

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA – BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DU GENIE ELECTRIQUE



جامعة بجاية
Tasdawit n Bgayet
Université de Béjaïa



Mémoire de fin de cycle

En vue de l'obtention du diplôme de Master en électrotechnique
Option : Energies renouvelables

THEME

Audit énergétique et dimensionnement en énergie solaire photovoltaïque de l'Algérie Presse Service

Promoteurs :

- Rekioua Djamila .
- Mecheri Rosa.

Réalisé par :

- Taguelmimt Samia
- Klioua Noureddine

Promotion 2015/2016

Remerciement

Avant tout, nous tenons à remercier vivement le Pr DJ.REKIOUA notre promoteur pour avoir assuré le suivi de ce travail, pour son orientation, son soutien durant toutes les étapes de notre projet et son entière disponibilité.

Nos vifs et sincères remerciements au directeur des projets de l'APRUE Mr K.DALI, à tous les experts, Mr M.ISSIAKHEM, Mme R.MECHRI, Mr N.MHAMEL et à tout le personnel de l'APS qui nous ont guidé et facilité le travail durant notre stage.

Nous tenons également à remercier monsieur et madame les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance, pour leur disponibilité et leur gentillesse.

Nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé nos réflexions et ont accepté à nous rencontrer et répondre à nos questions durant nos recherches. Merci pour le temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer et les aiguillages qu'ils nous ont apportés.

À tous ces intervenants, nous présent nos remerciements, notre respect et notre gratitude.

Samia et Noureddine

Dédicaces

Nous dédions notre accomplissement à ceux sans qui nous ne serions pas là aujourd'hui, NOS FAMILLES et NOS AMIS, et à tout ceux qui nous ont soutenus et crurent en nous depuis le début.

Samia et Noureddine

Sommaire

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre 1 Notions théoriques

Introduction

1.1. Définition de l'Audite Énergétique.....	8
1.2. Objectifs de l'Audite Énergétique	8
1.3 Méthodologie de l'audite	8
1.3.1. L'état des lieux	9
1.3.2. L'analyse des données	9
1.3.3. Les préconisations	10
1.4. Notions du génie électrique	10
1.4.1. Compensation de l'énergie réactive.....	11
1.4.1.1. Facteur de puissance.....	11
1.4.1.2. Moyens de compensation	11
1.4.1.3. Modes de compensation	13
1.4.2. Harmonique	
1.4.2.1. Les différents générateurs de grandeur électrique harmonique	17
1.4.2.2. Effets des harmoniques	18
1.4.2.3. Normes concernant les harmoniques	20
1.4.2.4. Valeurs maximales d'harmonique acceptables	20
1.4.2.5. Solutions contre les harmoniques	21
1.5. Notion de base sur le photovoltaïque	24
1.5.1. Potentiel solaire	25
1.5.2. Le principe de l'effet photovoltaïque	25
1.5.3. Cellule photovoltaïque	27
1.5.4. Les filières technologiques d'une cellule photovoltaïque	27
1.5.4.1. Silicium monocristallin	27
1.5.4.2. Silicium polycristallin	27
1.5.4.3. Silicium amorphe	28
1.5.5. De la cellule au champ photovoltaïque	28

Sommaire

1.5.6. Caractéristique d'un module photovoltaïque	31
1.5.7. Influence de l'irradiation	32
1.5.8. Influence de la température	33
1.5.9 Les avantages et les inconvénients de la technologie photovoltaïque	33
1.5.9.1. Les avantages	33
1.5.9.2. Les inconvénients	34
Conclusion	34

Chapitre 2 : analyse tarifaire

Introduction	36
2.1. Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie active	36
2.1.1. Evolution de l'énergie active facturée	36
2.1.2. Evolution de l'énergie facturée par postes horaires	37
2.2. Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie réactive	40
2.3. Choix de la PMD et l'utilisation de la PMD	41
2.4. Choix du tarif	42
2.4.1. Caractéristique des systèmes tarifaires	42
2.4.2. Les tarifs de la moyenne tension (MT)	43
2.4. Répartition de la consommation de l'énergie active	43
2.5. Comparaison entre les tarifs de la moyenne tension	44
Conclusion	45

Chapitre 3 Compagne de mesure

Introduction	47
1. Analyse de la consommation d'énergie électrique de l'APS	47
1.1. Alimentation et réseau électrique de distribution	47
1.2. Poste de livraison	47

Sommaire

1.3. Les caractéristiques du compteur électronique	48
1.4. Caractéristiques techniques du transformateur	49
1.5. Caractéristiques techniques du groupe électrogène	49
1.6. Caractéristiques des batteries de compensation	49
1.7. Les usages de l'électricité	49
1.7.1. L'éclairage	49
1.7.2. La climatisation	50
1.7.3. Les équipements électriques, la bureautique	50
2. Campagne de mesure	50
2.1. Les principales mesures réalisées	51
2.2. Les résultats de la campagne de mesure	51
2.2.1. Transformateur (1) 630 KVa	51
2.2.2. Bloc A : Eclairage et force	51
2.2.3. Bloc B, C et D : Eclairage et force	58
2.2.4. Climatisation du bloc B, C et D	64
2.2.5. Climatisation du bloc A	63
2.2.6. Onduleur	65
3. Interprétations	67
4. Recommandation	68
1. Action de type 1 : de bonnes pratique comportementales	68
2. Action de type 2 : ne nécessitant aucun investissement	68
3. Action de type 3 : nécessitant un investissement	69
5. Dimensionnement du filtre	70
Conclusion	71

Sommaire

Chapitre 4 Dimensionnement de l'installation photovoltaïque

Introduction	73
4.1.1. Non autonomes ou « grid-connected».....	73
4.1.2. Autonomes ou « stand-alone »	73
4.2. Méthode de dimensionnement.....	73
4.2.1. Méthode du mois le plus défavorable.....	73
4.2.2. Méthode de la moyenne mensuelle	74
4.3. Les principaux éléments de notre installation photovoltaïque	74
4.3.1. Le générateur photovoltaïque	74
4.3.2. L'onduleur	74
4.4. Etapes du dimensionnement photovoltaïque.....	75
4.4.1. Estimation de l'ensoleillement maximal solaire reçue sur un site donné.....	75
4.4.2. Estimation de la puissance électrique totale journalière	75
4.4.3. Estimation de l'énergie journalière consommée par la charge	75
4.4.4. Calcul de la puissance crête que le champ photovoltaïque doit fournir	76
4.4.5. Détermination du nombre de modules à installer pour assurer la puissance de 594.2kWc	77
4.4.6. La Surface nécessaire pour l'installation de ce champ photovoltaïque	77
4.5. Dimensionnement des différents composants de notre système photovoltaïque	77
4.5.1. Le champ photovoltaïque	77
4.5.2. Surface exploitable	78
4.5.3. Nombre de panneaux qu'on peut installer	78
4.5.4. Puissance délivrée par ce champ photovoltaïque	78
4.5.5. Energie journalière fournie par le champ	78
4.5.6. Choix de la tension de fonctionnement	79
4.5.7. Disposition des panneaux	79
4.5.7.1. Le nombre de panneau connectés en série	79
4.5.7.2. Le nombre de modules connecté en parallèle	79
4.5.8. Dimensionnement de l'onduleur.....	80

Sommaire

4.5.9. Dimensionnement des câbles	80
4.5.9.1. Calcul de la section des câbles partie AC	80
4.5.9.1.1. Entre l'onduleur et le boîtier de raccordement	80
4.5.9.1.2. Entre le boîtier de raccordement et le tableau général de basse tension (TGBT)	81
4.5.9.2. Calcul de la section des câbles de la partie DC: Champ PV-Onduleur	81
4.5.10. Tableau récapitulatif du dimensionnement	83
Conclusion	83

Conclusion générale

Conclusion générale	84
---------------------------	----

Introduction générale

Dans ce troisième millénaire, le défi énergétique est l'un des trois défis de l'humanité devant celui de l'eau et des ressources alimentaires. Ces défis sont corrélés au développement économique et à la croissance démographique [1].

De nos jours, l'énergie est l'un des moteurs de développement des sociétés, elle est aussi le pilier de l'économie moderne. Elle est l'étincelle qui permet l'accomplissement de toute activité humaine. Ses sources se sont diversifiées au cours du temps afin de satisfaire les besoins croissants de l'industrie et des consommateurs. Ainsi, le développement économique d'un pays ne peut plus se reposer que sur l'exploitation d'un seul type de source d'énergie, comme c'est le cas de l'Algérie qui produit son énergie à partir des matières fossiles, qui ne peuvent par ailleurs être exploitées indéfiniment.

En effet, avec une population estimée à 39,5 millions d'habitants au 1er janvier 2015, selon l'Office National des Statistiques (ONS), la consommation énergétique de l'Algérie a atteint 56 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2014, pour une valeur avoisinant les 41 milliards de dollars US. Cette demande énergétique risque de doubler dans les quinze années à venir (vers 2030), et donc d'atteindre probablement près de 80 milliards de dollars US, d'autant plus que la consommation en gaz et en électricité connaît un rythme de croissance annuel de 14 à 18% [2].

A noter aussi que la forte hausse des besoins énergétiques, au niveau national, se traduira forcément par une diminution des exportations Algériennes. Ceci induira une diminution des recettes financières de l'état si, parallèlement, aucun effort allant dans le sens de l'économie de l'énergie n'est entrepris.

Par conséquent, notre pays doit impérativement envisager plus de mesures destinées à réduire significativement les besoins et les consommations énergétiques de nos industries et des bâtiments existants. Il doit également diversifier son bouquet énergétique, en exploitant les énergies renouvelables qui sont des ressources illimitées.

L'Algérie entreprend depuis quelques années la démarche dite de l'audit énergétique, dont le but est la maîtrise et la rationalisation de la consommation d'énergie de nos sites industriels et des établissements. Cette démarche consiste à réaliser un profil complet et détaillé de l'ensemble des consommations énergétiques d'une activité industrielle ou d'un bâtiment qui consomme de l'énergie. Il peut ainsi concerner un seul ou un ensemble de bâtiments, neufs ou existants. Dans le premier cas, l'objectif recherché est de donner des conseils et des recommandations afin de réaliser un bâtiment plus performant tant énergétiquement qu'économiquement. Dans le second cas, il est surtout question d'apporter des améliorations concrètes pour éviter le gaspillage énergétique.

Introduction générale

L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) dont les prérogatives seront détaillées plus loin, s'inscrit dans les orientations fixées aux niveaux internationaux et nationaux en matière d'environnement. Ainsi l'organisation s'est engagée dans une démarche d'efficacité énergétique et a commencé à mettre en place des outils spécifiques dédiés à l'éco-responsabilité et au développement durable.

Toujours dans le cadre de la maîtrise de la consommation énergétique, un projet portant sur « l'Audit énergétique et le dimensionnement en énergie solaire Photovoltaïque » a été signé cette année entre l'Algérie Presse Service(APS) et l'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE).

Notre mission, durant ce projet, est d'effectuer dans un premier temps un audit énergétique du bâtiment de l'APS afin d'optimiser sa consommation énergétique et donc de :

- ❖ diminuer l'impact de l'Algérie Presse Service sur l'environnement et respecter ainsi la démarche de développement durable.
- ❖ diminuer les dépenses liées à la consommation d'énergie.

Dans un second temps, nous établirons un dimensionnement en énergie photovoltaïque qui se trouve être une utilité majeure de l'audit énergétique qui préconise des solutions pour diminuer les besoins en énergie du bâtiment et réussir à avoir un taux de charge plus important de l'installation solaire qui sera dimensionnée avec le même montant d'investissement

Dans cette partie, nous devons déterminer la puissance du générateur photovoltaïque à installer.

Afin de pouvoir élaborer une installation photovoltaïque, nous aurons à :

- ❖ choisir une méthode de dimensionnement adéquate pour couvrir les besoins énergétique de l'établissement.
- ❖ identifier les éléments principaux et essentiels à cette installation photovoltaïque.

Dans cette étude, nous prendrons en considération les fluctuations permanentes des conditions météorologiques du site géographique de l'APS.

Notre travail consiste à réaliser une étude énergétique du bâtiment pour déterminer les actions à mettre en place afin de réaliser des économies énergétiques et budgétaires. Nous prévoyons également le dimensionnement en énergie photovoltaïque du bâtiment de l'APS.

1. Présentation de l'APRUE

L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) est un établissement public à caractère industriel et commercial créée par décret présidentiel en 1985, placée sous la tutelle du Ministère de l'Energie et des Mines. Elle a pour mission principale, la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie et ce à travers la promotion de l'efficacité énergétique. Dans le cadre de la loi n° 99- 09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'Energie, l'agence a pour missions [3] :

- ▶ La coordination et l'animation de la politique nationale de maîtrise de l'énergie.
- ▶ La mise en œuvre et le suivi du Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME).
- ▶ La sensibilisation et la diffusion de l'information sur la maîtrise de l'énergie en direction des différentes cibles (grand public, professionnels, milieu scolaire...).
- ▶ Le montage de programmes et de projets sectoriels en partenariat avec les secteurs concernés (Industrie, Bâtiment, Transports, ...).

2. Présentation de l'APS

- **Adresse** : Avenue des frères Bouadou, Bir Mourad Rais, 16 Alger, Algérie.
- **La latitude** : 36°73'80 '' Nord.
- **La longitude** : 3°06'27'' Est.
- **L'altitude** : 102 m.

Algérie Presse Service, est l'agence nationale d'information, elle a été créée le 1er décembre 1961 à Tunis, durant la guerre de libération nationale pour être le porte-drapeau de la Révolution Algérienne sur la scène médiatique mondiale.

À l'indépendance du pays, son siège a été naturellement transféré à Alger. Erigée, le 20 Avril 1991, en EPIC (Entreprise publique à caractère économique et commercial), l'APS exerce sa mission de service public en développant la production d'informations générales et spécialisées à caractère politique, économique, culturel et social notamment pour faire connaître les faits, les actions et les réalisations de l'Algérie [4].

L'APS compte un effectif de près de 460 salariés dont près de 300 journalistes, photographes, techniciens de l'audiovisuel et traducteurs. L'APS couvre à partir de quatre directions régionales (Blida, Ouargla, Constantine et Oran), à travers le territoire national qui coordonnent l'activité de quarante-sept bureaux de wilaya. A l'étranger, l'APS est représentée dans douze capitales. Au niveau de la rédaction centrale, situé en son siège à Alger, les informations sont collectées, traitées, hiérarchisées et diffusées en temps réel par les rédactions en chef principales : nationale, sport, économique, internationale, traduction.



Figure 1 Le siège de l'APS à Alger [3]

Introduction générale

Notre mémoire est partagé en quatre chapitres :

Le premier chapitre introduit le contexte de notre étude, c'est-à-dire une présentation de l'APRUE, de l'APS et la définition de l'audit énergétique, de ses objectifs ainsi que la méthodologie de l'audit énergétique. Ensuite, nous aborderons des notions telles que les perturbations électriques affectant la qualité de l'énergie électrique ainsi que des notions théoriques portant sur l'énergie solaire, l'effet photovoltaïque et les différentes technologies des cellules Photovoltaïques seront présentés. L'influence de la température et de l'éclairage sur le rendement d'un panneau photovoltaïque seront également abordés afin de faciliter la lecture et la compréhension de ce mémoire.

L'économie en termes de coûts étant le souci prépondérant des exploitants est la première approche, objet du deuxième chapitre qui a pour objectif d'essayer de payer moins cher pour une même quantité d'énergie et ce sans avoir à changer profondément les comportements ou les installations.

Dans le troisième chapitre nous présentons d'une manière complète l'état des lieux, analyserons l'étude des consommations de l'énergie électrique que nous avons effectuée et nous détaillerons la campagne de mesure que l'on a réalisé au sein de l'APS dans le but non seulement, d'envisager un gisement d'économie d'énergie mais également d'avoir des possibilités de maîtrise des consommations électriques.

Le quatrième chapitre porte sur la description du dimensionnement photovoltaïque proprement dit, nous détaillerons les concepts physiques de la technologie photovoltaïque. Ainsi, La méthode de dimensionnement, et toutes les étapes permettant d'établir notre dimensionnement seront ainsi détaillées.

Problématique

En Algérie, le secteur du bâtiment a un impact significatif sur la consommation globale en énergie dans le pays, cet impact s'établit à 42% de la consommation finale, d'après une étude menée par l'APRUE. Cette énergie ne peut être économisée que si on identifie au préalable les postes énergivore et les plages horaires où cette énergie est le plus utilisée ou encore son efficacité peut être améliorée, d'où la nécessité de recourir à un audit énergétique

L'Algérie, comme beaucoup de pays développés ou en en voie de développement, est signataire du protocole de KYOTO [5] et a adopté l'audit énergétique comme outil pour atteindre la performance énergétique. Des questions objectives peuvent être posées dans le contexte Algérien pour l'application de l'audit :

- ❖ Quelle est la méthodologie d'audit qui pourrait s'adapter à notre contexte ?
- ❖ Quels seraient les outils qui permettraient de définir les sources de surconsommation du secteur tertiaire ?
- ❖ Quel est le poste le plus énergivore dans un bâtiment tertiaire en Algérie?

Climatisation, éclairage, chauffage ou autre et Quelle en est la cause ?

- ❖ Quelles sont les éventuelles solutions pour économiser de l'énergie, gagner en coût et réduire l'impact environnemental des établissements du secteur tertiaire?

L'audit favorise aussi la mise en place de solutions vertes, exploitant au mieux les énergies renouvelables notamment le solaire, pour ce faire, il est important de répondre à ces trois questions dans la deuxième partie de notre projet:

- ❖ Quelle est la méthode la plus adéquate pour établir un dimensionnement en énergie solaire Photovoltaïque ?
- ❖ Quel est le nombre de panneaux nécessaires pour alimenter un bâtiment du secteur tertiaire en Energie solaire Photovoltaïque ?
- ❖ Comment dimensionner l'intégralité d'une installation solaire photovoltaïque ?

Telles sont les questions auxquelles nous essaierons de répondre durant notre travail.

Chapitre 1 :

Notions

théoriques

Introduction

Dans ce premier chapitre constitue l'aspect théorique de notre mémoire, vu que nous allons y uniquement présenter les généralités et les notions indispensables pour l'appréhension de notre manuscrit. On commencera par le principe de l'audit et sa méthodologie puis un bref rappel du génie électrique et le principe de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

1.1. Définition de l'Audit Energétique

L'audit énergétique est une procédure d'évaluation des bâtiments qui requiert la connaissance de leurs consommations, elle consiste en l'analyse des conditions de fonctionnement d'un bâtiment afin d'établir un diagnostic de sa situation énergétique. Il permet d'identifier les postes les plus gros consommateurs et d'en déduire les améliorations techniquement et économiquement viables. Autrement dit, c'est un examen qui a pour but de parvenir à une utilisation rationnelle de l'énergie, en analysant où, pourquoi, comment, combien et quand on consomme de l'énergie, l'audit fournit des indications permettant de savoir où et comment des mesures d'économie d'énergie, et par conséquent de frais, peuvent être appliquées, où et comment une récupération d'énergie est possible ou une conversion à d'autres sources d'énergie, alternatives ou non [6].

1.2. Objectifs de l'Audit Energétique

Comme cité plus haut, un audit énergétique est une mission qui consiste à analyser les facteurs énergétiques d'un bâtiment et les travaux d'économies possibles, elle vise à [7] :

1. **Connaître l'efficacité énergétique d'un bâtiment** et cela en établissant un état des lieux des consommations énergétiques tenant compte des caractéristiques du bâtiment et de ses usages.
2. **Identifier les défauts énergétiques et expliquer d'éventuels dysfonctionnements.**
3. **Proposer des mesures correctrices tenant compte des diverses caractéristiques liées au bâtiment et à son utilisation** (structure du bâtiment, composition des parois, type d'utilisation, type d'occupants, ...).
4. **Evaluer les investissements et les économies réalisables et établir une grille d'aide à la décision** permettant d'établir un plan d'investissement justifié, à la fois aux niveaux énergétiques, techniques et financiers. Examiner les temps de retour à l'investissement.

1.3. Méthodologie de l'audit

Un diagnostic/audit énergétique consiste à réaliser suivant une méthode rigoureuse et systématique, une étude approfondie de la répartition des consommations d'énergie (éclairage, chauffage, climatisation...) d'un bâtiment. La finalité étant de :

- ❖ Etablir un bilan global des consommations énergétiques
- ❖ Détecter des gisements potentiels d'économie d'énergie

❖ Déterminer les actions et investissements

La méthode présente trois étapes : l'état des lieux, l'analyse des données et les préconisations [8].

1.3.1. L'état des lieux

Cette étape consiste à faire l'évaluation totale du bâtiment.

Il s'agit tout d'abord de déterminer quels types d'énergie sont utilisés (électricité, gaz, fioul, chaleur...) et pour quels usages (chauffage, éclairage, climatisation...).

Ensuite il est important de définir la gestion de ces énergies, les installations consommatrices d'énergie (type d'installation, période d'utilisation...) et d'observer les gestes quotidiens du personnel.

Les caractéristiques physiques du bâtiment sont aussi étudiées, c'est-à-dire le type d'isolation thermique au niveau des murs, du toit, des vitres, du sol et du plafond.

1.3.2. L'analyse des données

Cette partie repose sur l'exploitation et le traitement des données recueillies lors de l'état des lieux : calculs et interprétations de ces dernières pour mettre en évidence les améliorations à envisager.

La partie la plus importante est de réaliser un bilan des consommations et des coûts en énergie.

Le bilan énergétique consiste à faire l'évaluation totale du bâtiment et l'analyse de sa consommation énergétique. Les factures d'énergies de toutes catégories (électricité, gaz...) sont étudiées et compilées. Il est important de convertir toutes les unités de consommation pour uniformiser et comparer les données (en général en kWh/m²/an).

Ce bilan représente la consolidation des consommations de toute forme d'énergie pour une période donnée (mois, année). Il comprend également l'évaluation des valeurs unitaires de consommations, en fonction des unités de superficie du bâtiment, ou autres références (nombre de personnes, nombre de bureaux...).

L'autre aspect de cette étape consiste, par exemple, à comparer les données obtenues avec celles des années précédentes ou celles des autres édifices de même nature afin de déterminer les améliorations à entreprendre. Autrement dit, il s'agira de déterminer la consommation typique (standard) d'un bâtiment en fonction, entre autres, de la nature de son activité.

En plus du bilan des consommations, il est nécessaire de préciser le contexte dans lequel les relevés de consommation sont effectués :

- ❖ caractéristiques d'occupation (heure d'occupation des lieux) et les degrés d'occupation (pourcentage occupé de la superficie).
- ❖ données climatiques (degrés jours).

- ❖ critères de conditionnement de l'air intérieur (température, humidité) et le niveau d'éclairage.

Il est aussi important de déceler les défauts dans les systèmes électroniques, mécaniques ou sur le mode d'exploitation de l'édifice.

1.3.3. Les préconisations

Cette étape découle des précédentes et doit permettre de répondre aux problèmes décelés dans le but de diminuer les consommations d'énergies.

Ces préconisations peuvent se traduire, par exemple, par l'optimisation de la production d'énergie (dans le cas d'un surdimensionnement des installations, ou autre), par la réparation ou le changement de certaines installations défectueuses, provoquant une perte d'énergie. Il peut s'agir également de l'installation des ampoules de basse consommation, de favoriser l'achat de matériel électrique labélisé (ordinateurs, imprimantes, photocopieuses...) équipé de détecteurs de présence, ou alors d'installer des multiprises pour arrêter totalement certains équipements en cas de non utilisation.



Figure 1.1 Etapes du déroulement de l'audit énergétique [9].

1.4. Notions du génie électrique

Toute machine électrique (moteur, transformateur) utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergies : l'énergie active et l'énergie réactive.

- L'énergie active consommée (kWh) résulte de la puissance active P (kW) des récepteurs. Elle se transforme intégralement en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes).
- L'énergie réactive (KVarh) sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateur, moteurs), elle est notamment absorbée par les

systèmes d'éclairage à charges tel que les tubes fluorescent. Elle correspond à la puissance réactive Q (KVar) des récepteurs.

- Le réseau de distribution fournit l'énergie apparente qui correspond à la puissance apparente S mesurée en KVA.

Suivant le système tarifaire de la SONELGAZ, une consommation d'énergie réactive inférieure à 50% de la consommation d'énergie active donne lieu à une bonification, par contre une consommation supérieure à ce seuil entraîne une pénalité **appelée majoration**.

1.4.1. Compensation de l'énergie Réactive

La compensation de l'énergie réactive a pour but l'amélioration du facteur de puissance et le bon fonctionnement des installations qui entraînent une réduction de la facture énergétique. Parmi ses multiples avantages, la suppression des pénalités, la réduction de la puissance souscrite en 'kW', augmentation de la puissance active disponible au secondaire du transformateur mais encore l'amélioration de la durée de vie des équipements électriques.

1.4.1.1. Facteur de puissance

Le facteur de puissance de l'installation est le quotient de la puissance active consommée par l'installation sur la puissance apparente fournie à l'installation :

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \dots \dots \dots (1)$$

P: Puissance active [KW].

S: Puissance apparente [KVA].

Q: Puissance réactive [KVAR].

La valeur du $\cos\varphi$ est compris entre 0 et 1, un facteur de puissance de valeur proche de '1' indique une faible consommation d'énergie réactive et optimise le fonctionnement d'une installation.

