optical media and plastic substrate interfaces," *IEEE Transl. J. Magn.Jpn.*, vol. 2, Aug. 1987, pp. 740–741

- **Articles de conférences**

[No d'ordre] Nom des auteurs, "titre de l'article," *intitulé de la conférence en italique*, lieu de la conférence, date année, pages

Exemple :

- [4] S. P. Bingulac, "On the compatibility of adaptive controllers (Published Conference Proceedings style)," in *Proc. 4th Annu. Allerton Conf. Circuits and Systems Theory*, New York, 1994, pp. 8–16.
- [5] G. R. Faulhaber, "Design of service systems with priority reservation," in *Conf. Rec. 1995 IEEE Int. Conf. Communications*, pp. 3–8.
- [6] G. W. Juette and L. E. Zeffanella, "Radio noise currents n short sections on bundle conductors (Presented Conference Paper style)," presented at the IEEE Summer power Meeting, Dallas, TX, Jun. 22–27, 1990, Paper 90 SM 690-0 PWRS.

- **Mémoires / Theses**

[No d'ordre] Nom de l'auteur, "titre de la thèse (ou mémoire)," thèse de doctorat ou mémoire de, département, université, pays, mois, année.

Exemple :

- [7] J. Williams, "Narrow-band analyzer," Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Eng., Harvard Univ., Cambridge, MA, 1993.