Dans une installation bien dimensionnée, la valeur du $\cos\varphi$ est convenable lorsque chaque machine absorbe une puissance active proche de sa puissance nominale. Si la puissance active diminue; il en est de même du $\cos\varphi$, ce qui correspond à une mauvaise utilisation des installations et à un risque de pénalisation tarifaire. En définitive, un facteur de puissance de valeur faible a souvent pour causes de mauvaises conditions d'utilisation du matériel, entre autres :

- Les systèmes d'éclairage à charges (tube fluorescent, lampes au sodium, au mercure, au néon).
- Les transformateurs fortement chargés.
- Tous les systèmes destinés à créer un champ magnétique alternatif ou tournant.

- Les redresseurs réglés par thyristors.

1.4.1.2. Moyens de compensation

Les condensateurs sont les moyens les plus utilisés dans l'industrie pour la compensation de l'énergie réactive et ce parce qu'ils représentent un moyen simple et souple pour l'amélioration du facteur de puissance [31]. La figure ci-dessous illustre le principe de compensation de la puissance réactive Q d'une installation à une valeur plus faible Q^I par la mise en œuvre d'une batterie de condensateurs de puissance Q_c . Dans le même temps, la puissance apparente passe de S à S^I . La puissance réactive de la batterie de condensateurs est donnée par la relation suivante :

$$Q_c = P_a \times (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi^I) \dots \dots \dots (2)$$

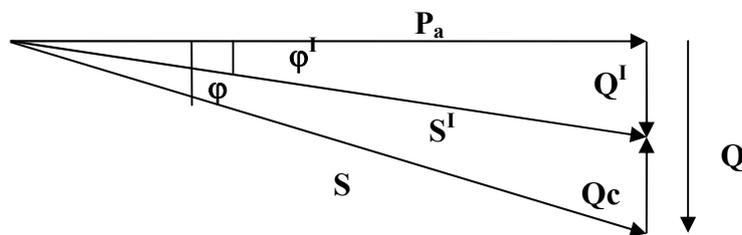


Figure 1.2 Schéma de principe de la compensation.

Avec : Q_c : puissance de la batterie de condensateurs en KVAR.

P_a : puissance active de la charge en KW.

$\operatorname{tg} \varphi$: tangente de l'angle de déphasage de l'installation avant compensation.

$\operatorname{tg} \varphi^I$: tangente de l'angle de déphasage après installation de la batterie de condensateur.

Les condensateurs de puissance sont groupés sous forme de batteries triphasées reliées avec l'appareillage de mise en service et de protection. Ils sont généralement placés en parallèle. Ce sont les moyens de compensation les plus utilisés en industrie car ils ont de nombreux avantages, tel que [10]:

- Une très faible puissance appelée.
- Une meilleure répartition de la compensation de l'énergie réactive au point où elle est absorbée.
- Longue durée de fonctionnement et simplicité d'installation.
- Coût faible.

1.4.1.3. Modes de compensation

La compensation d'une installation peut être réalisée par différents modes (globale, partiel, individuelle) [11].

1- Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine.

- Avantages:**
- Supprime les pénalités.
 - Diminue la puissance apparente.
 - Soulage le poste de transformation.

- Inconvénients:**
- Les pertes par effet Joule (KWh).
 - Le courant réactif est présent dans l'installation.
 - Surdimensionnement des appareils.

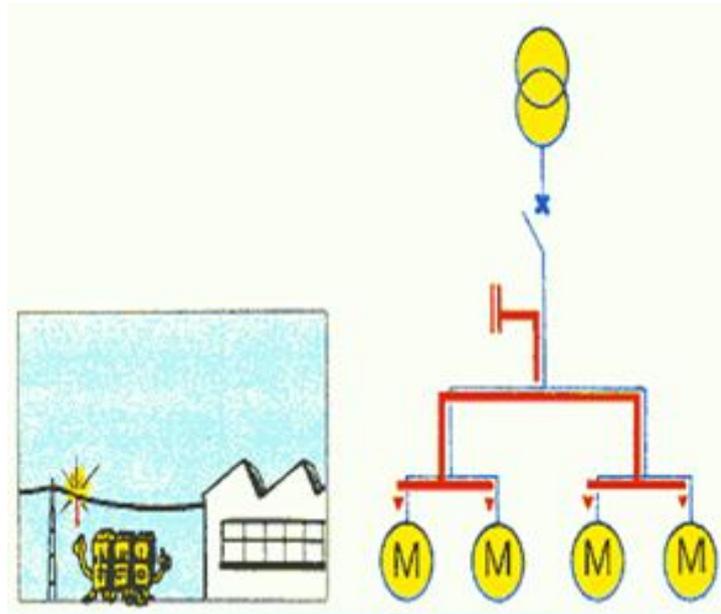


Figure 1.3 Schéma simplifié du mode global.

2- Compensation partielle (sectorielle)

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs. Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier.

- Avantages :**
- Supprime les pénalités.
 - Soulage le poste de transformation.
 - Puissance disponible au secondaire du transformateur.

-Diminution des pertes dans les câbles qui alimentent les ateliers

Inconvénients:-Risque de surcompensation dans le cas où il y aurait une variation importante de la charge.

-Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

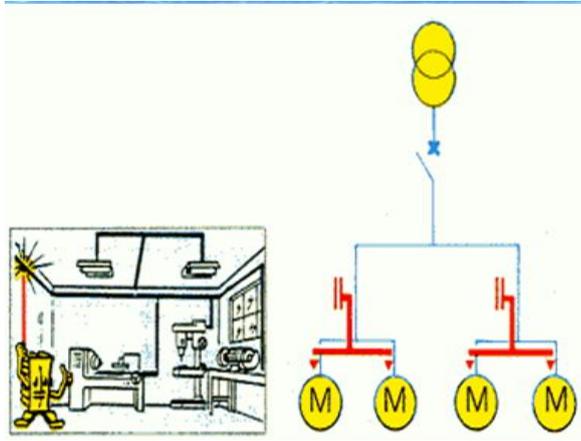


Figure 1.4 Schéma simplifié du mode partiel.

3- Compensation individuelle (local)

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif (notamment les moteurs). La puissance de la batterie représente environ 25% de la puissance en « KW » du moteur. L'énergie réactive est produite à l'endroit même où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins.

Avantages: - Supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.

- Diminue le dimensionnement des câbles et réduit des pertes par effet Joule.
- Soulage le poste de transformation.
- Le courant réactif n'existe pas dans les câbles.

Inconvénients: - Coût élevé.

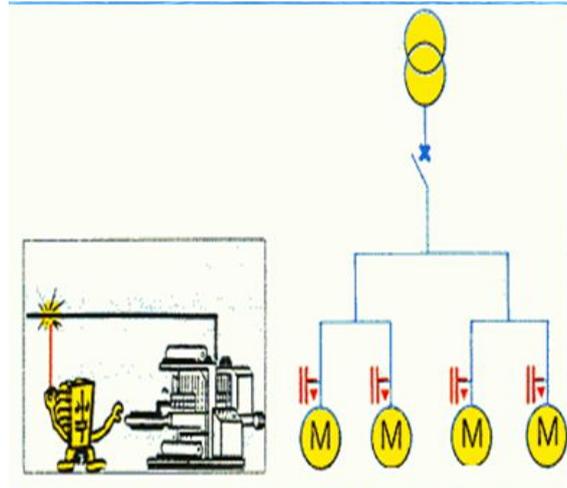


Figure 1.5 Schéma simplifié du mode individuel.

1.4.2. Harmoniques :

Tout signal peut se décomposer en plusieurs composantes non sinusoïdales, une avec la fréquence fondamentale du signal, les autres de fréquences multiples de sa fréquence fondamentale. Les déformations de l'onde de tension des réseaux, dont l'analyse spectrale révèle des fréquences multiples de la fréquence fondamentale f_0 sont appelés distorsions harmoniques. Les distorsions harmoniques sont souvent la résultante de perturbations issues d'appareils distincts et transmises par le réseau[9].

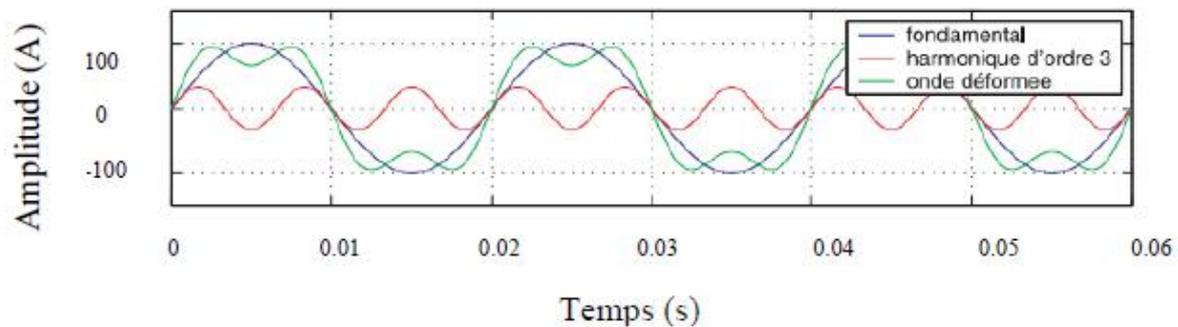


Figure 1.6 Illustration des harmoniques (harmonique d'ordre 3, fondamental et l'onde déformée)

Rang de l'harmonique :

Le rang d'une harmonique est défini comme :

$$n = \frac{f_n}{f_0}$$

Où f_n et f_0 désignent la fréquence de l'harmonique et la fréquence fondamentale respectivement, n est le rang de l'harmonique.

Taux individuel d'harmonique :

Il donne une mesure de l'importance de chaque harmonique par rapport au fondamental. Le taux individuel est donné par :

$$D_n = \frac{f_n}{f_0} * 100\%$$

Où D_n est le taux d'harmonique individuel, et est donné en pourcent.

Taux de distorsion harmonique :

Le terme THD correspond à Total Harmonic Distortion (taux de distorsion harmonique global). Le taux de distorsion harmonique est une notion très utilisée pour définir l'importance du contenu harmonique d'un signal alternatif.

Pour un signal y , le taux de distorsion harmonique THD est défini par la formule :

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} y_n^2}}{y_1}$$

Où y_1 est l'harmonique fondamental.

Selon la norme sur les harmoniques, « n » peut être généralement limité à 50. Le taux de distorsion harmonique est habituellement exprimé en pourcentage.

THD en courant :

Lorsqu'il s'agit d'harmoniques de courant, l'expression devient :

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1}$$

THD en tension :

Lorsqu'il s'agit d'harmoniques en tension, l'expression devient :

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1}$$

Relation entre facteur de puissance et THD :

Quand la tension est sinusoïdale ou pratiquement sinusoïdale, la puissance P a pour valeur :

$$P \approx P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1$$

D'où :

$$FP = \frac{P}{S} \approx \frac{U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1}{U_1 \cdot I_{rms}}$$

$$\frac{I_1}{I_{rms}} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

$$FP \approx \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$$

1.4.2.1. Les différents générateurs de grandeurs électriques harmoniques :

Les charges non-linéaires sont la principale cause des harmoniques. Les tensions/courants harmoniques sont produits en majorités par les charges domestiques et industrielles qui provoquent la plus grande proportion des courants harmoniques avec des niveaux de distorsion relativement élevés.

Actuellement, les équipements à base d'interrupteurs constituent la principale source de ces harmoniques. Ces appareils sont assimilables à des générateurs de courants harmoniques: appareils d'éclairage fluorescent, variateurs de vitesse, redresseurs, téléviseurs, ordinateurs, etc [10].

Les convertisseurs statiques sur les réseaux triphasés :

On cite parmi les générateurs de courants harmoniques les ponts redresseurs et les convertisseurs statiques (diodes et thyristors). Ainsi, avec le pont de Graetz, le courant continu parfait débité, impose un courant alternatif non sinusoïdal, composé de créneaux lorsque la charge est fortement inductive, ou de pointes lorsque le pont de diodes est suivi d'un condensateur.

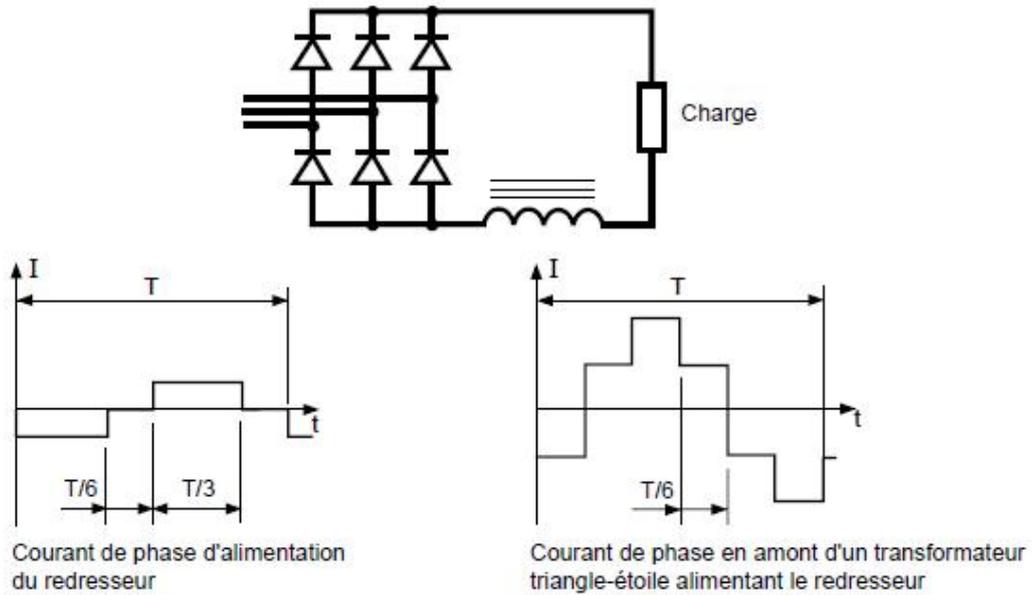


Figure 1.7 courant alternatif en amont d'un redresseur en pont de Graetz débitant un courant continu parfait sur charge très inductive

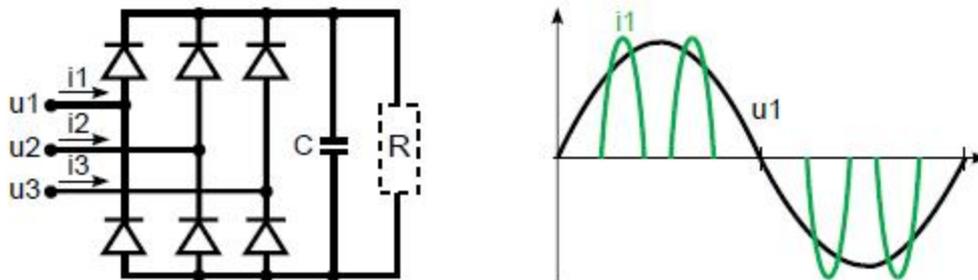


Figure 1.8 courant alternatif en amont d'un redresseur en pont de Graetz suivi d'un condensateur.

Malgré leur forme différente, les deux courants ont les mêmes composantes harmoniques caractéristiques

Eclairage :

L'éclairage, par lampes à décharge et tubes fluorescents, est générateur de courants harmoniques. Le taux individuel d'harmonique 3 peut même dépasser 100 % pour certaines lampes fluo-compactes modernes.

1.4.2.2. Effets des harmoniques :

Les effets nuisibles des harmoniques sur les appareils sont instantanés ou à long terme.

Effets instantanés :

Ces effets concernent les défauts, les mauvais fonctionnements ou la diminution des performances subis par des dispositifs, dus au déplacement du passage par zéro de l'onde de

tension. Les dispositifs de régulation, les appareils électroniques et les calculateurs y sont particulièrement sensibles.

De grandes amplitudes harmoniques peuvent provoquer un mauvais fonctionnement des récepteurs de télécommande centralisée et des relais de protection.

Effets à long terme :

Les effets à long terme sont essentiellement de nature thermique. Les pertes supplémentaires et les sur échauffements qui apparaissent dans les condensateurs, les machines tournantes, et les transformateurs peuvent diminuer la durée de vie de ces appareils et parfois même les endommager.

Le tableau suivant résume l'effet des harmoniques sur les principaux appareils :

Matériels	Les effets
Machines synchrones	Echauffements supplémentaires particulièrement dans les amortisseurs
Transformateurs	Pertes supplémentaires, risque de saturation en présence d'harmoniques pairs
Câbles	Pertes ohmiques et diélectriques supplémentaires
Ordinateurs	Troubles fonctionnels
Electronique industrielle, pont redresseurs	Troubles liés à la forme d'onde
Régulateurs volt-métriques de transformateurs	Mesure de tension faussée
Relais de télécommande	Déclenchement intempestif
Compteur d'énergie à induction	Dégradation de la classe de précision

Tableau 1.1 effet des harmoniques sur les principaux appareils

La plupart des effets gênants des harmoniques sont dus aux harmoniques de tension, mais les courants harmoniques peuvent également provoquer des effets directs on citera par exemple :

- **Effets sur les transformateurs**

Augmentation des pertes par courants de Foucault qui augmentent en fonction du carré du rang des harmoniques [14].

- Déclenchement intempestif des courts-circuits
- Surcharge des condensateurs utilisés pour l'amélioration du facteur de puissance

1.4.2.3. Normes concernant les harmoniques :

Les émissions harmoniques sont soumises à différentes normes et règlements :

- normes de compatibilité adaptées aux réseaux,
- normes d'émission applicables aux produits générateurs d'harmoniques,
- recommandations des distributeurs d'énergie applicables aux installations.

Afin d'atténuer rapidement les effets de la pollution harmonique, un triple dispositif normatif et réglementaire est actuellement en vigueur, et se retrouve dans les éléments suivants :

Normes de compatibilité entre réseaux électriques et produits

Ces normes donnent des directives pour la compatibilité entre les réseaux électriques et les produits :

- les harmoniques générés par un appareil ne doivent pas perturber le réseau au-delà de niveaux spécifiés ;
- chaque appareil doit pouvoir fonctionner normalement en présence des perturbations égales aux niveaux spécifiés par les normes :
 - CEI 61000-2-2 pour les réseaux publics à basse tension,
 - CEI 61000-2-4 pour les installations industrielles à basse tension et moyenne tension.

Normes d'appareillage

- CEI 61000-3-2 ou EN 61000-3-2 pour les appareils basse tension raccordés au réseau public absorbant un courant inférieur ou égal à 16 A.
- CEI 61000-3-12 ou EN 61000-3-12 pour les appareils absorbant un courant supérieur à 16 A et inférieur ou égal à 75 A.

1.4.2.4. Valeurs maximales d'harmoniques acceptables

Des études internationales ont permis de rassembler des données dont l'analyse conduit à une estimation de valeurs typiques d'harmoniques pouvant être rencontrées dans les réseaux de fourniture d'énergie.

Le tableau suivant montre les niveaux qu'il est souhaitable ne pas dépasser en suivant les normes :

- Niveaux de compatibilité CEI 61000-2-2 pour les sources BT
- Niveaux de planification CEI 61000.3.6 pour les sources MT et HT :

Harmoniques impairs non multiples de 3				Harmoniques impairs multiples de 3				Harmoniques pairs			
Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT
5	6	5	2	3	5	4	2	2	2	1,6	1,5
7	5	4	2	9	1,5	1,2	1	4	1	1	1
11	3,5	3	1,5	15	0,3	0,3	0,3	6	0,5	0,5	0,5
13	3	2,5	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,4	0,4
17	2	1,6	1	> 21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,4	0,4
19	1,5	1,2	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,2	0,7					> 12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,2	0,7								
> 25	0,2 + 1,3x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)								

Tableau 1.2 Valeurs maximales des taux d'harmoniques acceptables [15].

Normes de qualité des réseaux

La norme EN 50160 précise les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics basse tension et moyenne tension. D'autre part, IEEE 519 est une approche conjointe entre le distributeur d'énergie et le client pour limiter l'impact des charges non-linéaires. Par ailleurs, les distributeurs d'énergie encouragent les actions de prévention afin de réduire les dégradations de la qualité de l'électricité, les échauffements et les altérations du facteur de puissance. Ils réfléchissent de plus en plus à la possibilité de taxer les clients pollueurs.

1.4.2.5. Solutions contre les harmoniques :

Le filtrage est l'une des mesures les plus utilisées permettant la réduction des courants harmoniques :

Filtre passif

Cette solution est recommandée pour les installations industrielles présentant :

- Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).
- Un besoin de compensation d'énergie réactive.
- Une nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.
- Une nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Cette solution se présente comme un circuit LC accordé sur chaque fréquence d'harmonique à filtrer, est placé en parallèle sur le générateur d'harmoniques.

Ce circuit de dérivation absorbe les harmoniques et évite que ceux-ci ne circulent dans l'alimentation. En général, le filtre passif est accordé sur un rang d'harmonique proche de l'harmonique à éliminer.

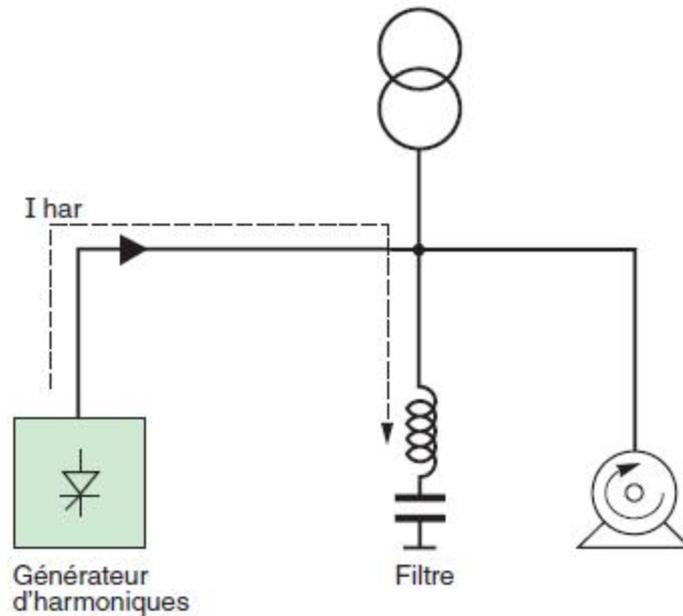


Figure 1.9 Principe de fonctionnement d'un filtre passif [15].

I_{har} : Courant harmonique

Filtre actif (ou compensateur actif)

Ce filtre est préconisé pour :

- Une Installation tertiaire avec générateurs d'harmoniques de puissance totale inférieure à 200kVA (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions,...).
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Ce sont des systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge non-linéaire, visant à compenser soit les tensions harmoniques, soit les courants harmoniques générés par la charge. La ci- après donne un exemple de filtre actif parallèle compensant le courant harmonique ($I_{har} = -I_{act}$). Le filtre actif réinjecte en opposition de phase les harmoniques présents sur l'alimentation de la charge, de telle sorte que le courant de ligne i_s soit sinusoïdal.

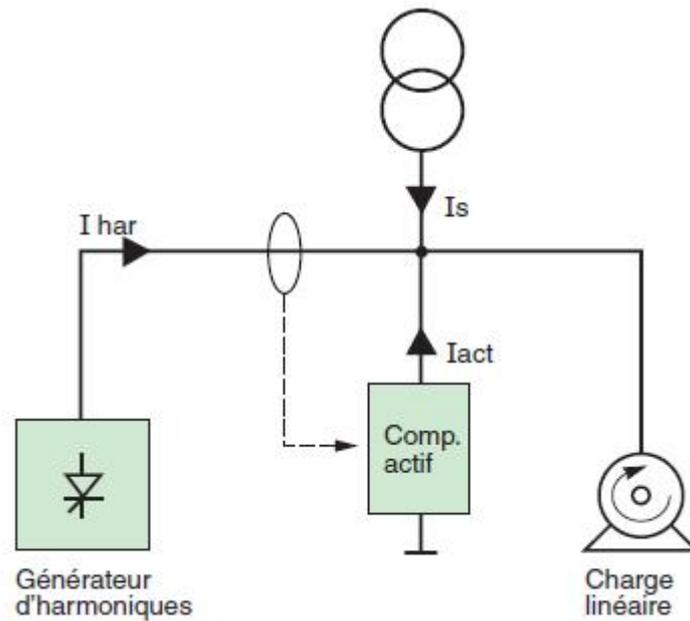


Figure 1.9 Principe de fonctionnement d'un filtre actif [15]

i_s : Courant sinusoïdale de ligne

I_{har} : Courant harmonique

I_{act} : Courant de compensation actif

Filtre hybride

Applications typiques :

- Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).
- Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Les deux types de dispositifs précédemment présentés peuvent être associés au sein d'un même équipement et constituer un filtre hybride. Cette nouvelle solution de filtrage permet de cumuler les avantages des solutions existantes et de couvrir un large domaine de puissance et de performances.

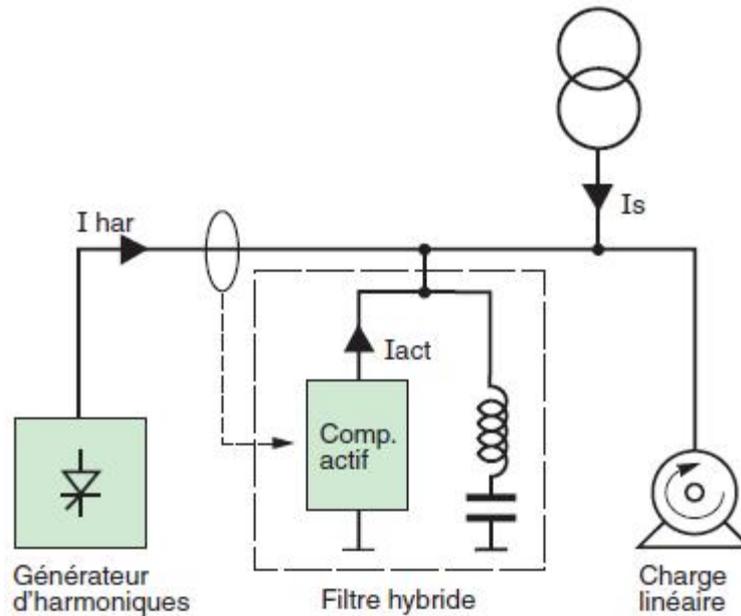


Figure 1.10 Principe d'utilisation d'un filtre hybride [15]

i_s : Courant sinusoïdale de ligne

I_{har} : Courant harmonique

I_{act} : Courant de compensation actif

Il est alors aisé de constater que les harmoniques I_5 et I_7 ont les amplitudes les plus grandes, et qu'ils peuvent être supprimés par l'utilisation du pont dodécaphasé ($p = 12$).

Les courants harmoniques de plusieurs convertisseurs se combinent vectoriellement, au niveau du jeu de barres commun d'alimentation. Ce qui permet, avec deux ponts hexaphasés à diodes ayant des charges égales, d'atténuer les courants harmoniques de rang 5 et 7, si les deux transformateurs d'alimentation ont des couplages judicieusement choisis

1.5. Notions de base sur le photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par l'ensemble de cellules dites photovoltaïques basées sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Celui-ci consiste à créer une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière (une énergie suffisante). La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules photovoltaïques série/parallèle donne lieu à un module photovoltaïque.

1.5.1. Potentiel solaire

Malgré la grande distance qui le sépare de la terre, le soleil lui fournit une énergie importante. Cette énergie est dispersée puisque la durée d'ensoleillement varie d'une région à une autre de la terre. Cette énergie change aussi selon les saisons et les caractéristiques climatiques du site. Le rayonnement solaire change en outre suivant les conditions météorologiques du moment (nébulosité, poussière, humidité...) et la position du soleil dans le ciel [13].

On appelle **ensoleillement** ou rayonnement la puissance du rayonnement solaire reçue par une unité de surface : Ensoleillement moyen annuel. Il s'exprime en Watt par mètre carré [W/m^2].

On appelle **irradiation** l'énergie reçue pendant un intervalle de temps. Si cet intervalle de temps est le jour, elle s'exprime en Wattheure par mètre carré par jour [$Wh/m^2/j$].

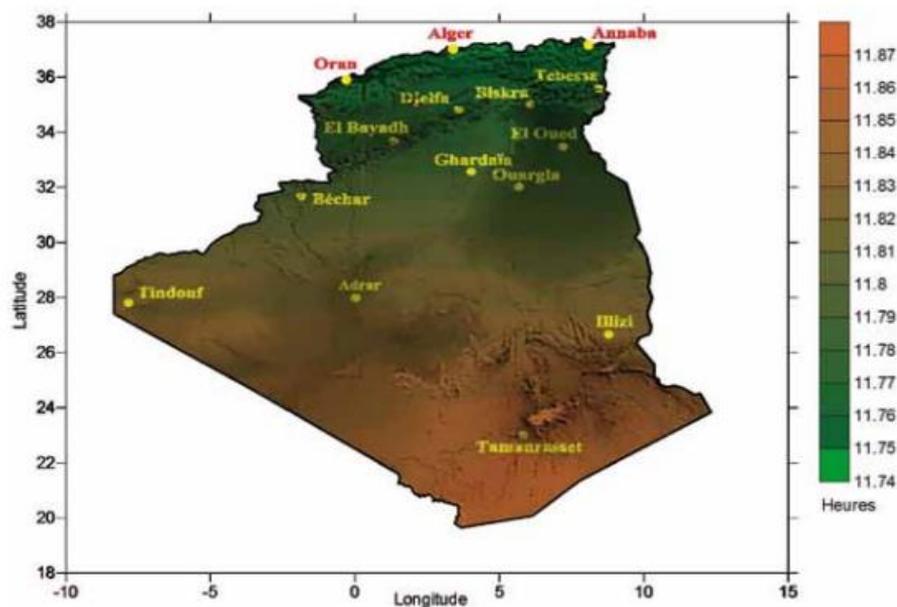


Figure 1.12 Carte préliminaire de l'ensoleillement de l'Algérie [17].

1.5.2. Le principe de l'effet Photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse (photons) des rayons solaires en électricité, par le biais du déplacement de charges électriques dans un matériau semi-conducteur (le silicium).

Lorsque les photons heurtent une surface mince de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique [18].

Le matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p.

Les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement.

Il se crée donc entre elles un champ électrique.

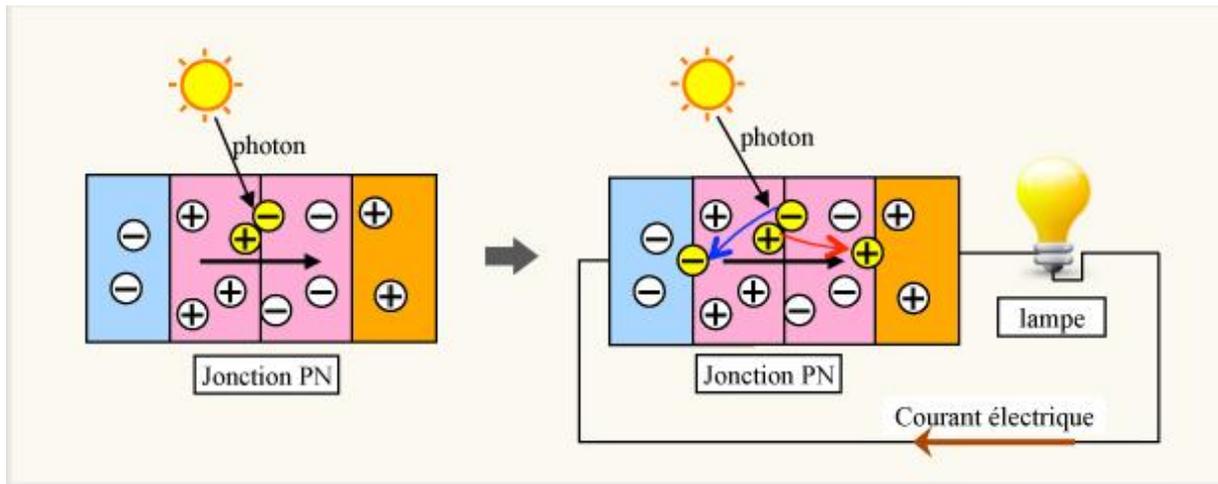


Figure 1.13 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [19].

1.5.3. Cellule Photovoltaïque

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées [20]:

- D'une fine couche semi-conductrice tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.

Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

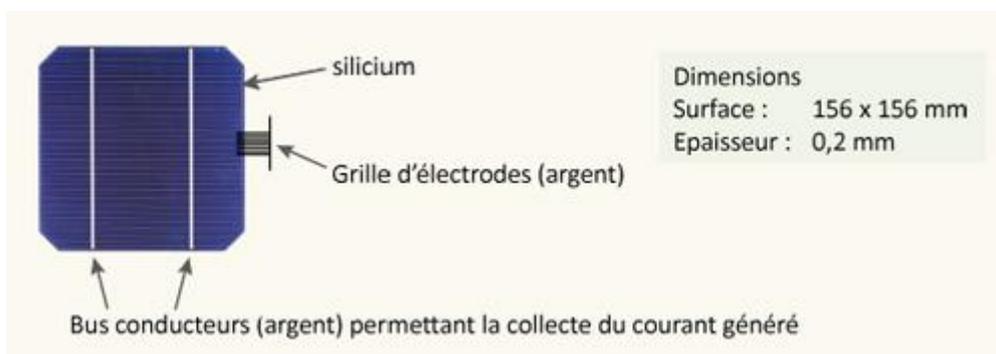


Figure 1.14 Cellule photovoltaïque [21].

1.5.4. Les filières technologiques d'une cellule photovoltaïque

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication.

Cette filière comporte trois technologies: le silicium monocristallin et le silicium Polycristallin, le silicium amorphe [22].

1.5.4.1. Silicium Monocristallin

Le rendement du silicium monocristallin est plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles [23]. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium Polycristallin.

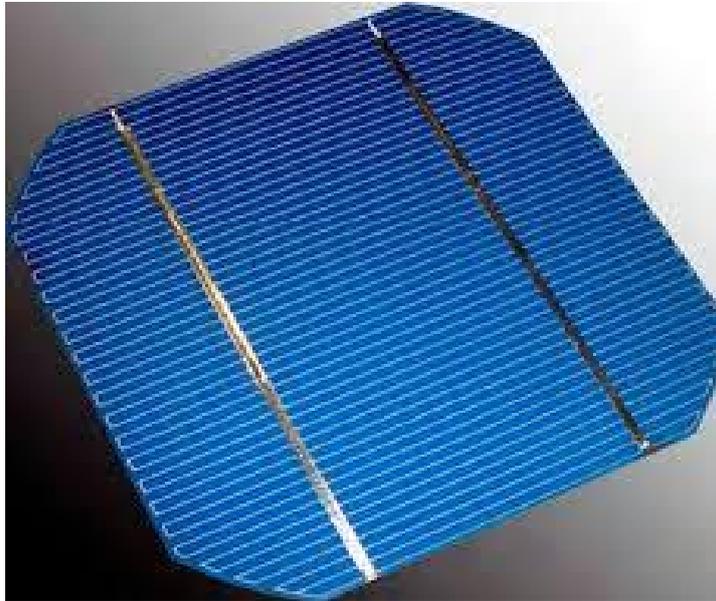


Figure 1.15 Cellule monocristalline [24]

1.5.4.2. Silicium Polycristallin

Son rendement est légèrement inférieur à celui du silicium monocristallin, il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants [23]. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.



Figure 1.16 Cellule Polycristalline [25]

1.5.4.3. Silicium Amorphe

Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, son rendement ne dépasse pas les 6%. Cependant, il fonctionne sous très faible éclairciment et son coût de production est le plus bas [23].

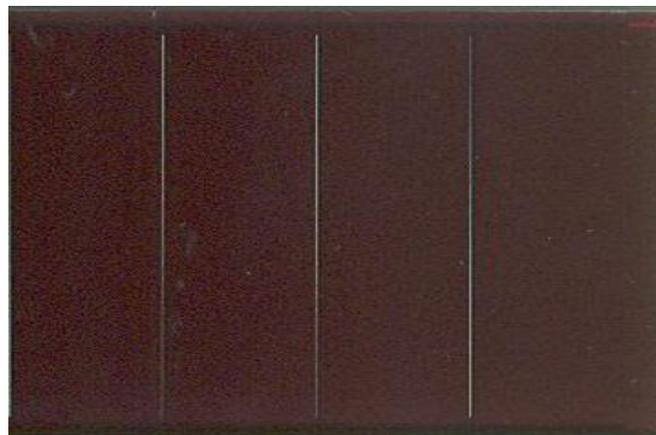


Figure 1.17 Cellule Amorphe [25]

1.5.5. De la cellule au champ Photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module. Les connexions en série de N_s cellules augmentent la tension pour un même courant.

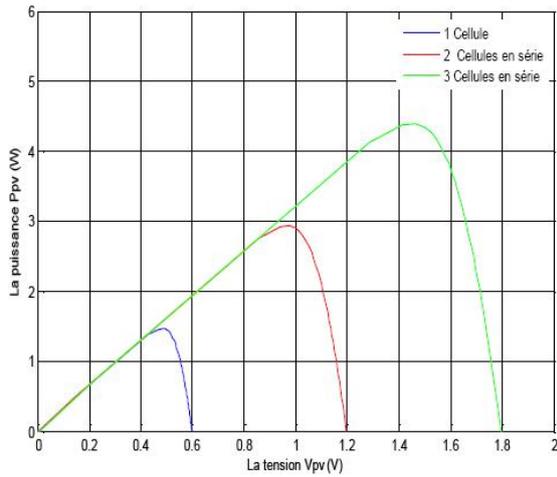


Figure 1.18Caractéristiques P-V des cellules Photovoltaïque raccordées en série.

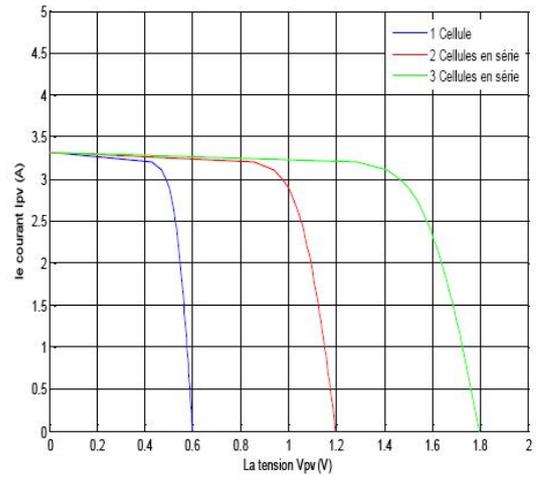


Figure 1.19Caractéristiques I-V des cellules Photovoltaïque en série.

Tandis que la mise en parallèle de N_p cellules accroît le courant en conservant la tension.

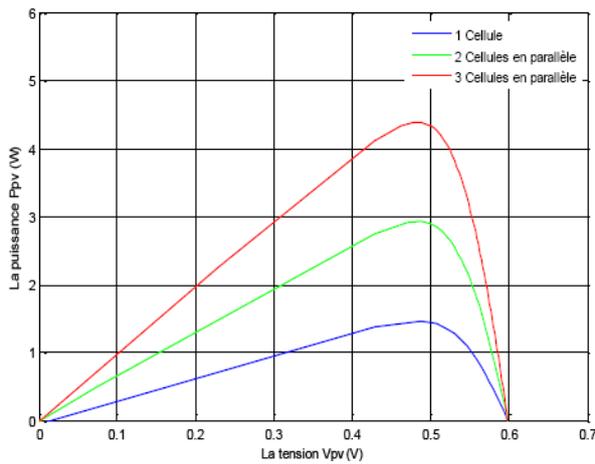


Figure 1.20Caractéristiques P-V des cellules Photovoltaïque raccordées en parallèle.

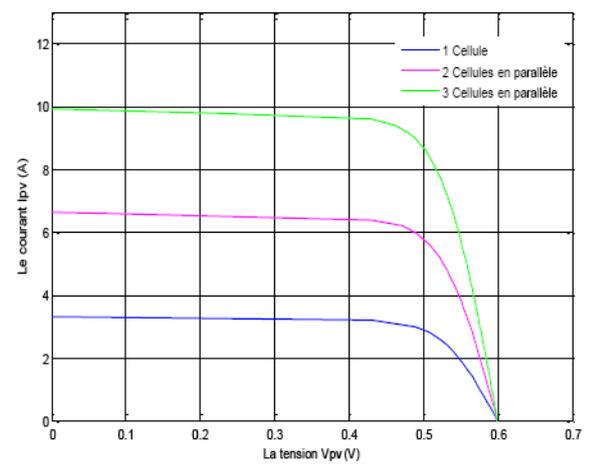


Figure 1.21Caractéristiques I-V des cellules Photovoltaïque raccordées en parallèle.

Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le module photovoltaïque qui fournit un courant I_{pv} sous une tension V_{pv} , Avec :

$$\begin{cases} I_{pv} = N_s * I_{pv}' \\ V_{pv} = N_p * V_{pv}' \end{cases}$$

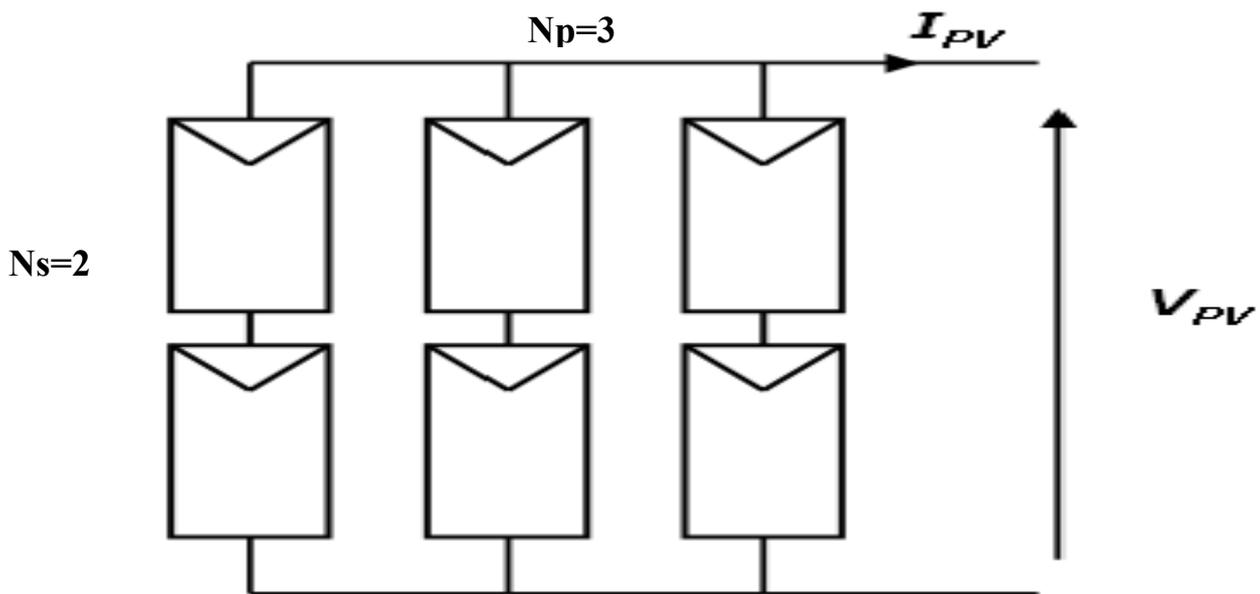


Figure 1.22 Ensemble de cellules composé d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série.

Pour résumer, le panneau photovoltaïque se compose de cellules photovoltaïques interconnectées en série et/ou en parallèle.

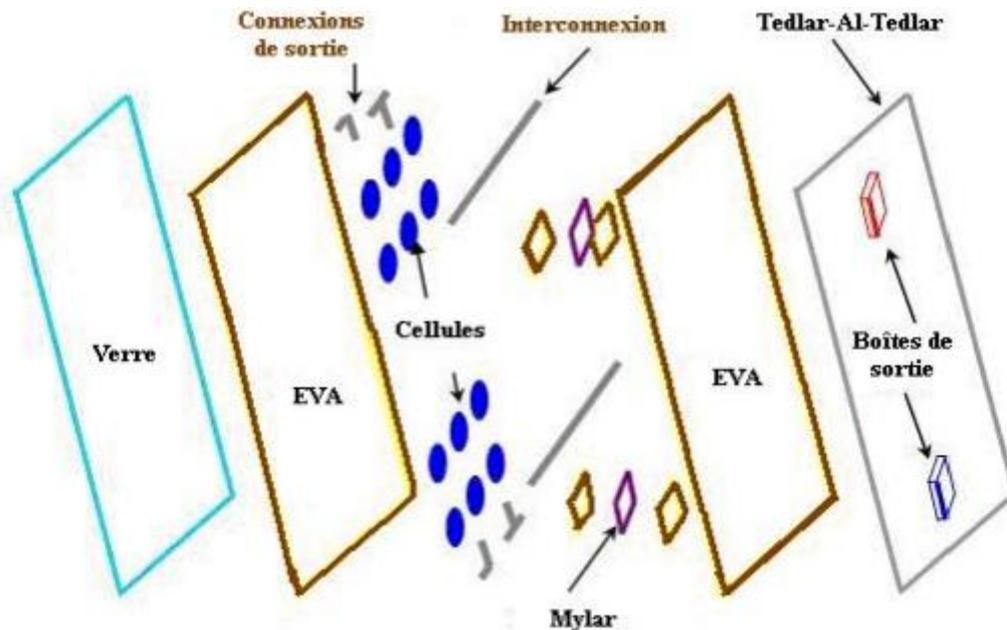


Figure 1.23 Constitution d'un module photovoltaïque de type 'mono-verre' [27]

Le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands et donc de produire la puissance requise.

Ces panneaux sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec une orientation et un angle d'inclinaison spécifique.

1.5.6. Caractéristiques d'un module Photovoltaïque [28]

La figure ci-dessous représente la caractéristique $I=f(V)$, $P=g(V)$: Courbe représentant le courant I et la puissance P débitée par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

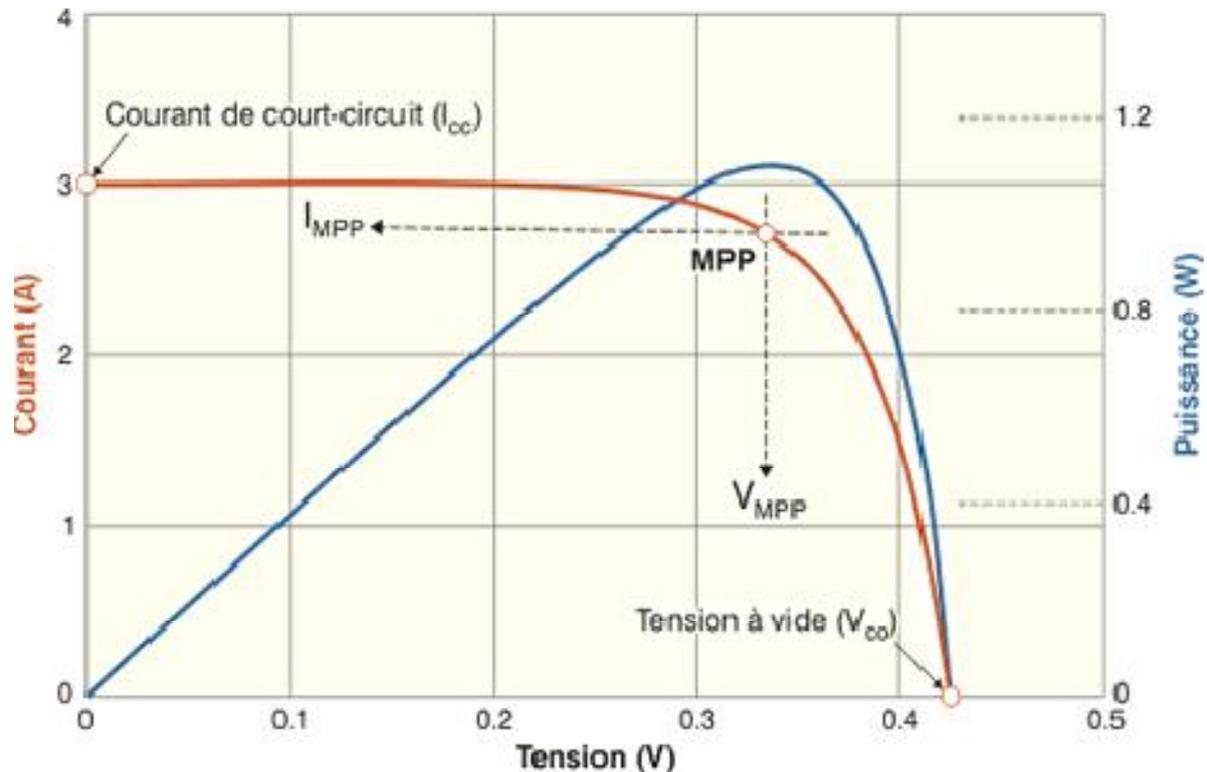


Figure 1.24 la caractéristique ($I=f(V)$), ($P=g(V)$).

- La puissance de crête, P_c : Puissance électrique maximale que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2).
- Tension à vide, V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- Courant de court-circuit, I_{cc} : C'est la plus grande valeur du courant générée par une cellule pour une tension nulle ($V_{pv}=0$).
- Courant de puissance maximale (Courant optimal), I_{mpp} .
- Tension au point de puissance maximal (Tension optimale), V_{mpp} .
- Point de puissance maximale : est le point M (V_{mpp} , I_{mpp}) lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil :

$$P_{max} = V_{mpp} \times I_{mpp} \dots \dots \dots (1)$$

- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{A_{pv} \times G} \dots \dots \dots (2)$$

Où :

G : l'irradiation qui représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface (W/m²).

A_{pv} : Surface effective des cellules.

- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule :

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{co} \times I_{cc}} \dots \dots \dots (3)$$

1.5.7. Influence de l'irradiation

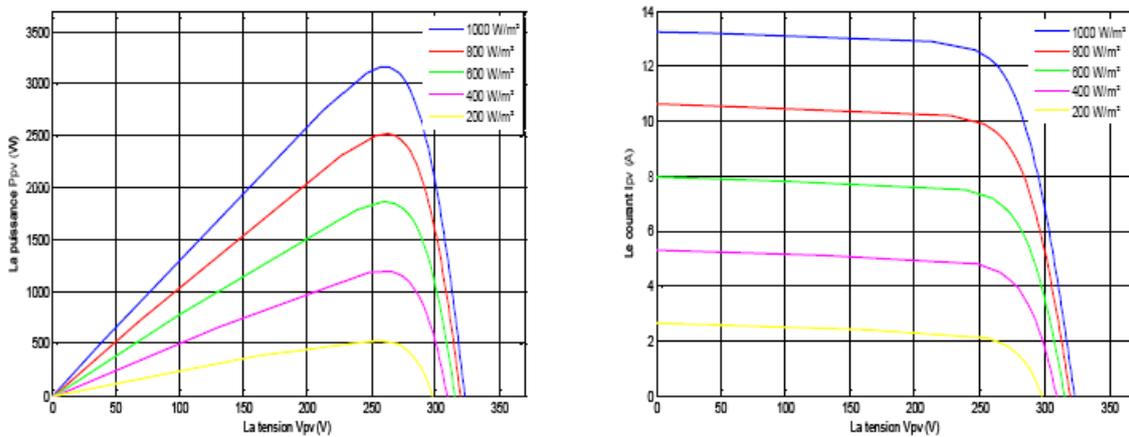


Figure 1.25Caractéristique courant –tension et puissance –tension d’un module photovoltaïque pour différents niveaux d’irradiation (G=200, 400, 600, 800, 1000 W/m²) et T_c=25 °C [29].

Les caractéristiques présentées sur la figure précédente montrent bien la variation du courant du module photovoltaïque ainsi que de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d’éclairément. On peut remarquer aussi sur le graphe, l’existence de valeurs maximales sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points de puissances maximales lorsque l’irradiation varie pour une température donnée. On peut voir que le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l’irradiation. De même, la tension de circuit ouvert V_{co} (à vide) varie très peu.

1.5.8. Influence de la Température

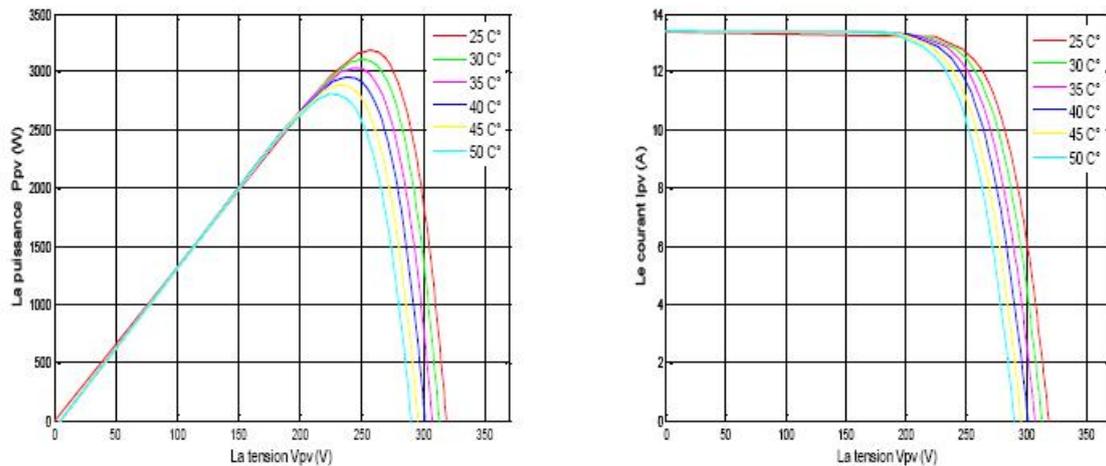


Figure 1.26 Caractéristique puissance –tension et courant –tension d’un module photovoltaïque pour une variation de température ($T_c=25, 30, 35, 40, 45, 50^\circ\text{C}$) et $G = 1000\text{W/m}^2$ [29].

D’après les caractéristiques ($I_{pv}=f(V_{pv})$) et ($P_{pv}=f(V_{pv})$) données par les figures ci-dessus, on constate que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue.

Lors du dimensionnement d’une installation, les variations de la température et de l’irradiation du site doivent impérativement être prises en compte.

1.5.9. Les avantages et les inconvénients de la technologie photovoltaïque

1.5.9.1. Les avantages [30]:

- ✓ L’énergie solaire est maîtrisable et adaptable aux situations de toutes les régions.
- ✓ Le photovoltaïque est une technologie sûre et sans risque. En général, les panneaux photovoltaïques sont garantis 25 ans (et peuvent fonctionner 40 ans quasiment sans diminuer leur rendement).
- ✓ L’investissement et le rendement sont prévisibles à long terme.
- ✓ Ce sont des systèmes simples et rapides à installer qui nécessitent très peu de maintenance (d’où des frais de maintenance relativement faibles).
- ✓ Le solaire photovoltaïque ne comporte aucune pièce en mouvement, la production électrique est réalisée sans combustion, il n’existe donc ni d’usure due aux mouvements, ni d’usure thermique comme pour les chaudières.
- ✓ Cette technologie utilisée dans l’aérospatiale a prouvé sa stabilité et sa fiabilité durant des dizaines d’années. Les systèmes sont conçus pour résister aux intempéries, au rayonnement UV et aux variations de température.

- ✓ Les installations photovoltaïques présentent un bilan énergétique positif. Les modules sont recyclables et la majorité des composants peut être réutilisée ou recyclée.
- ✓ En devenant producteur d'électricité avec une installation photovoltaïque, chacun peut améliorer son écobilan, réduire les émissions de Dioxyde de Carbone et préserver les ressources naturelles.
- ✓ L'extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge
- ✓ Ce système produit de l'électricité sur place, il peut donc être installé là où on en a besoin, sans être raccordé à un quelconque réseau et son extension est facile.
- ✓ La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- ✓ Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple, des installations éoliennes.

1.5.9.2. Les inconvénients [30]

- ✓ La fabrication des panneaux photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- ✓ Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles
- ✓ La production d'électricité ne se fait que le jour alors que la plus forte demande se fait la nuit.
- ✓ Stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont le plus souvent des batteries au plomb.
- ✓ Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour les faibles demandes d'énergies en région isolée.
- ✓ Le photovoltaïque souffre d'une "pénurie" de silicium : l'accroissement de la demande ayant été sous-estimé, la production de cet élément chimique n'arrive pas à couvrir la demande actuelle des industries électroniques et solaires.

Conclusion

Nous avons abordé durant ce chapitre quelques points primordiaux permettant de mieux comprendre le travail que nous aurons à présenter dans les prochains chapitres. Il s'agit notamment de l'audit énergétique, de ses principaux objectifs et de la méthodologie à suivre pour en effectuer. Par ailleurs, la notion de la qualité de l'énergie électrique et l'importance technique et économique que cela implique ont été également abordées. La seconde partie de ce premier chapitre a présenté de manière générale la notion du photovoltaïque, ses avantages et ses inconvénients.

Chapitre 2 :

Analyse tarifaire.

Introduction

Pour permettre aux managers de l'Agence Presse Service (APS) de non seulement bien gérer leur consommation d'énergie électrique mais également d'opter pour les meilleurs tarifs, nous avons effectué une analyse détaillée de leurs factures énergétiques. Le but principal est d'expliciter, la répartition de la consommation de cette énergie et la tarification appliquée à différent moment de la journée.

Le présent chapitre présente nos différentes préconisations permettant la réalisation de gains économiques significatifs sur la consommation électrique de l'APS. En effet, cette dernière est liée à la SONELGAZ par un seul contrat de facturation, en l'occurrence le **tarif 41** et une PMD de **1000 kW**. Afin de bien couvrir toutes les périodes saisonnières, nous nous sommes appuyés sur des factures détaillant l'historique de ces consommations. Un panorama cumulé sur une période de 38 mois, à savoir les trois années 2013, 2014, 2015 et le premier trimestre de l'année 2016.

2.1. Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie active

2.1.1. Evolution de l'énergie active facturée

Comme premier constat résultant de notre analyse couvrant la période citée plus haut, nous avons remarqué que la consommation d'énergie active n'est pas stable comme l'indique la figure ci-dessous. Celle-ci fluctue entre la valeur maximale de 235.876 MWh, enregistrée durant le mois d'Aout 2013, et une valeur minimale de 109.209 MWh pour le mois de Mai 2014. De même pour les coûts de cette énergie, ces derniers varient entre une valeur maximale de 559 119 DA et une valeur minimale de 369 412.71 DA pour les mêmes périodes suscitée.

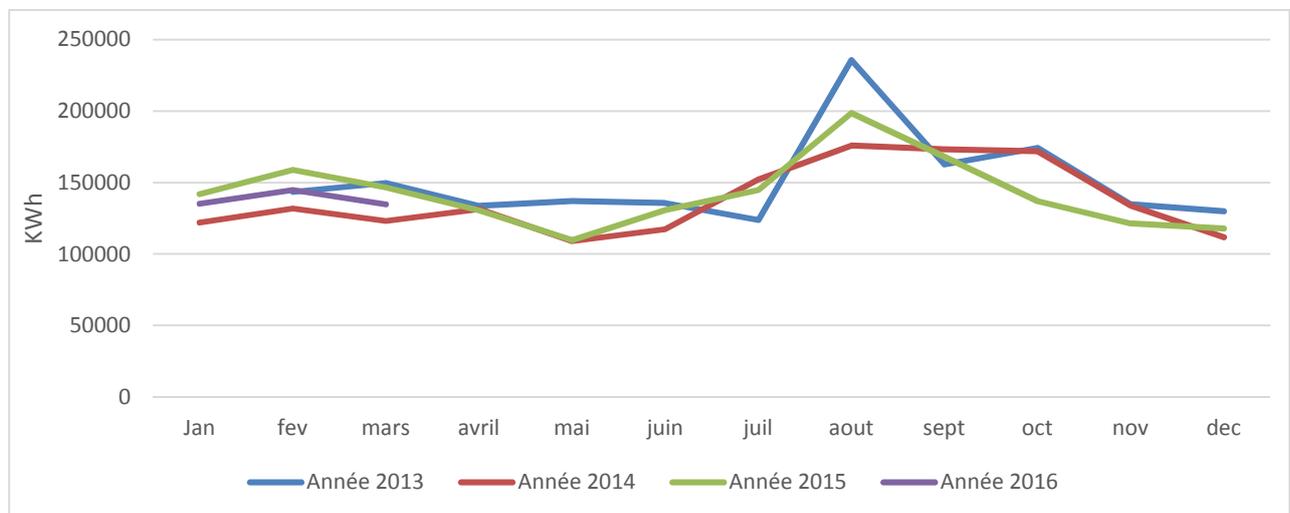


Figure 2.1 Évolution de la consommation de l'énergie active durant les trois années 2013, 2014, 2015 et le premier trimestre de l'année 2016.

L'évolution mensuelle de la consommation d'électricité enregistre des pics de consommation pendant les mois de juin, juillet et août. Par ailleurs, pendant la saison hivernale la consommation électrique accuse une baisse relativement importante par rapport à la demande en été. Ceci s'explique par la hausse des températures estivales et donc par l'utilisation continue et massive des installations de climatisation. Cette hausse de la consommation se traduit naturellement par une augmentation des coûts comme le montre la figure suivante.

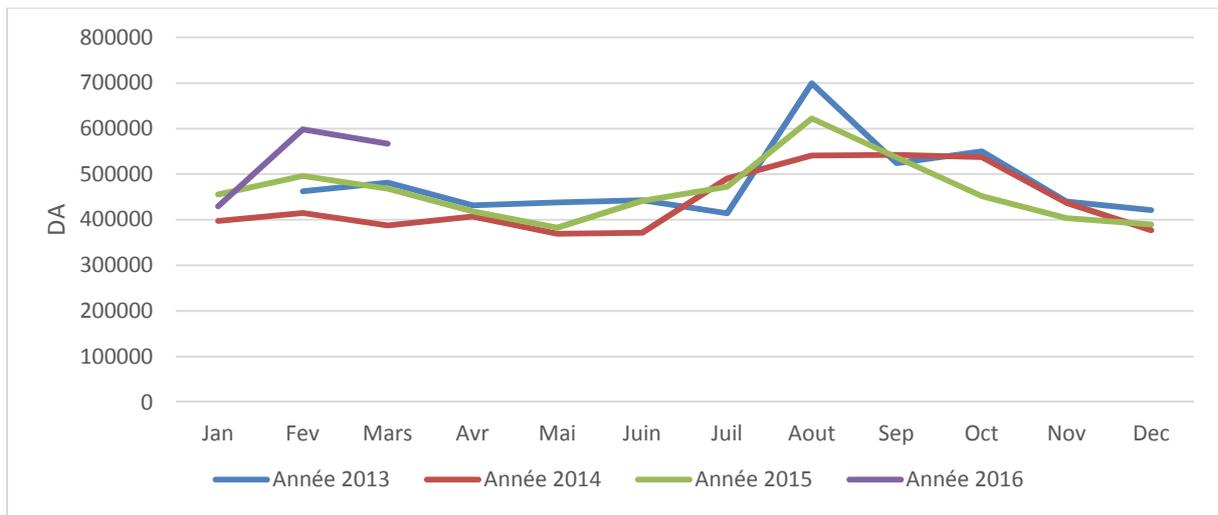


Figure 2.2.Évolution des coûts de l'énergie active durant les trois années 2013,2014, 2015 et du premier trimestre de l'année 2016.

2.1.2. Evolution de l'énergie facturée par postes horaires

L'analyse des consommations et des coûts effectuée suivant les trois tranches horaires, d'après les factures disponibles de 2013, 2014, 2015 et du premier trimestre de 2016, montre que :

- Les consommations d'énergie en période « creuse » atteignent presque 25% de l'énergie totale, ces consommations constituent environ 9% du coût total de l'énergie active.
- Les consommations d'énergie en période «de pointe» représentent environ 17 % de l'énergie totale, ces consommations représentent entre 50% et 52 % du coût total de l'énergie active.
- Les consommations d'énergie en période « pleine » représentent 59% de l'énergie totale, ces consommations constituent entre 39 % et 41 % du coût total de l'énergie active.

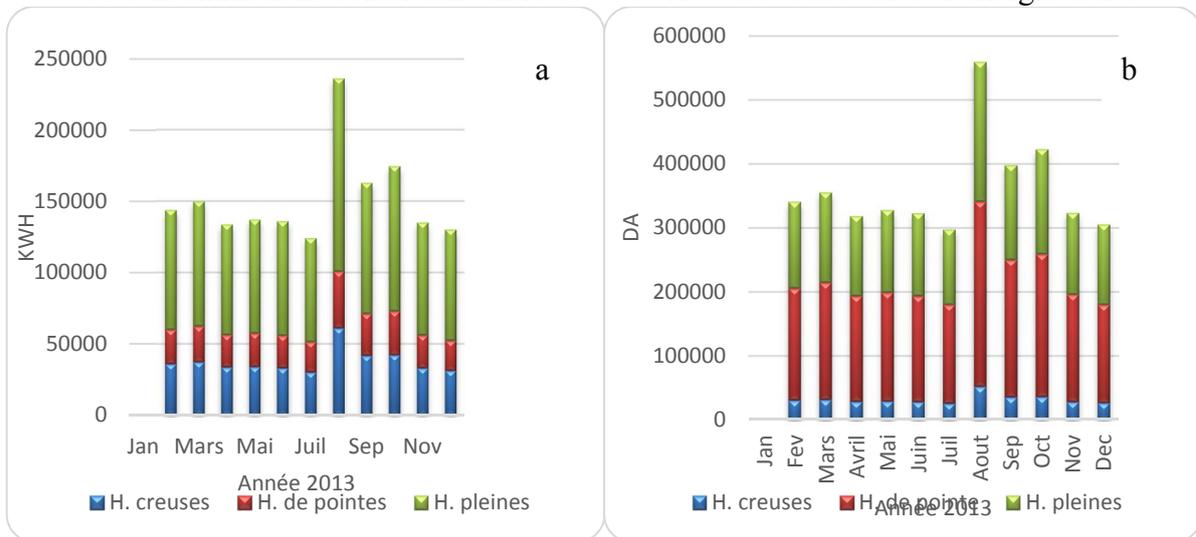




Figure 2.3. Comparaison entre la **consommation** et les **coûts** de l'énergie électrique.

- a et b Année 2013
- c et d Année 2014
- e et f Année 2015
- g et h Année 2016

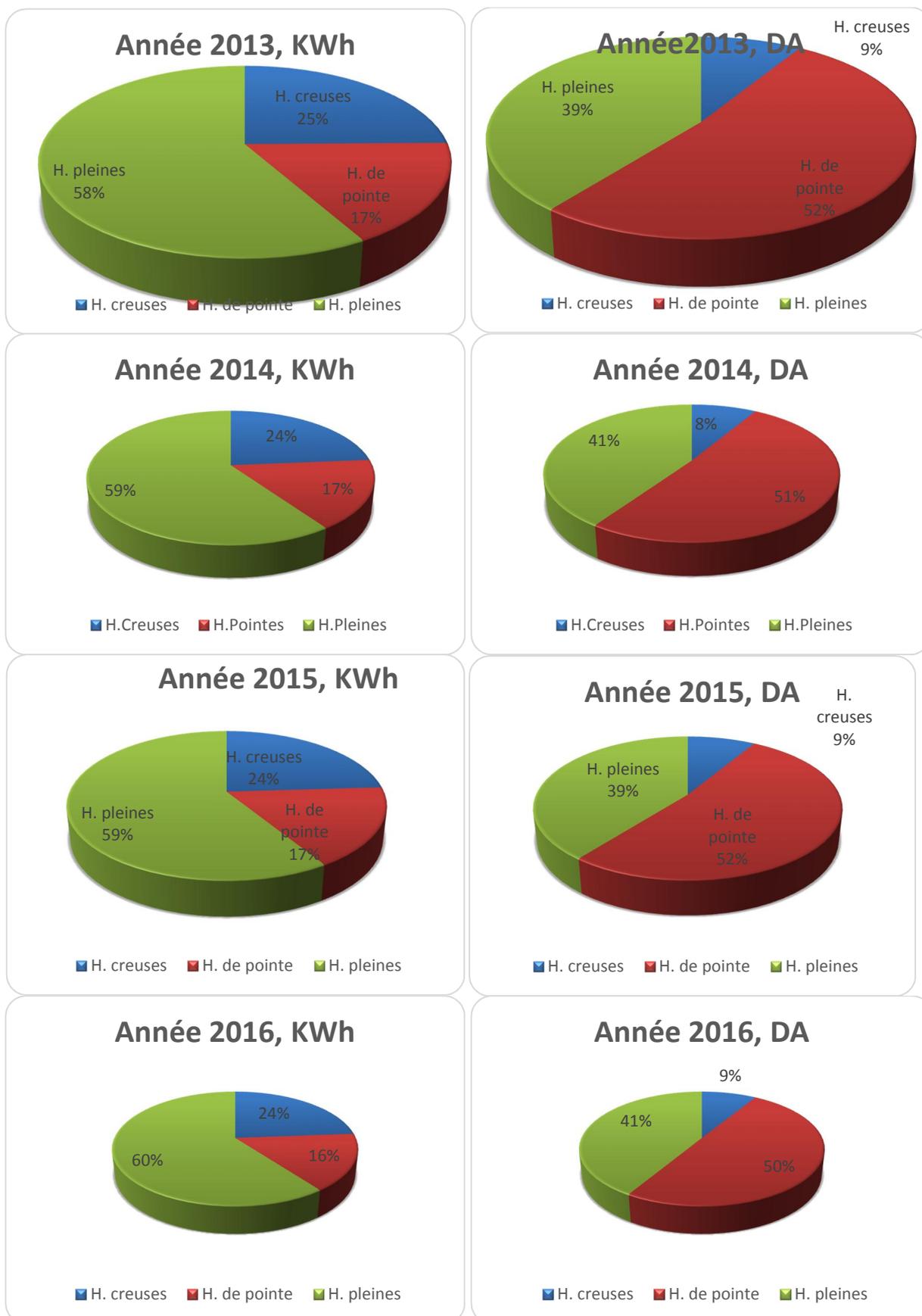
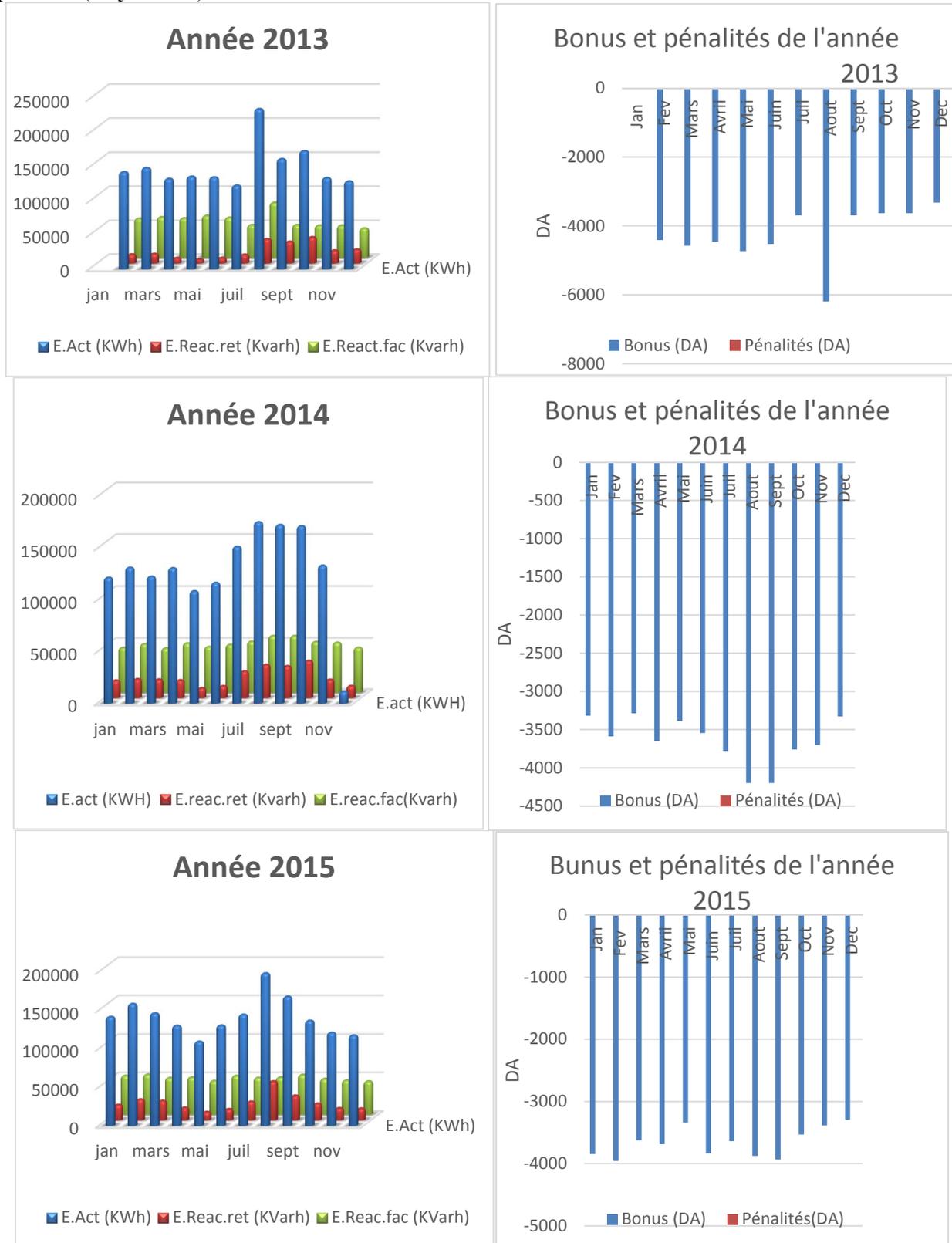


Figure 2.4. La part de la consommation et des coûts selon les postes horaires durant les trois années 2013, 2014, 2015 et le premier trimestre de l'année en cour.

2.2. Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie réactive

L'énergie fournie par la SONELGAZ est accompagnée d'une quantité d'énergie réactive pouvant aller jusqu'au 50% de l'énergie active. L'excédent est facturé à l'abonné selon le tarif en vigueur appliqué. Une consommation d'énergie réactive inférieure au seuil de 50% donne lieu à une bonification (1/5 du coût du KVARh), par contre une consommation supérieure entraîne une pénalité (majoration).



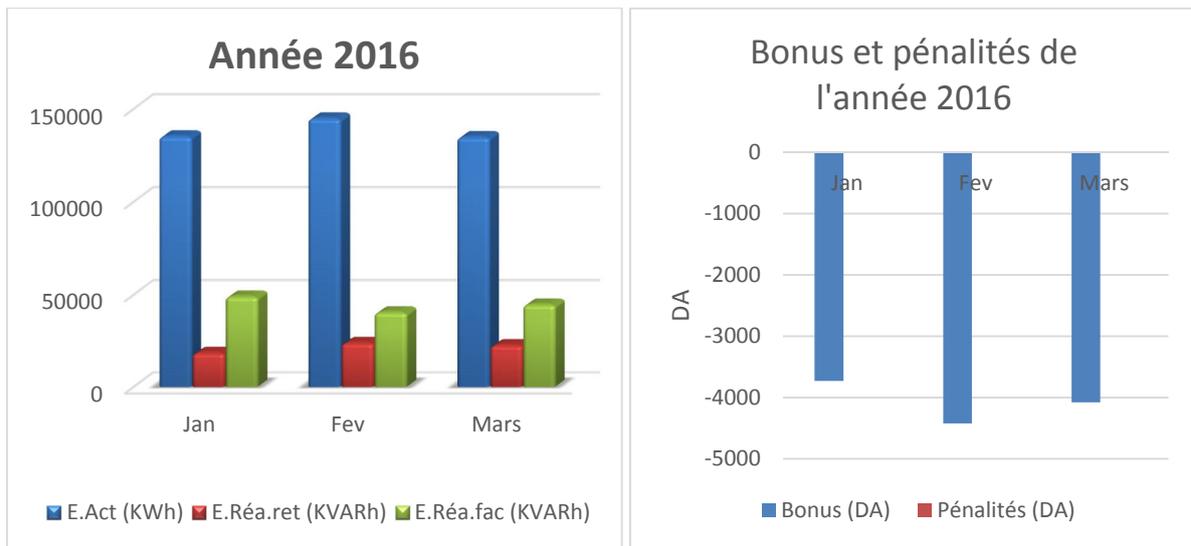


Figure 2.5 : Évolution de l’énergie réactive facturée, de l’énergie réactive retenue et de l’énergie active durant les trois dernières années et le premier trimestre de l’année en cours.

Figure : Evolution des bonifications et des pénalités durant les trois années 2013, 2014, 2015 et les trois premiers mois de 2016.

Nous remarquons l’absence absolue des pénalités sur tous les mois et ceci s’explique par le peu de moteur présents dans les bureaux.

2.3.Choix de la PMD et l’utilisation de La PMA

La puissance mise à disposition (PMD) est la puissance souscrite par l’unité auprès de la SONELGAZ en accord avec l’abonné selon ses besoins, elle sert à répercuter au client l’investissement consenti pour mettre à sa disposition une puissance qu’il peut appeler à tout moment. La PMD doit être choisie convenablement pour éviter les surcoûts de l’électricité car elle représente un seuil de la puissance maximale appelée (PMA) et par conséquent, elle doit être légèrement supérieure à celle-ci. La puissance maximale appelée (PMA) est la puissance maximale enregistrée à des intervalles de 10 minutes pour un mois donné, elle est relevée sur l’indicateur de puissance.

50	80	120	200	320	500	650	800	1000	1500
2000	2500	3000	4000	4500	5000	7500	10000	12500	15000

Tableau 2.1 : Les puissances normalisées de la « PMD » en KW

La PMD est contractée pour des durées d’au moins 5 ans pour les valeurs inférieures à 10 000 KW et de 10 ans pour les valeurs égales ou supérieures à 10 000 KW.

Le client ne peut réviser à la baisse la valeur de la PMD contractée qu’après l’écoulement de ces durées et moyennant des préavis d’un an pour les PMD inférieures à 10 000 kW ou de trois ans pour les PMD supérieurs ou égales à 10 000 kW.

L’augmentation de puissance et la date de mise à disposition demandées par le client sont soumises à l’accord de la SONELGAZ, si cette puissance est disponible, SONELGAZ satisfait immédiatement la demande du client, et si la nouvelle demande nécessite un renforcement du réseau, SONELGAZ la satisfera dans les limites des délais de réalisation de ce renforcement, qui sera à la charge du client. En cas du 1^{er} dépassement observé de la PMD le client est informé officiellement par SONELGAZ, et pour le 2^{ème} dépassement constaté au cours de la période des douze (12) mois qui suit, SONELGAZ se réserve le droit de réajuster à la hausse la PMD à une

nouvelle valeur, quand le réseau le permet et de demander au client de prendre à ses frais les mesures nécessaires pour limiter la puissance appelée à la PMD. La puissance mise à disposition (PMD) souscrite par l'agence presse service auprès de la SONELGAZ est de 1000KW.

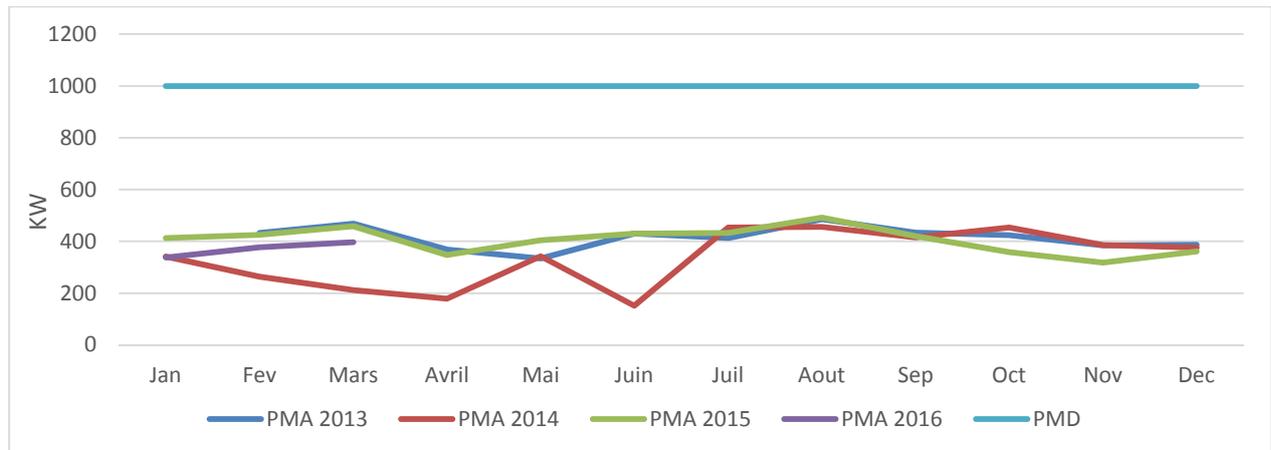


Figure 2.6 : Évolution de la PMA en fonction de la PMD durant les trois dernières années 2013, 2014, 2015 et les trois premiers mois de 2016.

En analysant le graphe représentant l'évolution de la PMA en fonction de la PMD, on constate que la valeur maximale appelée durant ces trois dernières années n'atteint jamais la puissance mise à disposition. On peut s'apercevoir aussi que le pic maximal a été atteint qu'en août 2015 avec 492 KW et le minimum en Juin 2014 pour une valeur de 152 KW. Lorsqu'on parle de puissance souscrite surévaluée on parle aussi d'un surcoût de la facture, et comme le fait est confirmé sur plusieurs années, il convient donc de diminuer cette puissance souscrite. Pour confirmer nos dires, nous avons effectué une simulation numérique qui a révélé la possibilité de réaliser des gains en diminuant la PMD de 1000 à 650 KW valant quasiment **96 801 DA** pour chaque année.

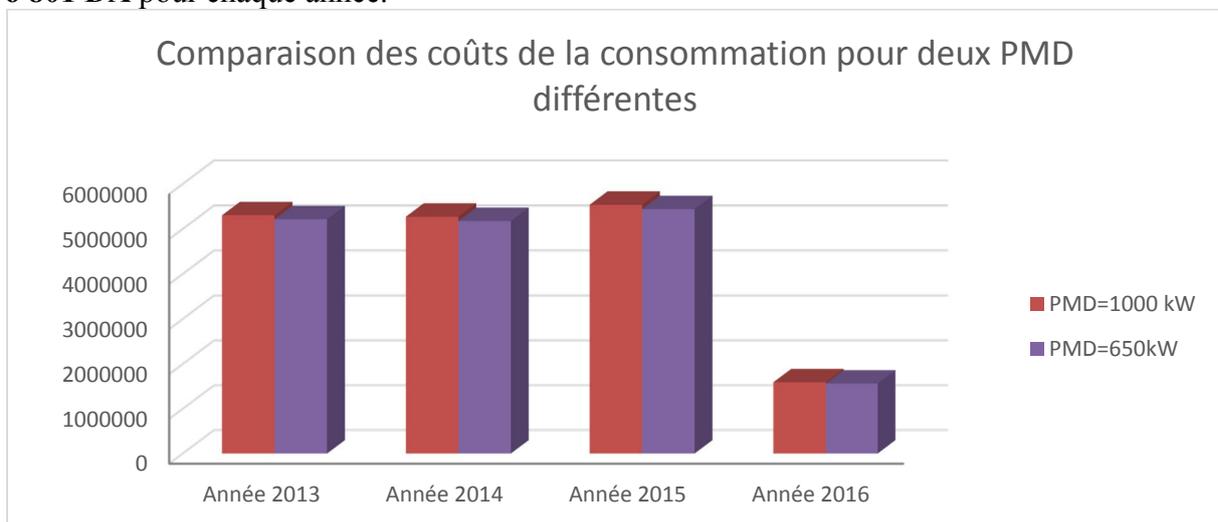


Figure 2.7 Comparaison entre les coûts de l'énergie électrique pour des PMD de 650 et 1000kW

2.4.Choix du tarif

2.4.1. Caractéristique des systèmes tarifaires

Le système tarifaire a pour principal objectif de minimiser les coûts de l'énergie électrique et d'assurer l'efficacité pour l'utilisateur, pour cela le distributeur de l'énergie électrique 'SONELGAZ' s'appuie sur différents paramètres de tarification :

- Différents tarifs et périodes tarifaire
- La PMD (Puissance mise à disposition).

- La PMA (Puissance maximum atteinte).
- L'énergie active et réactive.

L'énergie totale consommée durant le mois est enregistrée par des comptages triphasés, elle est répartie par périodes tarifaire. Pour tenir compte de la diversité de la clientèle, une série de tarif est proposée aux clients de chaque catégorie de tension de livraison. Pour identifier les tarifs, on utilise unecodificationà deux chiffres dont le premier indique la catégorie de la tension de livraison, le second identifie le tarif à l'intérieur de la série, comme le montre le tableau ci-dessous.

Série 30	Client HT (60-90-220 kV)	31	32
Série 40	Client MT (5.5-10-30 kV)	41	42 43 44
Série 50	Client BT (220-380 V)	51	52 53 54

Tableau 2.2 : Présentation des tarifs électrique

2.4.2. Les tarifs de la moyenne tension (MT)

Étant donné que l'APS est un abonné de moyenne tension, nous nous focalisons sur la série 40 :

Tarif 41	H. creuses	(22 ^h 30 à 06 ^h 00)
	H. de pointe	(17 ^h 00 à 21 ^h 00)
	H. pleines	(06 ^h 00 à 17 ^h 00) et (21 ^h 00 à 22 ^h 30)
Tarif 42	Heures de pointe	(17 ^h 00 à 21 ^h 00)
	Heures hors pointe	(21 ^h 00 à 17 ^h 00)
Tarif 43	Nuit	(22 ^h 30 à 06 ^h 00)
	Jour	(06 ^h 00 à 22 ^h 30)
Tarif 44	Poste unique	(24h/24 ^h)

Tableau 2.3 : Caractéristique des tarifs électriques

2.3.Répartition de la consommation de l'énergie active

L'APS est abonnée au tarif 41 qui est recommandé aux clients importants ayant une forte consommation d'électricité durant les heures pleines et les heures creuses [34]. Le prix de l'énergie active dépend de la période de sa consommation. En effet, pour le tarif 41, l'électricité en heures de pointes coûte plus de 4.5 fois plus chère qu'en heures pleines et 8.5 fois plus chère qu'en heures creuses. Les prix unitaires de l'énergie électrique et de ses paramètres ont connu une hausse de 20% et ce depuis février 2016 pour la région de 'Bir Mourad Raïs', on peut l'observer sur la figure et les deux tableaux ci-dessous.

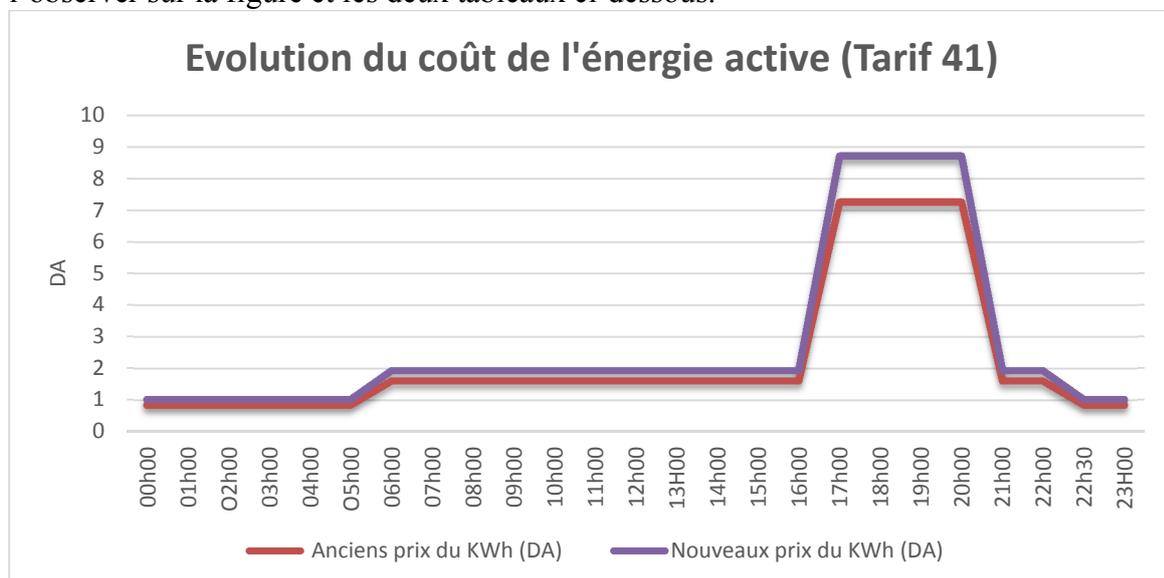


Figure 2.8 : Évolution du coût de l'énergie active 'Tarif 41' selon les postes horaires, anciens et nouveaux prix.

Code tarif	Redevance fixe DA/Mois	Prix de la puissance DA/KW/Mois		Prix de l'énergie active cDA/KWh						Prix de l'énergie réactive cDA/kVarh
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Plein	Nuit	Hors Pointe	Jour	Poste Unique	
41	32 227,79	21,54	96,79	726,68	161,47	85,33	-	-	-	25,84
42	429,71	32,25	150,48	726,68	-	-	150,53	-	-	25,84
43	429,71	32,25	128,80	-	-	85,33	-	356,92	-	25,84
44	429,71	32,25	150,48	-	-	-	-	-	313,02	25,84

Tableau 2.4 : Tableau tarifs à partir du 1er décembre 2005-2015

Code tarif	Redevance fixe DA/Mois	Prix de la puissance DA/KW/Mois		Prix de l'énergie active cDA/KWh						Prix de l'énergie réactive cDA/kVarh
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Plein	Nuit	Hors Pointe	Jour	Poste Unique	
41	38 673,35	25,85	116,15	872,02	193,76	102,40	-	-	-	45,53
42	515,65	38,70	180,58	726,68	-	-	180,64	-	-	45,53
43	515,65	38,70	154,56	-	-	102,40	-	428,30	-	45,53
44	515,65	38,70	180,58	-	-	-	-	-	375,62	45,53

Tableau 2.5 : Tableau tarifs à partir du 1er Février 2016

2.4.Comparaison entre les tarifs de la moyenne tension

Un tarif mal adapté entraîne un surcoût du kWh consommé, ou même un surcoût de la prime fixe. Pour cette raison, nous devons déterminer avec précision le tarif qui correspond le mieux à la consommation du bâtiment qui constitue notre étude. Ainsi, nous avons effectué une comparaison entre les quatre tarifs de la série 40 à savoir, le tarif actuel 41 et les tarifs 42, 43 et 44. La figure ci-dessous traduit les résultats obtenus.

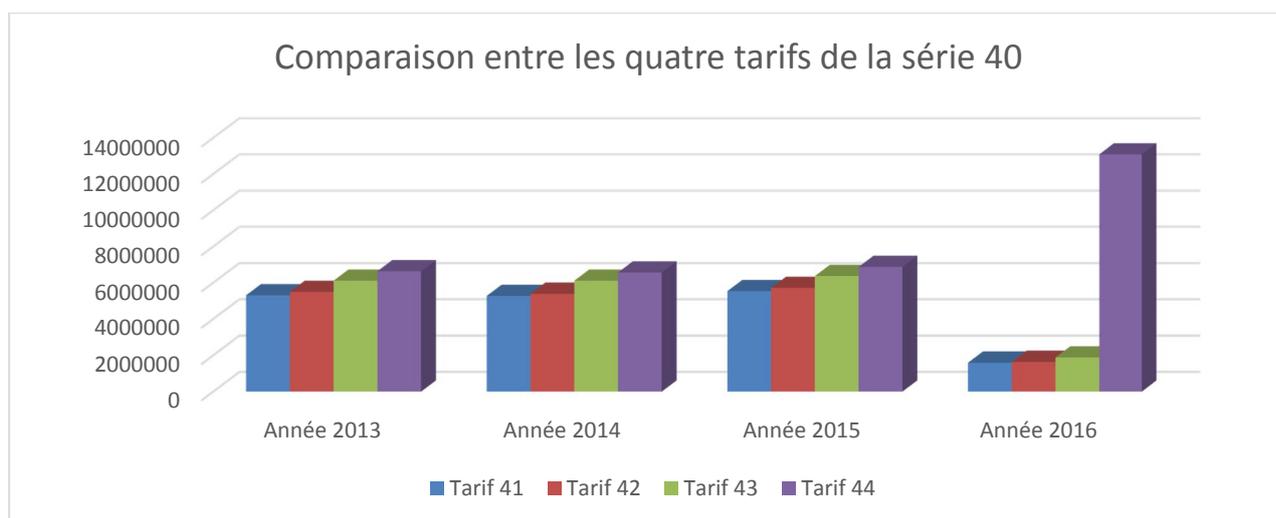


Figure 2.9: Comparaison entre les tarifs 41, 42, 43 et 44 pour les quatre années 2013, 2014, 2015 et 2016.

D'après notre simulation numérique et cette figure, on constate que le tarif 41 est bel et bien le tarif le plus adéquat pour la consommation de notre bâtiment et que les managers de l'Agence Presse Service ont effectivement fait le bon choix.

Conclusion

Dans ce chapitre nous nous sommes intéressés à la tarification de l'énergie électrique, entre celles qu'offre la SONALGAZ et celle qui correspond le mieux aux besoins de l'APS. Nous avons montré qu'un mauvais choix de la tarification entraîne des coûts économiques supplémentaires non négligeables, ce choix doit donc être arrêté de manière très scrupuleuse. Nos simulations numériques ont permis d'affirmer le choix fait par l'APS, le tarif 41 étant effectivement le mieux adapté. Notre étude a également montré que des économies peuvent être réalisées sur la facture énergétique de l'APS en réduisant la puissance maximale appelée.

Chapitre 3 :

Compagne de

mesures

Introduction :

L'optimisation des économies d'énergie suppose de faire les bons choix à plusieurs niveaux. C'est pourquoi une bonne connaissance des consommations réelles et des paramètres de marche des équipements consommateurs dans un régime de fonctionnement normal de l'entreprise est indispensable. Pour ce faire, une campagne de mesures électriques a été menée le **19 et le 20 Avril 2016** au sein de l'APS.

Ce chapitre présentera de manière exhaustive, le réseau électrique du bâtiment et les résultats de la campagne de mesure, l'interprétation et l'analyse de l'ensemble de ces résultats dans le but de proposer à la fin des solutions à d'éventuelles anomalies.

1. Analyse de la Consommation d'Énergie Électrique de l'APS

1.1. Alimentation et réseau électrique de distribution

La puissance totale installée est de **922.5 kW** assurée par deux transformateurs de puissance apparente **630 kVA** et de **10 kV/ 400V**, chacun débitant sur deux disjoncteurs de **1250 A**. L'agence presse service est alimentée par deux lignes aériennes de moyenne tension valant chacune **10kV** et arrivent de deux postes différents. La première ligne vient directement à partir du poste de '**Bouloughine**' et la deuxième ligne d'**El Hamma**'.

L'agence presse service est abonnée au fournisseur d'énergie électrique SONELGAZ avec un contrat d'abonnement au **tarif 41**, la puissance appelée par cet établissement est de **1000 kW**, elle est délivrée par les deux transformateurs. La moyenne tension 400 V est acheminée vers quatre départs : l'éclairage et les prises du bâtiment 'A', la climatisation du bâtiment A, l'éclairage et les prises des trois bâtiments 'B, C et D' et la climatisation de ces trois bâtiments.

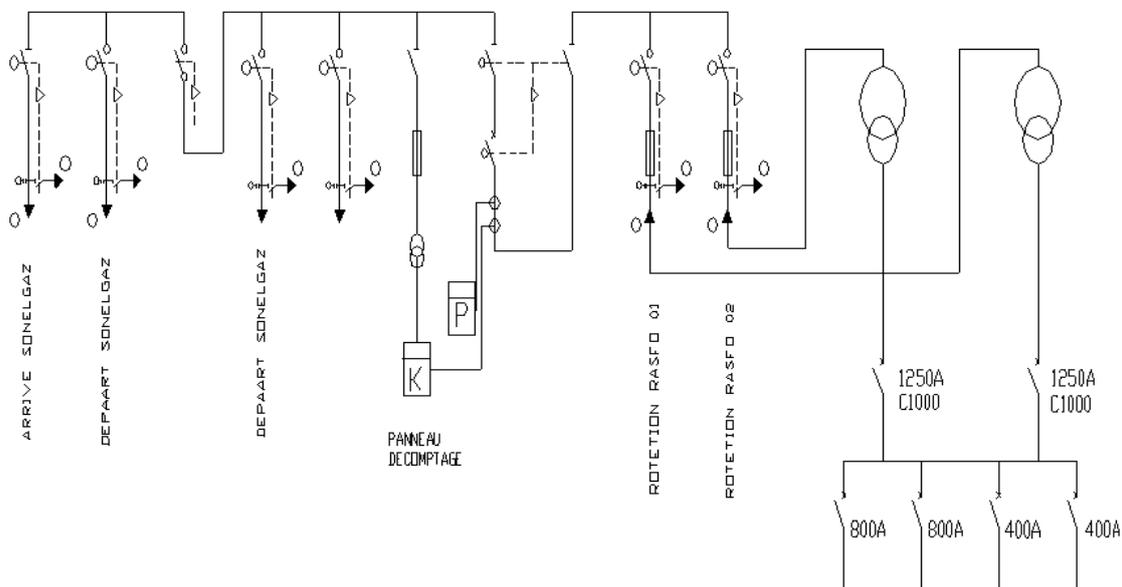


Figure 3.1 Schéma synoptique de l'Agence Presse Service

1.2. Poste de livraison

C'est à ce poste que l'électricité arrive et est distribuée vers l'ensemble des équipements de l'APS. Il contient deux transformateurs, des sectionneurs de terre à chaque phase du transformateur et des dispositifs de protections (disjoncteurs) pour chaque transformateur.

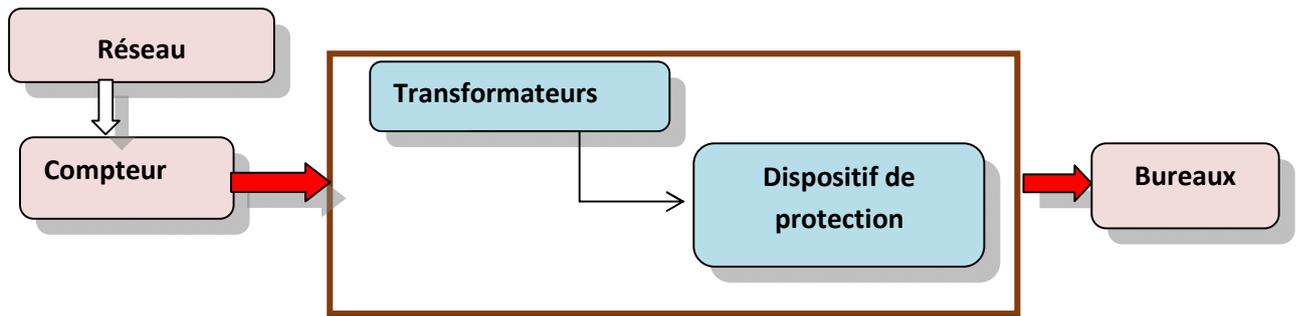


Figure 3.2 Représentation schématique du poste de livraison

1.3. Les caractéristiques du compteur électronique.

Chacun des deux transformateurs de puissance MT/BT a une puissance de 630 kVA donc le compteur électrique est installé en aval des deux transformateurs, comme illustré sur le schéma ci-après :

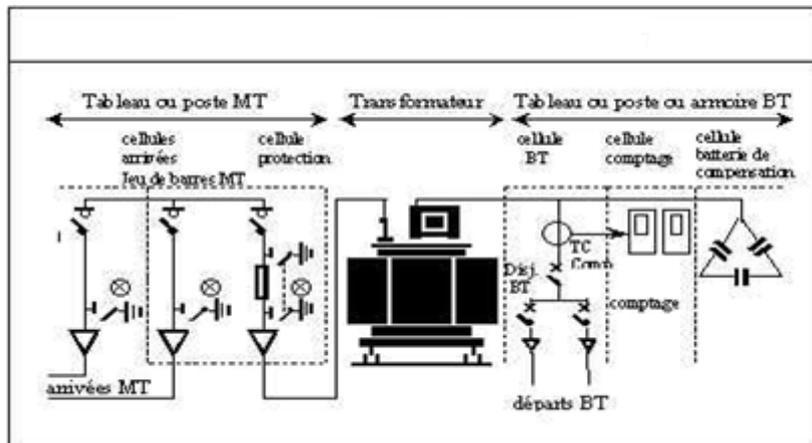


Figure 3.3 Schéma du poste de livraison comptage BT

Le tableau de comptage basse tension de la SONELGAZ comprend un seul compteur électronique qui indique :

- L'énergie active des trois postes horaires (pleines, de pointe et creuses).
- L'énergie réactive.
- Le Cos (\square).
- La puissance maximale atteinte ou appelée (P.M.A).

Marque	AMC
Désignation	2073
Type	ACE 6000
N°	031261003336
Phase	3 phases 4 files
Tension	400 V
TC	15/5
PMD	1000 KW
Fréquence	50 Hz

Tableau 3.1 Les caractéristiques du compteur électronique.

1.4. Caractéristiques techniques du transformateur

Comme mentionné plus haut, l'Agence Presse Service est équipée de deux transformateurs, de 630 kVA et de 10 kV/ 400V de tension chacun et qui sont montés en parallèle.

Marque	ENEL, BP 17- MEI- AZAZGA
Type	TS5841B
N° de série	43720
Norme	CE I 76
Puissance	630 KVA, refroidissement ONAN
Tension	10 000V/ 400V
Courant	36.4 A/ 909A
Couplage	Dyn 11
Ucc	4.04%

Tableau 3.2 Caractéristiques des deux transformateurs d'arrivée

1.5. Caractéristiques Technique du groupe électrogène :

L'agence presse servie est dotée d'un groupe électrogène de 450 kVA qui alimente en cas de coupure, les bâtiments B, C et D et qui privilégie surtout la salle de serveur et l'alimentation des équipements.

Marque	Volvo
Puissance	450 KVA
Cos(ϕ)	0.80
Fréquence	50 Hz
Vitesse synchronisme	1500 tr/min
protection	IP 23
Tension	400 V
Phases	3
Couplage	Etoile

Tableau 3.3 Caractéristiques du groupe électrogène

1.6. Caractéristiques des batteries de compensations

L'APS est dotée de deux batteries de condensateurs fixes, une batterie 'ABB' de 25 kVar au bloc 'A' et une autre batterie 'Alpes technologie' de 80 kVar aux blocs 'B, C et D'. Cependant, durant la compagne de mesure, nous avons remarqué qu'elle ne fonctionnait pas correctement.

1.7. Les usages de l'électricité

Comptant parmi le secteur tertiaire, l'APS profite de l'électricité pour trois grandes utilités, qui sont les suivantes :

1.7.1. L'éclairage

L'agence presse servie est éclairée par des :

- Tubes fluorescents (néons) dans les couloirs, le hall, les bureaux et la bibliothèque
- Lampes ampoules fluo compactes pour les lampes individuelles de la bibliothèque

- ampoules LED blanches pour les veilleuses des BAES*
 - spots halogènes.
 - éclairage supplémentaire dans de nombreux bureaux : lampes halogènes et lampes individuelles à ampoules incandescentes
- L'éclairage naturel est optimisé par la présence de nombreuses fenêtres.
Nous avons constaté que, dans certains bureaux, l'éclairage reste allumé alors qu'ils ne sont pas occupés.

1.7.2. La climatisation

Les sanitaires sont équipés d'extracteurs placés sur le toit pour l'évacuation de l'air vicié. La salle de serveur est équipée d'une reprise à l'eau glacée 'CAREL' et d'une armoire de climatisation 'Starlight' (au gaz 21).
On retrouve des cassettes de climatisation dans chaque bureau, les couloirs et les quatre groupes de refroidissement sont placés sur le toit.

1.7.3. Les équipements électriques, la bureautique

Les équipements électriques présents sur le site sont variés :

- photocopieurs
- imprimantes
- ordinateurs = unité centrale et écran (plats et quelques cathodiques)
- fax
- scanners
- cafetières
- réfrigérateurs
- ascenseurs

On constate que certains ordinateurs n'ont pas de veille programmée.

2. Compagne de mesure

Instrumentation mise en œuvre

Pendant cette campagne, les mesures ont été effectuées à l'aide d'un appareil de mesure spécifique. Il s'agit *du analyseur de puissance et d'énergie* triphasé programmable, le '*Qualistar+*' (C.A 8335) de marque CHAUVIN ARNOUX. Il est destiné au service de contrôle et de maintenance des bâtiments industriels ou administratifs. Cet appareil est doté d'un affichage graphique (voir figure 3.3), ses résultats sont exploités à l'aide d'un logiciel adapté via la voie RS232 de l'ordinateur.

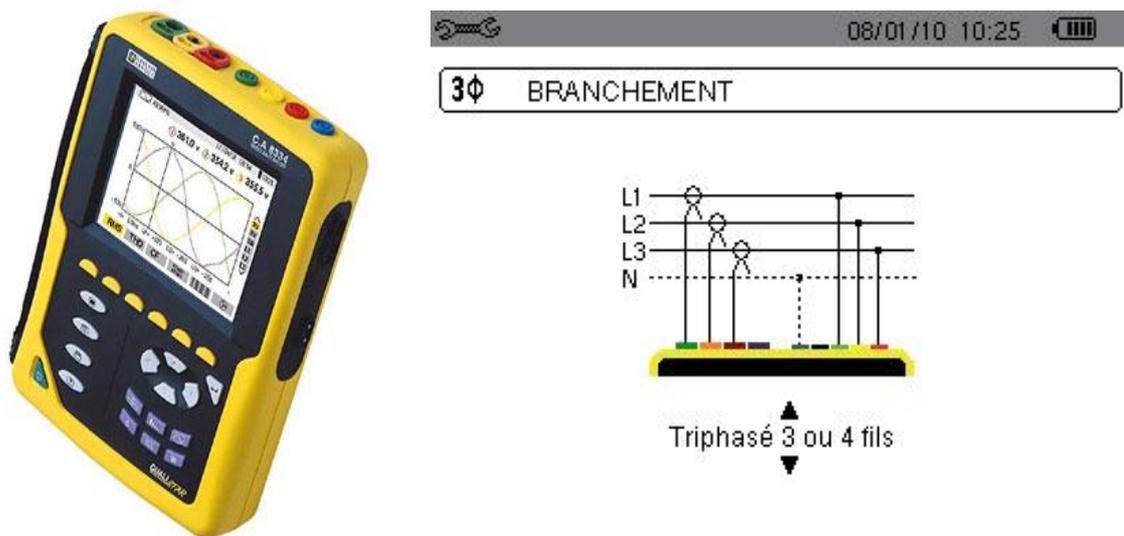


Figure 3.3 L'analyseur de puissance et d'énergie le 'Qualistar+' et son Schéma de branchement

2.1. Les principales mesures réalisées :

Les mesures instantanées effectuées, en sortie des deux transformateurs de 630 kVA, ainsi que sur l'ensemble des quatre départs principaux en sortie de ces deux transformateurs, sont les mesures :

- Des valeurs efficaces des tensions alternatives jusqu'à 1000 V entre bornes. Au travers de ratio, l'appareil peut atteindre des centaines de Giga Volt.
- Des valeurs efficaces des courants alternatifs jusqu'à 6500 A (neutre compris). Au travers de ratio, l'appareil peut atteindre des centaines de kilo Ampères.
- De la valeur continue des tensions et des courants (neutre compris).
- Des valeurs efficaces,
- De la fréquence des réseaux 50 Hz, 60 Hz.
- Du facteur de distorsion (DF) des courants et des tensions (hors neutre).
- Des puissances actives, réactives et apparentes par phase et cumulées (hors neutre).
- Des facteurs de puissance (PF).
- Des énergies actives, réactives (capacitive et inductive) et apparentes.

Les points de mesure sont présentés sur la figure suivante :

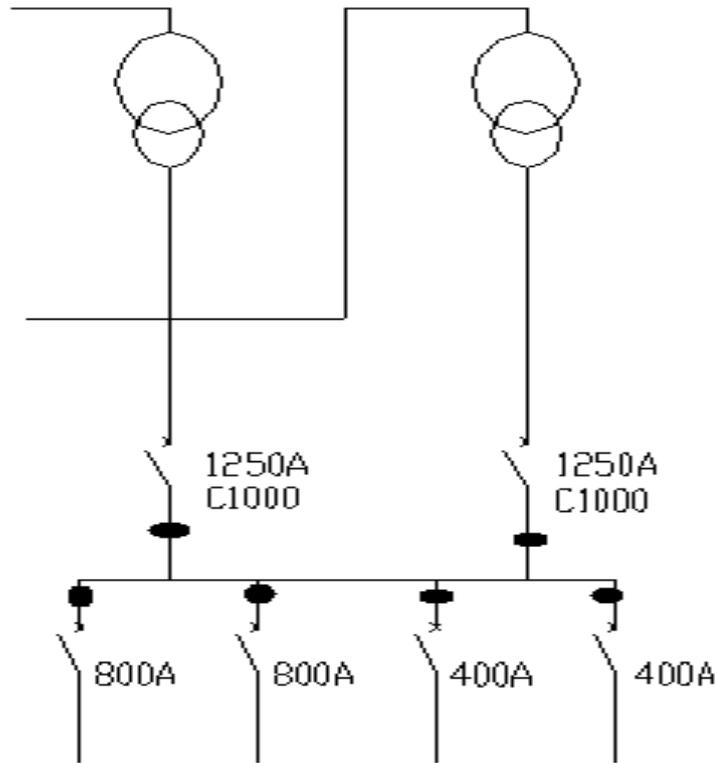


Figure 3.4 Points de mesures.

2.2. Les résultats de la campagne de mesure :

Les résultats des mesures basses tensions sont présentés dans les figures qui suivent :

2.2.1. Transformateur (1) 630 kVA

La forme d'onde de la tension composée est représentée par la figure suivante :

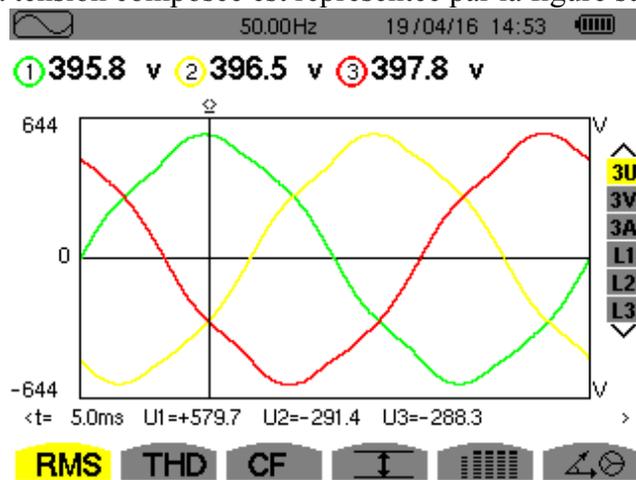


Figure3.5 La forme d'onde de la tension composée

Nous remarquons que les tensions sont équilibrées et ont une forme sinusoïdale légèrement déformée.

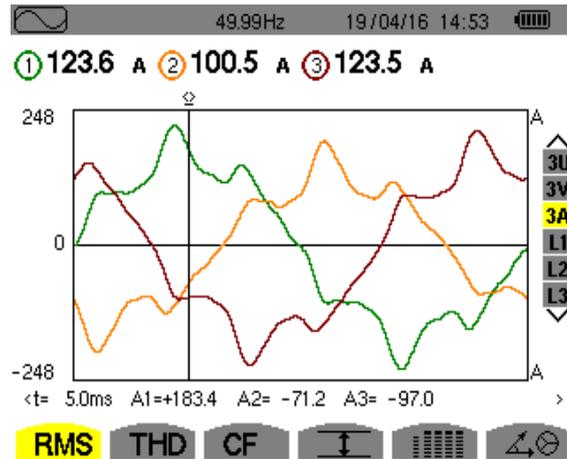


Figure 3.6. Forme d'onde du courant

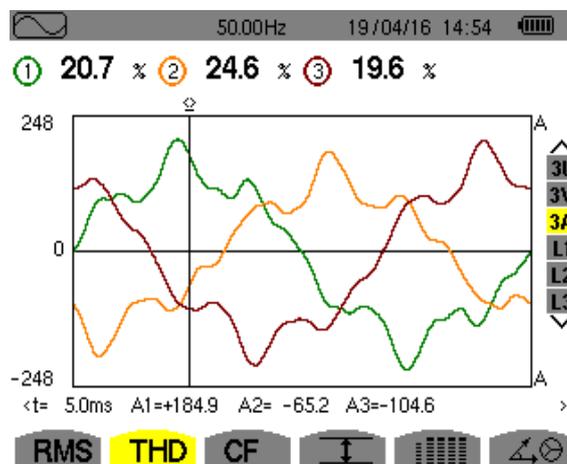


Figure 3.7: Forme d'onde du THD en courant sur les trois phases

Nous pouvons observer un déséquilibre de courant entre les trois phases, une déformation assez importante de la forme d'onde, ainsi qu'un taux de distorsion harmonique qui varie entre 19.6% et 24.6% en sortie du transformateur de distribution.

armoniques

Les figures ci-dessous représentent le spectre des courants de ligne fournis par l'alimentation, nous signalons le déséquilibre entre les courants de ligne et le taux élevé de l'harmonique de rang 5.

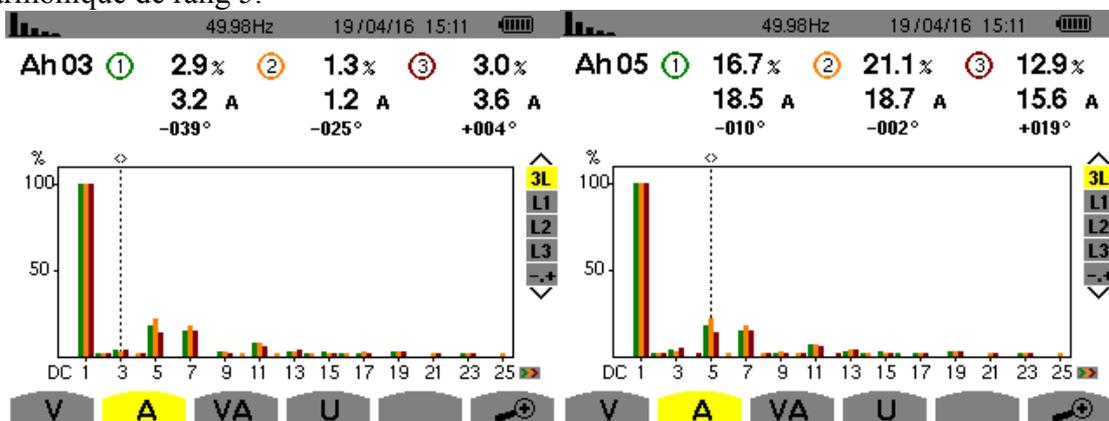


Figure 3.8. (a)-Taux de distorsion de l'harmonique 3

Figure 3.8. (b)-Taux de distorsion de l'harmonique 5

A partir de la figure 3.8(a), nous observons un taux de l'harmonique de rang 3 qui varie suivant la phase avec un minimum de 1,3% pour la phase 2 et un maximum de 3,0 % pour la phase 3. Il est à noter aussi que le taux de l'harmonique de rang 3 ne dépasse pas la norme, qui stipule que le taux de l'harmonique 3 ne doit pas dépasser les 3%.

Cependant, le taux de l'harmonique 3 de la phase 1 est inférieur aux exigences. Cette forte variation du taux de l'harmonique 3 est due au déséquilibre qu'il y a entre les 3 phases (présence d'équipement pollueur sur la phase 2 et 3).

D'après la figure 3.8-(b), nous pouvons remarquer un taux élevé de l'harmonique de rang 5 qui varie suivant la phase avec un minimum de 12,9% pour la phase 3 et un maximum de 21,1% pour la phase 2. On peut noter un dépassement important de la norme citée qui stipule que le taux de l'harmonique 5 ne doit pas dépasser les 6%.

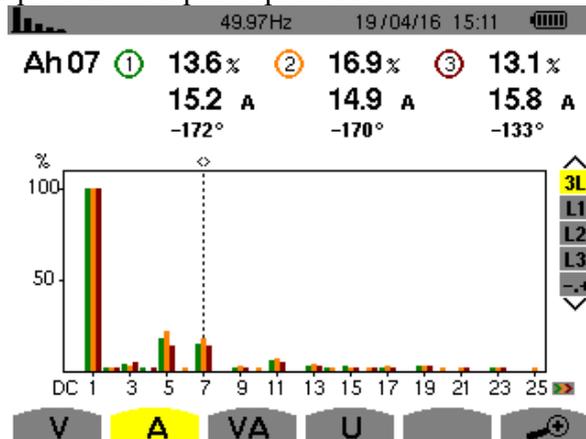


Figure 3.9. -Taux de distorsion de l'harmonique 7-

Nous pouvons constater sur cette figure, un taux de l'harmonique de rang 7 qui diffère selon la phase, mais aussi que ce taux dépasse la norme qui stipule qu'on ne doit pas dépasser les 5%, alors que dans notre cas le taux varie entre 13.1% et 16.9%.

Puissance

Les puissances par phases sont représentées sur la figure qui suit :

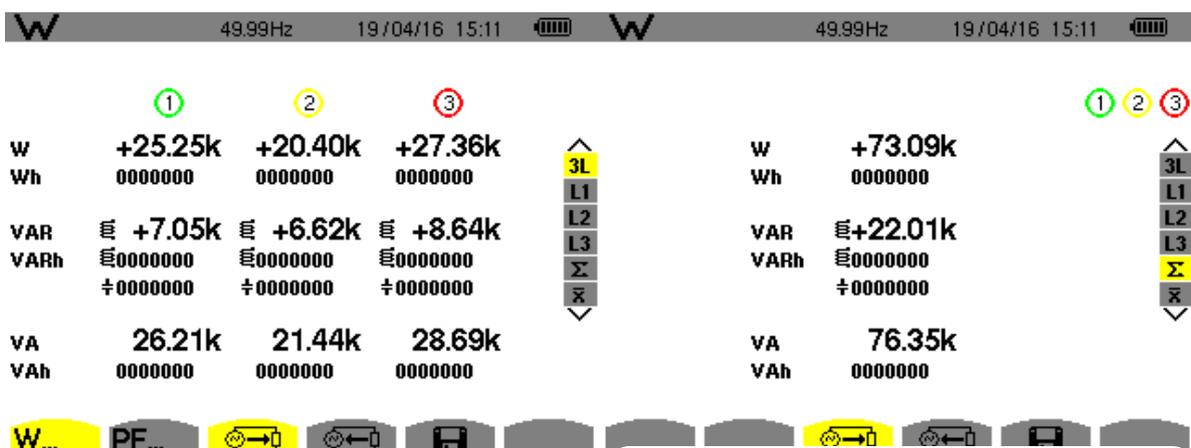


Figure 3.10-(a) -Puissance active, réactive, et apparente sur les 3 phases-

Figure 3.10-(b) Totale puissances active réactive et apparente

On remarque que la puissance active n'est pas équilibrée sur les 3 phases, de même pour la puissance réactive et donc l'apparente. Comme cité plus haut, ceci est dû à l'installation non équilibrée d'équipement sur chacune des phases, on peut souligner que :

- La puissance active est de 73.09 kW.
- La puissance réactive est de 22.01 kVar.
- La puissance apparente est de 76.35 kVA.

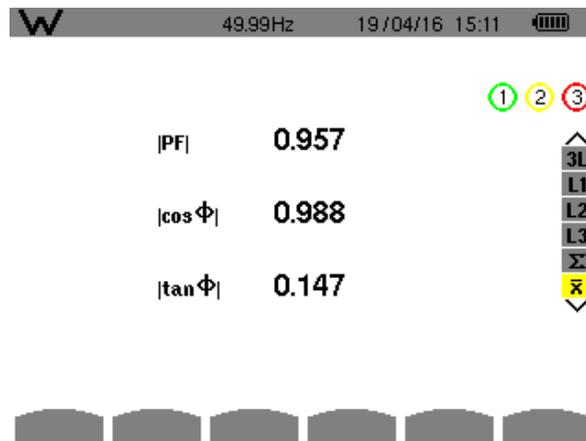


Figure 3.11. -Facteur de puissance

Le $\cos(\phi)$ mesuré est de (0.988), donc celui-ci n'engendre pas des pénalités financières sur les factures d'électricité. On peut rassembler toutes ces informations en un seul tableau :

	Tension (V)	Courant (A)	Puissance apparente (KVA)	Puissance active (KW)	Puissance Réactive (KVar)	Facteur de puissance	$\cos(\phi)$	THD en courant (%)
Phase 01	395,8	123,6	27,53	26,34	8,02	—	—	20,7
Phase 02	396,5	100,5	21,83	20,83	6,56	—	—	24,6
Phase 03	397,8	123,5	28,40	26,90	9,11	—	—	19,6
Total			85,04	80,80	26,46	0,952	0,981	

Tableau 3.1 Mesures électriques réalisées au niveau de la sortie du premier transformateur.

En ce qui concerne le transfo (2), on a repris les résultats obtenus durant la campagne dans ce tableau :

	Tension (V)	Courant (A)	Puissance apparente (KVA)	Puissance active (KW)	Puissance Réactive (KVar)	Facteur de puissance	$\cos(\phi)$	THD en courant (%)
Phase 01	397,6	118,9	26,21	25,25	7,05			22,9
Phase 02	398,9	99,3	21,44	20,40	6,62			27,8
Phase	398,5	129,6	28,69	27,36	8,64			19,4

e 03					
Total	76,35	73,09	22,01	0,957	0,988

Tableau 3.2. Mesures électriques réalisées au niveau de la sortie du premier transformateur.

2.2.2. Bloc A : Eclairage et force

La forme d'onde de la tension est donné par:

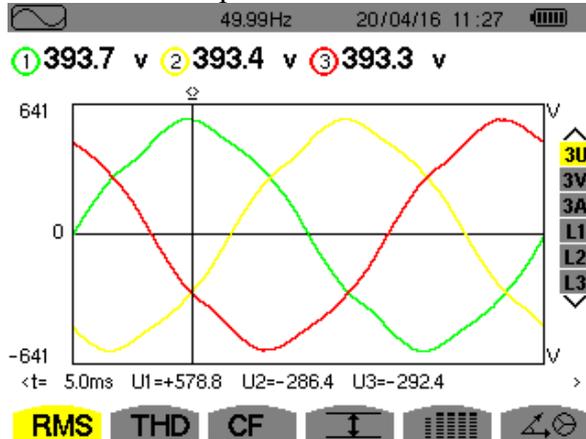


Figure 3.12.- Forme d'onde de la tension composée –

Nous remarquons sur cette figure que les 3 phases sont équilibrées néanmoins nous signalons une légère déformation de la tension.

Forme d'onde du courant :

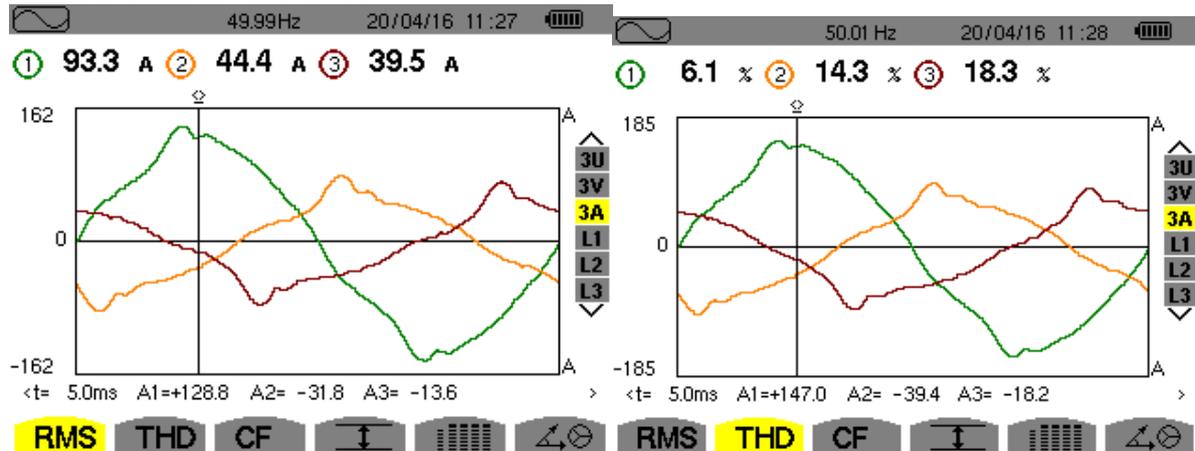


Figure 3.13-(a) Forme d'onde du courant-

Figure 3.13 (b) THD en courant

Nous remarquons un courant fortement dégradé en termes d'harmonique.

Harmoniques :

Le taux de distorsion de courant par rang d'harmonique est représenté par :

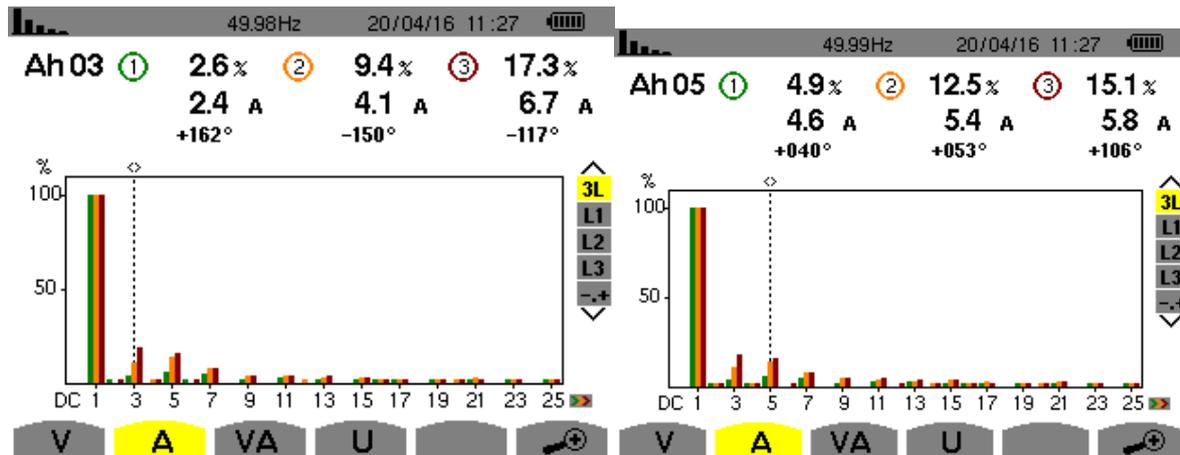


Figure 3.13 (a) Taux de distorsion en courant de l'harmonique 3

Figure 3.13 (b) Taux de distorsion en courant de l'harmonique 5

Nous pouvons consigner cette fois-ci que le taux de l'harmonique 3 est le plus élevé par rapport aux autres rangs d'harmoniques. Ce taux varie suivant la phase avec un minimum de 2,6% pour la phase 1 et un maximum de 17,3 % pour la phase 3, il est du faite supérieur aux normes exigées qui recommandent de ne pas dépasser 3%.

Nous pouvons observer aussi, un taux de l'harmonique de rang 5 qui varie suivant la phase avec un minimum de 4,9% pour la phase 3 et un maximum de 15,1% pour la phase 3. On note un dépassement important de la norme cité dans le chapitre 1 qui stipule que le taux de l'harmonique 5 ne doit pas dépasser les 6%.

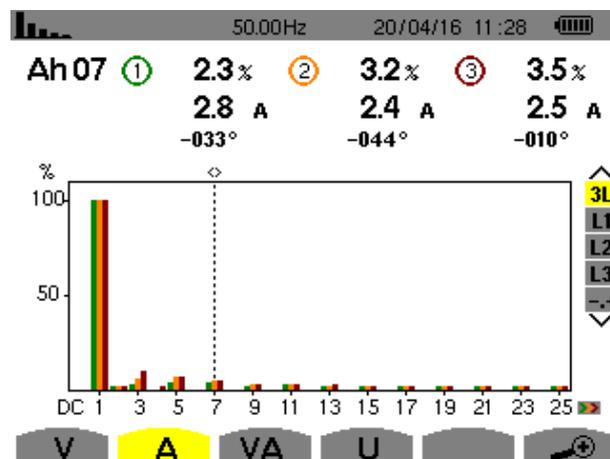


Figure 3.13- (c) Taux de distorsion de l'harmonique 7-

Nous remarquons cette fois-ci que le taux de l'harmonique 7 est relativement faible par rapport aux deux rangs d'harmoniques précédents, mais aussi que ce dernier ne dépasse pas les normes exigées qui recommandent de ne pas dépasser 5%.

Puissances :

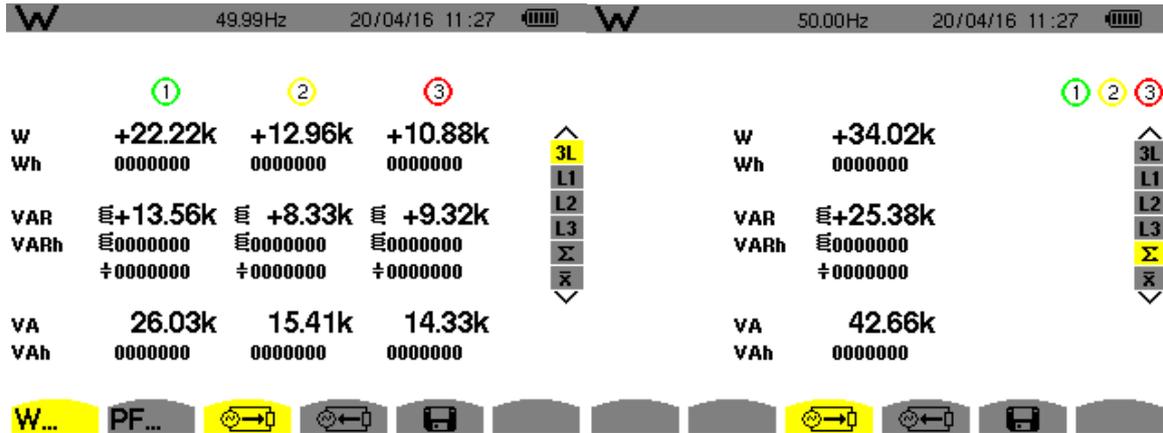


Figure 3.14.a Puissance active, réactive, et apparente sur les 3 phases

Figure 3.14.b Totale puissances active réactive et apparente-

A partir de ces deux figures, nous pouvons observer un déséquilibre des puissances active, réactive et donc de la puissance apparente sur les trois phases.

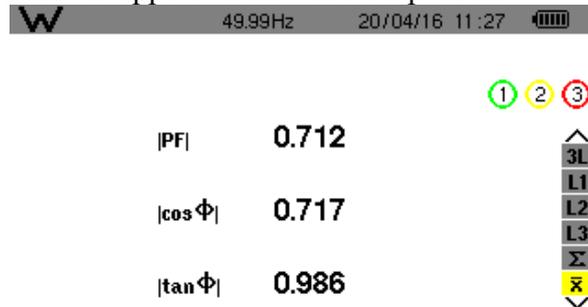


Figure 3.15 Facteur de puissance, $\cos(\Phi)$, $\tan(\Phi)$ -

On peut constater le facteur de puissance et le $\cos(\Phi)$ sont relativement faibles par rapport à ceux relevés antérieurement au niveau des deux transformateurs

2.2.3. Bloc B, C et D : Eclairage et force

La forme d'onde de la tension est donnée par :

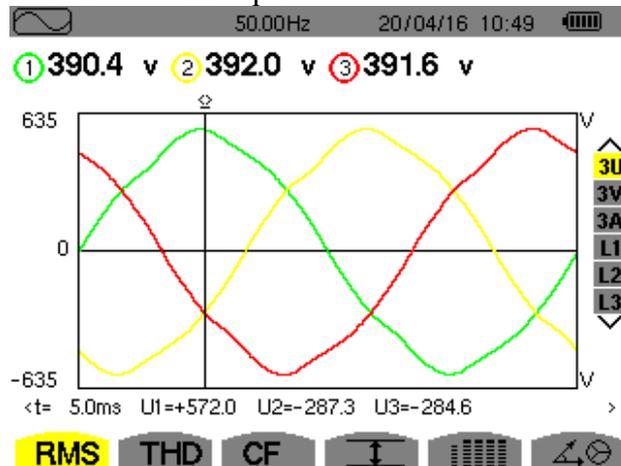
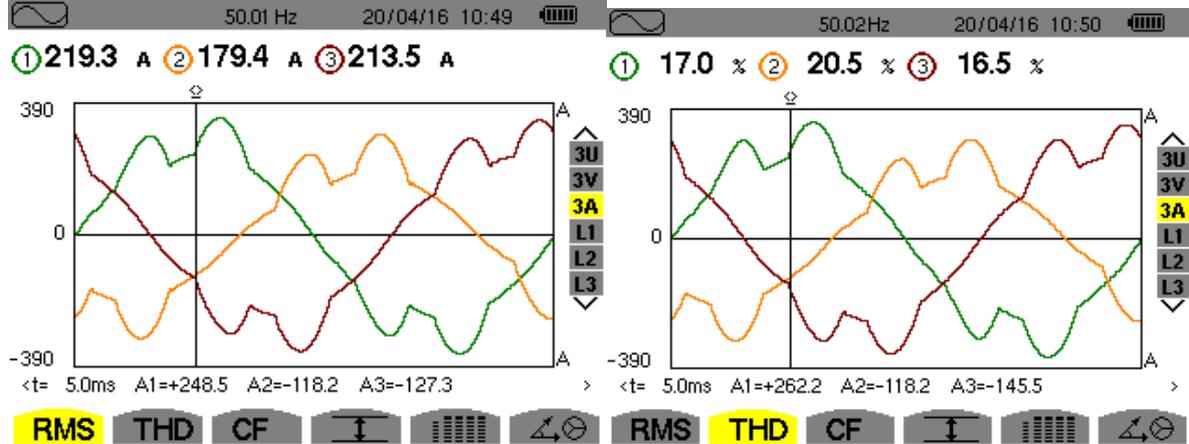


Figure 3.16.- Forme d'onde de la tension composée –

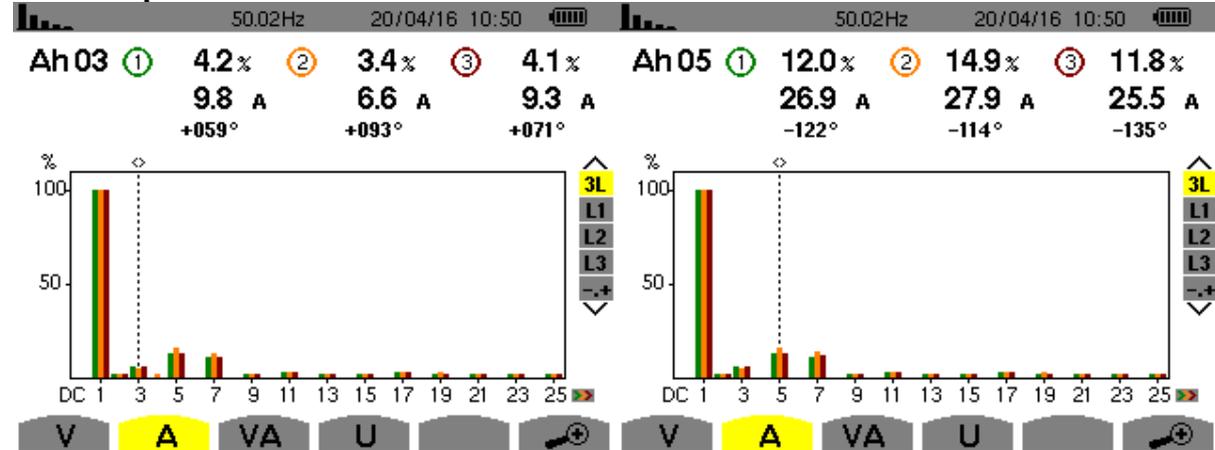
Nous remarquons sur cette figure que les 3 phases sont équilibrées, cependant, nous signalons une légère déformation de la tension.

Forme d'onde du courant :



Nous constatons sur les figures ci-dessus, un déséquilibre de courant assez imposant entre les trois phases, une déformation considérable de la forme d'onde mais également un taux de distorsion harmonique qui varie pour les 3 phases

Harmoniques



L'harmonique de rang 3 varie suivant la phase avec un minimum de 3.4% pour la phase 2 et un maximum de 4.2 % pour la phase 1, ainsi le taux de l'harmonique de rang 3 dépasse les valeurs recommandées.

L'harmonique de rang 5 varie suivant la phase avec un minimum de 11,8% pour la phase 3 et un maximum de 14,9% pour la phase 2. On note un dépassement important de la norme citée qui stipule que le taux de l'harmonique 5 ne doit pas dépasser les 6%.

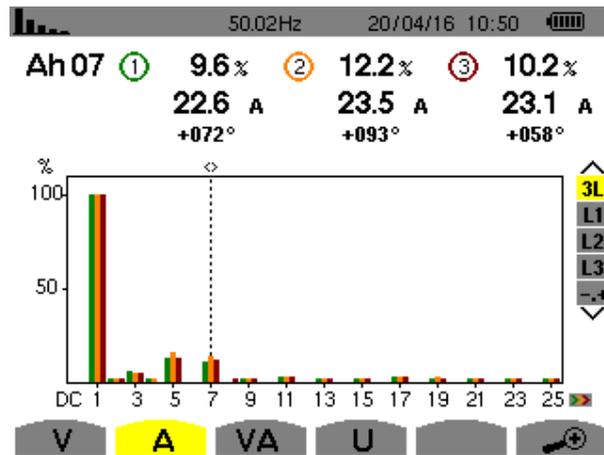


Figure 3.18. -Taux de distorsion de l'harmonique 7-

Même constatation pour l'harmonique de rang 7, avec un taux qui diffère d'une phase à l'autre et varie entre 9.6% et 12.2% et qui dépasse de loin la norme de 5%.

Puissances :

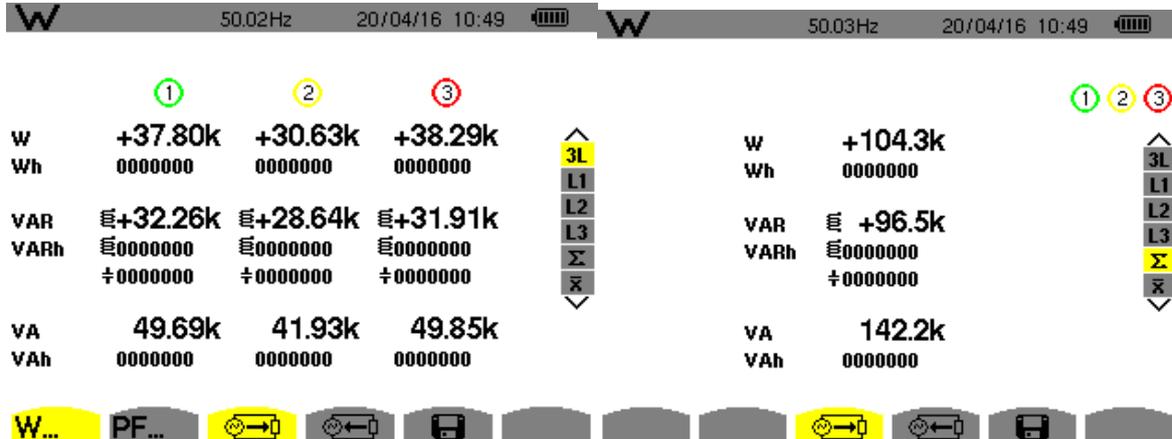
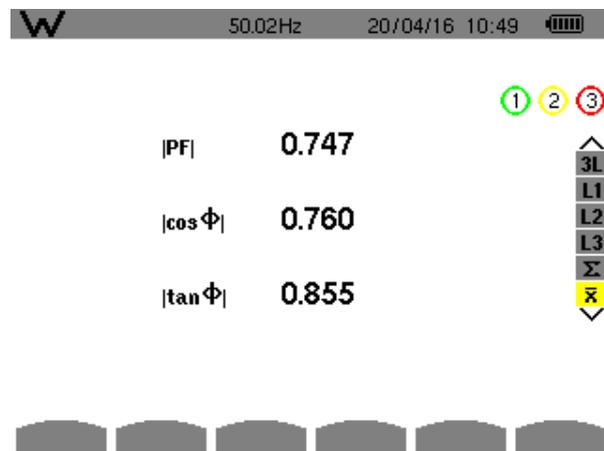


Figure 3.19- (a) Puissance active, Figure 3.19-(b) Totale puissances active

Nous remarquons encore une fois que les trois puissances ne sont pas équilibrées sur les 3 phases. Ceci est dû, comme par ailleurs, à l'installation non équilibré d'équipement sur chacune des phases.



-Facteur de puissance, cos(Φ), tan(Φ)-
Figure 3.20. Facteur de puissance

Nous remarquons que le facteur de puissance et le $\cos(\phi)$ sont suffisamment faibles par rapport à ceux relevés à la sortie des deux transformateurs.

2.2.4. Climatisation du bloc B, C et D

La forme d'onde de la tension est donné par:

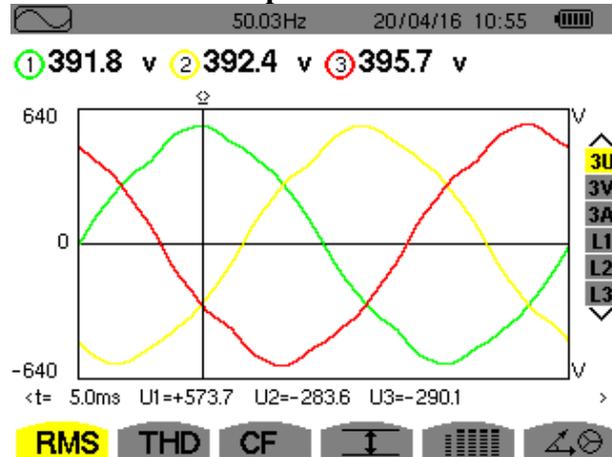


Figure 3.21- Forme d'onde de la tension composée –

Les trois phases sont équilibrées et la forme d'onde est très peu déformée.

Forme d'onde du courant :

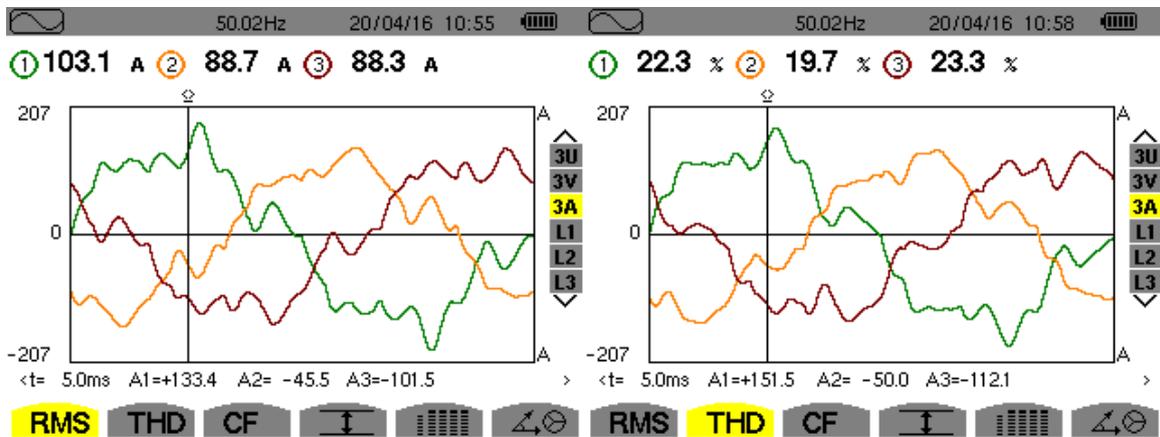


Figure 3.22-Forme d'onde du courant-

Figure 3.22- THD en courant

- Nous apprécions sur les figures ci-dessus
- Un déséquilibre de courant entre les trois phases.
 - Une déformation exagérément importante de la forme d'onde.
 - Un taux de distorsion harmonique qui varie pour les 3 phases.

Harmonique :

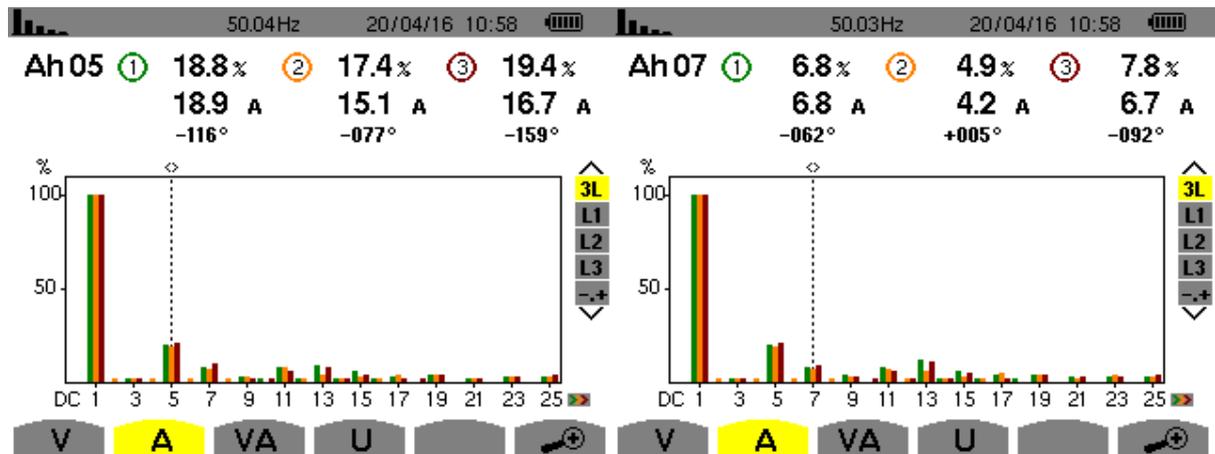


Figure 3.23 -Taux de distorsion de l’harmonique 5- -Taux de distorsion de l’harmonique 7-

Nous remarquons un taux de l’harmonique de rang 5 qui varie suivant la phase avec un minimum de 17,4% pour la phase 2 et un maximum de 19,4% pour la phase 3.

Un dépassement important la norme citée est noté. En effet, le taux de l’harmonique 5 ne doit pas dépasser les 6%.

L’harmonique de rang 7 est caractérisée par un taux qui non seulement diffère selon la phase, mais également dépasse la norme, qui stipule un taux maximum de 5% pour les phases 1 et 3. La phase 2 est quant à elle présente un taux de 4.9%.

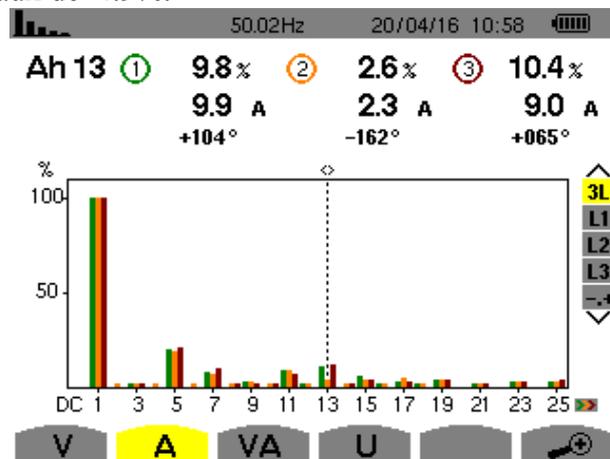


Figure 3.24-Taux de distorsion de l’harmonique 13-

L’harmonique de rang 13 est caractérisée² aussi par un taux qui diffère selon la phase et qui dépasse la norme qui stipule qu’on ne doit pas dépasser 3% pour cette harmonique. Nos résultats montrent que le taux varie entre 2.6% et 10.4%.

Puissance :

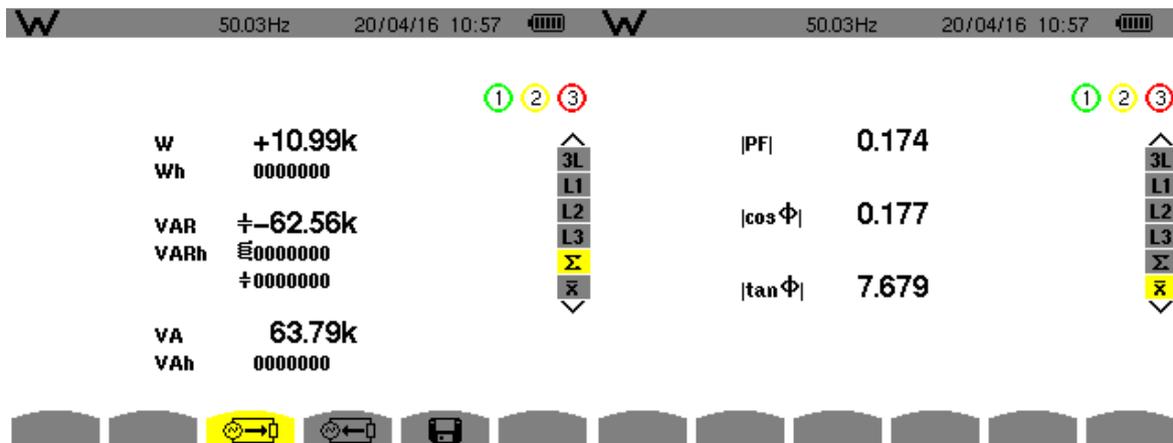


Figure 3.2-(a) Totale des puissances active réactive et apparente

Figure 3.26- (b) Facteur de puissance, $\cos(\phi)$, $\tan(\phi)$ -

On remarque que le facteur de puissance et le $\cos(\phi)$ sont très faibles par rapport aux mesures prises au niveau des deux transformateurs.

2.2.5. Climatisation du bloc A

Forme d'onde de la tension :

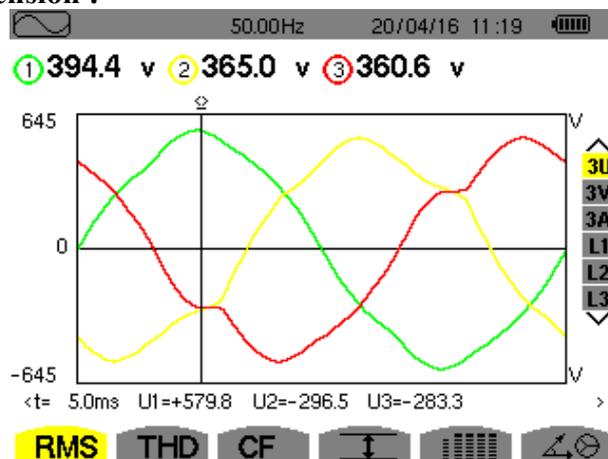


Figure 3.27- Forme d'onde de la tension composée –

Les trois tensions sont équilibrées et la forme d'onde est un peu déformée.

Forme d'onde du courant :

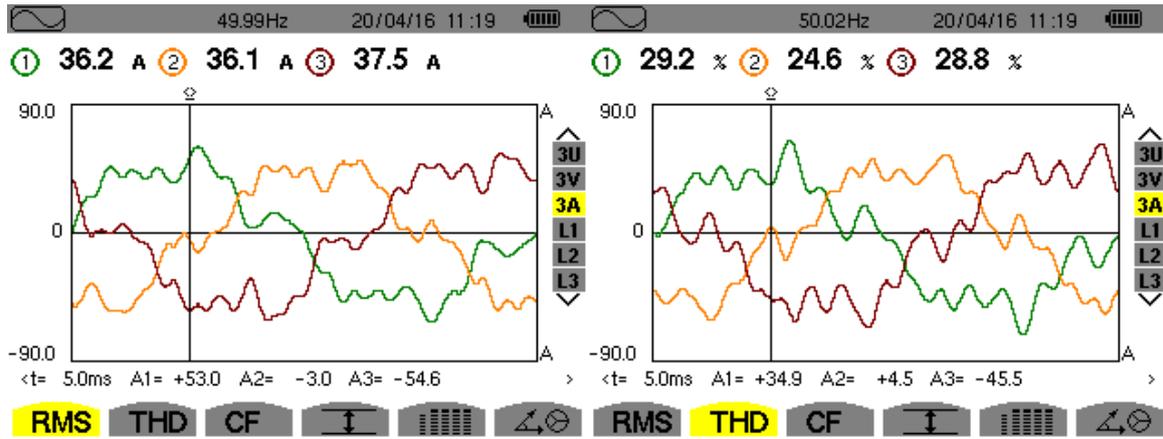


Figure 3.28-Forme d'onde du courant-

-THD en courant-

Nous constatons de ces deux figures :

- Un déséquilibre conséquent de courant entre les trois phases.
- Une déformation assez importante de la forme d'onde.
- Un taux de distorsion harmonique qui varie pour les 3 phases.

Harmonique

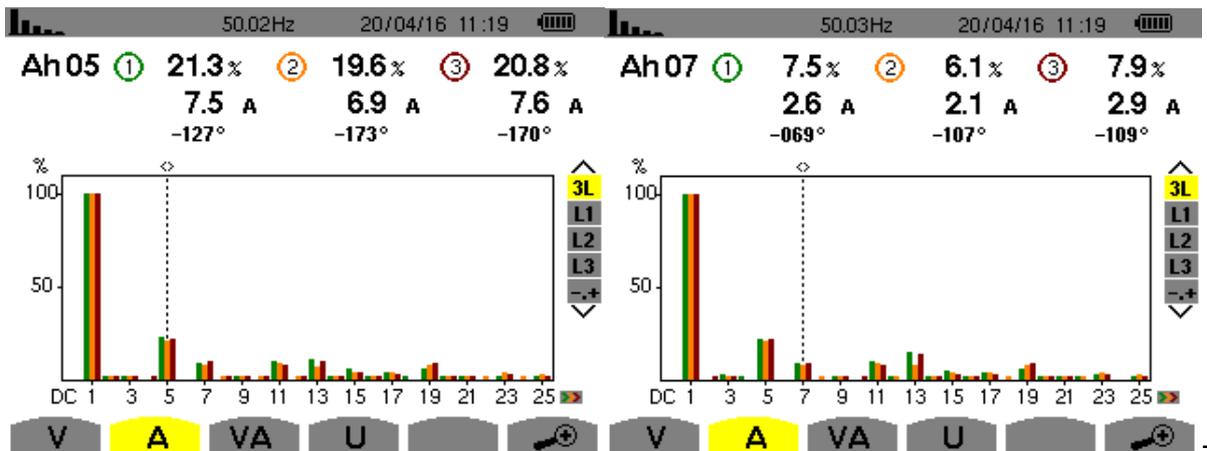


Figure 3.29Taux de distorsion de l'harmonique 5-

-Taux de distorsion de

l'harmonique 7-

Pour la phase 5 nous remarquons des valeurs du taux d'harmonique variant entre 19.6 et 21.3%. Ces taux dépassent largement la norme recommandée qui est de 6%.

Pour la phase 2 de l'harmonique 7, nous remarquons une valeur du taux d'harmonique de 6.1%, qui est proche de la norme (6%). Néanmoins, la valeur maximale de cette norme est largement dépassée en ce qui concerne les phases 1 et 3, qui enregistrent des taux de distorsion de 7.5% et 7.9%, respectivement.

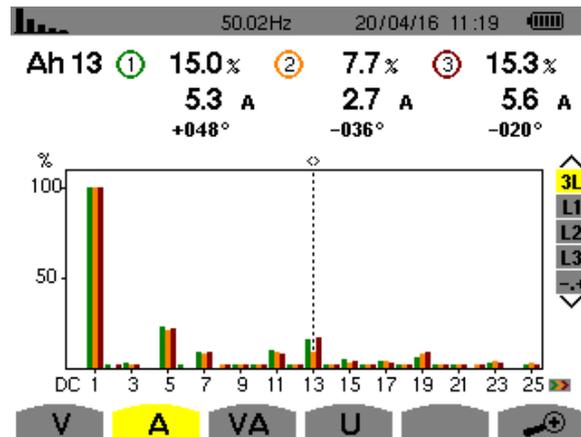


Figure 3.30-Taux de distorsion de l'harmonique 13-

Avec un taux de distorsion harmonique variant de 7,7% à 15,3% l'harmonique de rang 13 est au-delà de la norme (3%).

Puissance :

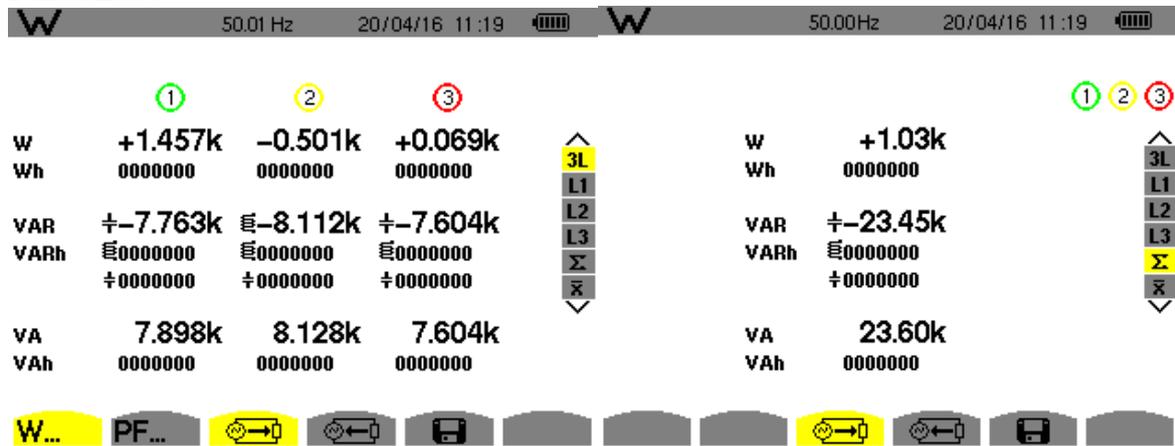


Figure 3.31-Puissance active, réactive, et apparente sur les 3 phases- - Totale puissances active réactive et apparente-

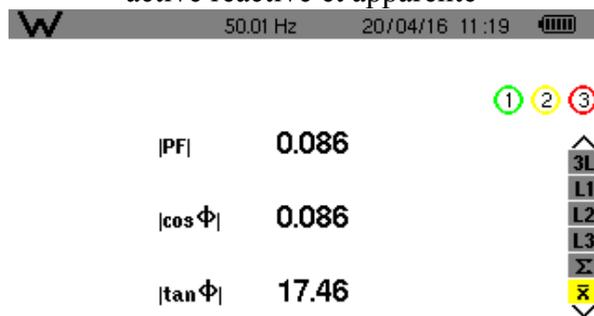


Figure 3.32-Facteur de puissance, cos(Φ), tan(Φ)-

2.2.6. Onduleur

Entrée de l'onduleur :

Forme d'onde de la tension :

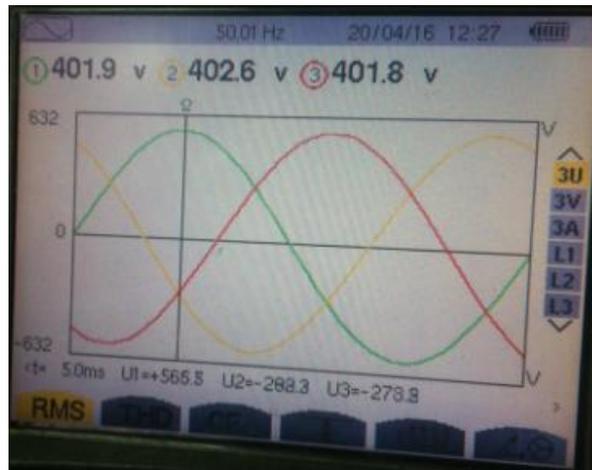


Figure 3.33. La Forme d'onde de la tension

A partir de cette figure, nous remarquons l'équilibrage des trois phases de tensions et une forme d'ondes quasi parfaite.

Forme d'onde du courant à la sortie de l'onduleur

La forme d'onde du courant à la sortie de l'onduleur est donnée par :

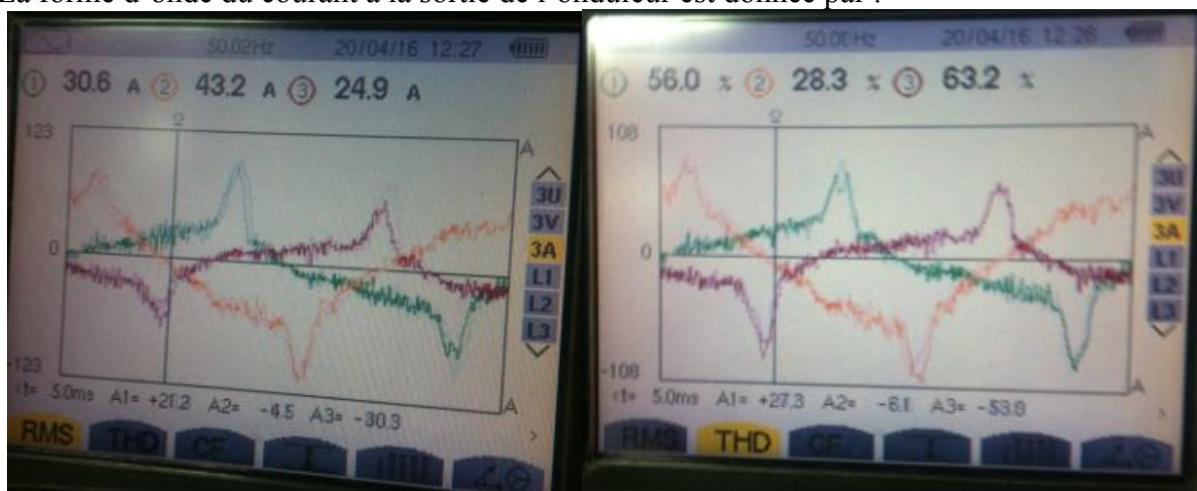


Figure 3.34. Forme d'onde du courant à la sortie de l'onduleur

Nous pouvons observer un déséquilibre important du courant entre les trois phases, une déformation colossale de la forme d'onde, ainsi qu'un taux de distorsion harmonique qui varie entre 28.3% et 63.2%, en sortie de l'onduleur.

Harmoniques :

Le taux de distorsion de courant par rang d'harmonique est représenté par:

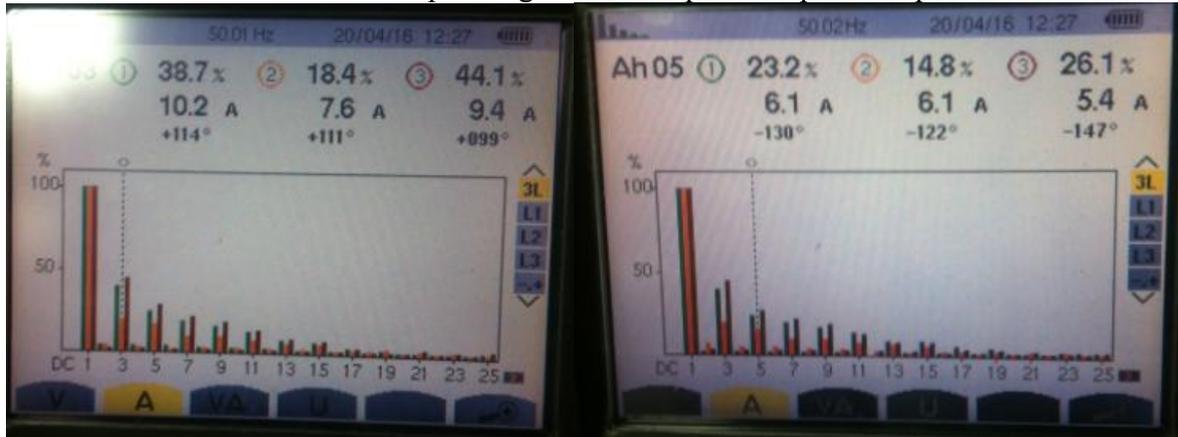


Figure 3.35.-Taux de distorsion de l'harmonique 3- -Taux de distorsion de l'harmonique 5-

Nous remarquons un taux de l'harmonique de rang 3 qui varie fortement suivant la phase avec un minimum de 18.4% pour la phase 1 et un maximum de 44.1% pour la phase 3. On note également que le taux de l'harmonique de rang 3 dépasse les normes qui stipulent qu'il ne faut pas dépasser les 5%.

Par ailleurs, nous remarquons un taux de l'harmonique de rang 5 qui varie suivant la phase avec un minimum de 14.8% pour la phase 2 et un maximum de 26.1% pour la phase 3. On note donc un dépassement important de la norme qui impose au taux de l'harmonique 5 ne pas dépasser 6%.

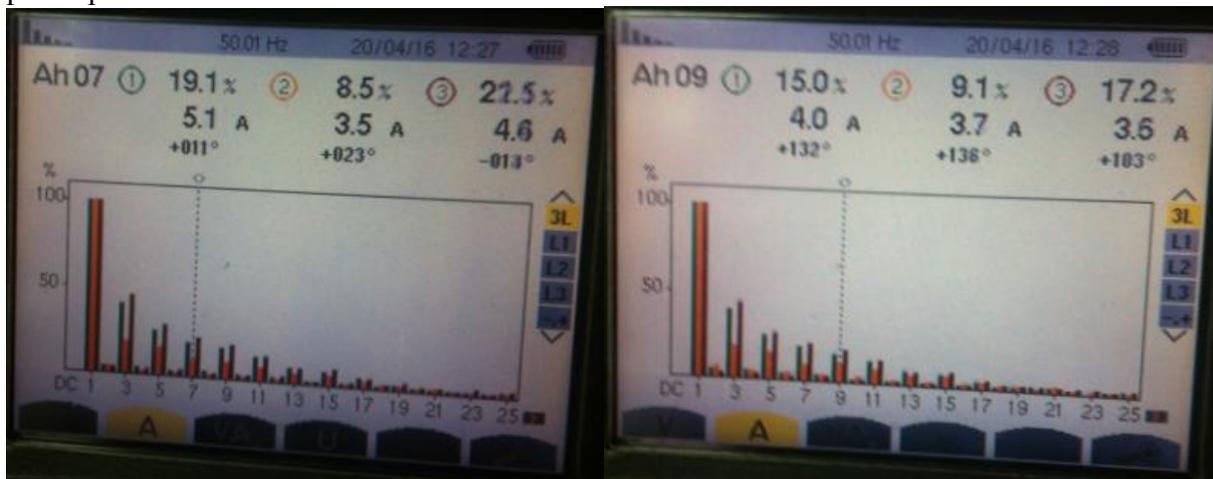


Figure 3.36. -Taux de distorsion de l'harmonique 7--Taux de distorsion de l'harmonique 9-

Pour l'harmonique de rang 7 on remarque aussi un taux qui diffère selon la phase, mais aussi que ce taux dépasse la norme qui stipule qu'on ne doit pas dépasser 5% pour le taux de l'harmonique 7. Nos résultats montrent que ce taux varie entre 8.5% et 22.5%.

Nous remarquons que le taux de l'harmonique 9 est relativement faible par rapport aux autres rangs d'harmonique, mais ce dernier reste tout de même légèrement supérieur aux normes exigées, qui recommande de ne pas dépasser 1.5%.



Figure 3.37. -Taux de distorsion de l'harmonique 11--Taux de distorsion de l'harmonique 13-

La même constatation pour l'harmonique de rang 11, avec un taux qui diffère d'une phase à l'autre et varie entre 6,6% et 14,3%, dépassant ainsi, et de loin, le taux maximum de la norme 3,5%.

Avec un taux de distorsion harmonique variant entre 5% et 6,4%, l'harmonique de rang 13 est au-delà de la norme 3%.

3. Interprétations

Les résultats obtenus par l'analyseur de réseau nous ont permis de faire les constatations et interprétations suivantes :

- Nous avons observé, lors de nos mesures, l'importance du taux de distorsion harmonique présent sur les 3 phases (presque la moitié du courant était des courants harmoniques)
- Nous remarquons que quasiment tous les rangs d'harmoniques (de 3 à 13), sont supérieurs à la norme.
- L'étude du taux d'harmonique a montré que les harmoniques les plus importantes sont celles de rang 5 et 7. Ceci pourrait être dû à la présence de redresseurs.
- Concernant les formes d'ondes de la tension, nous remarquons tout d'abord l'absence de déséquilibre. Cependant, leur forme est quelque peu altérée, probablement à cause de la présence d'harmoniques.
- Concernant les formes d'ondes du courant, nous remarquons un déséquilibre entre les 3 phases ainsi qu'une déformation significative de leur forme, ceci est imputé à la présence d'harmoniques.
- En ce qui concerne les puissances, nous constatons une faible consommation d'énergie réactive et un facteur de puissance très élevé. Ceci est dû à l'absence de compensations de la puissance réactive, qui est d'après l'APS, débranchées pour cause d'incendie.

4. Recommandations

1- Actions de type 1 : de bonnes pratiques comportementales

Le premier gisement d'économie d'énergie réside dans le comportement éco-citoyen de toutes les personnes présentes sur le site de l'APS et dans l'amélioration du rendement des installations.

Une prise de conscience doit impérativement être faite au sujet de l'incidence de certains comportements sur la consommation d'énergie. Des comportements éco-responsables doivent pouvoir être engagés afin de maîtriser les consommations électriques, évitant ainsi leurs gaspillages.

Nous préconisons donc :

- L'extinction de l'éclairage des bureaux lorsqu'ils sont inoccupés ou lorsque la l'éclairage naturel est suffisant.
- L'arrêt des appareils électriques lorsqu'ils ne sont pas utilisés et leur débranchement dans la mesure du possible, le soir. Mettre en place des multiprises dans les bureaux.
- La mise en veille des appareils électriques.
- L'extinction des cassettes de climatisations lorsque le rafraichissement naturel est possible, en ouvrant les aérations.

2- Actions de type 2: ne nécessitant aucun investissement

Comme cela a pu être mis en lumière dans le deuxième chapitre, une économie annuelle de l'ordre de **96 801 DA** peut être engendrée par la réduction de la PMD de 1000 à 650 kW et cela sans engager aucun investissement.

- Éviter les démarrages simultanés de puissants récepteurs afin de diminuer la PMA et par conséquent la PMD.

Concernant les gros consommateurs d'énergie, plus particulièrement les moteurs électriques, nous recommandons de :

- Observer, au minimum, 10 minutes d'attente entre deux tentatives de démarrage successives.
- Les conducteurs actifs et le neutre doivent être identifiés par des couleurs conventionnelles.

3- Actions de type 3: nécessitant un investissement

- Mettre en place des compteurs divisionnaires afin de faciliter le suivi des consommations d'électricité et ainsi de permettre d'identifier les postes les plus énergivores et donc d'y remédier.
- Réaliser des mesures de luminosité dans les bâtiments afin de déterminer s'il n'y a pas une surabondance de néons.
- Remplacer la batterie de condensateurs installée aux blocs (B, C et D) pour améliorer le facteur de puissance.
- Prévoir un éclairage adéquat au niveau du poste de livraison.

- L'adoption d'équipements labellisés de classe A, A+ et A++, moins énergivores, plus particulièrement sur les postes de climatisation et d'informatique.
- Prévoir un entretien préventif pour l'ensemble des équipements MT et BT.
- Aérer les postes de transformateurs pour limiter les épisodes de chauffe et ainsi augmenter la durée de vie des transformateurs et les équipements de protection.

Il est clair, vu les grandes surfaces à éclairer (bureaux, sous station...) une grande quantité d'énergie est utilisée pour l'éclairage. A cet effet, il est nécessaire :

- D'utiliser les lampes à basses consommations.
- L'utilisation maximale de la lumière naturelle, et penser à mettre en place un détecteur de présence.
- Substituer l'éclairage fluorescent par des lampes à vapeur de sodium dans les zones à hauteur supérieure à 3 mètres et où dans les endroits où la distinction des couleurs n'est pas une priorité: on peut économiser jusqu'à 50% de l'énergie consommée.
- Installer des filtres afin de réduire au maximum la pollution au niveau du réseau et atteindre au moins le taux indiqué par la norme IEC 61000-4-7 qui est de 5%, et ainsi bénéficier des avantages suivants :
 - Soulager les transformateurs et augmenter leur capacité du réseau en KVA.
 - Réduire les pertes par effets Joules, économie d'énergie en KWH
 - S'aligner aux normes internationales pour la distorsion du courant (THD-I < 10%) et la distorsion de la tension (THD-V < 5%).
 - Réduire la puissance réactive en KVAR.
 - Améliorer le facteur de puissance PF en le portant à des valeurs proches de 1
 - Protéger complètement les charges traitées.
 - Supprimer les transitoires causée par les batteries de condensateurs automatiques et par le changement de la charge.
 - Améliorer les capacités du variateur de vitesse à supporter les hausses et les chutes de tension.
 - Eviter de surdimensionner les conducteurs du neutre.

5. Dimensionnement du filtre :

À partir de la compagne de mesure, nous avons noté la présence d'harmoniques avec un fort taux global de distorsion. Nous sommes convaincus de pouvoir atténuer ces distorsions en utilisant des filtres passifs.

L'idée du filtre passif est d'utiliser un piège à harmonique qui consiste à prendre un filtre LC série qui possède une impédance nulle à la fréquence de résonance, que nous fixons à 5*50Hz pour l'harmonique de rang 5, et 7*50 Hz pour l'harmonique de rang 7.

L'impédance nulle du filtre à cette fréquence a pour effet de court-circuiter l'harmonique du courant :

1) Rang 5 :

À la résonance nous avons $L_5 * C_5 * \omega_5^2 = 1$

Avec $\omega_5 = 5 * \omega$ tel que $\omega = 50 \text{ Hz}$

De ce fait L_5 et C_5 doivent assurer la relation suivante :

$$L_5 * C_5 = \frac{1}{(5*\omega)^2} =$$

Une infinité de valeurs sont possibles pour le choix de L_5 et C_5 . L'impédance du filtre à 50 Hz est donnée par la relation :

$$Z = \left| \frac{L_5 C_5 \omega^2 - 1}{C_5 * \omega} \right|$$

2) Rang 7

À la résonance nous avons $L_7 * C_7 * \omega_7^2 = 1$

Avec $\omega_7 = 7 * \omega$ tel que $\omega = 50 \text{ Hz}$

De ce fait, L_7, C_7 doivent assurer la relation suivante :

$$L_7 * C_7 = \frac{1}{(7*\omega)^2} =$$

Une infinité de valeurs sont possibles pour le choix de L_7 et C_7 . L'impédance du filtre à 50 Hz est donnée par la relation :

$$Z = \left| \frac{L_7 C_7 \omega^2 - 1}{C_7 * \omega} \right|$$

Pour assurer une impédance Z élevée, à 50 Hz (le filtre ne doit pas court-circuiter le courant fondamental), il devient nécessaire de prendre C_5 aussi faible que possible, nous pouvons choisir les valeurs suivantes :

Cependant l'impédance du filtre Z ne doit pas être supérieure à celle du réseau, car dans ce cas, le courant harmonique ciblé ne passera pas par le filtre, et de ce fait il ne sera pas piégé. Vu la présence d'un nombre important de rangs d'harmoniques, l'utilisation d'un filtre actif est plus adaptée. Cependant, la puissance des équipements mesurés n'est pas importante. Par conséquent, l'utilisation d'un filtre actif serait inadaptée d'un point de vue financier. Nous recommandons donc l'étude des harmoniques dans tout l'atelier APS. Si les conclusions de l'étude sont accords avec nos propres résultats, l'installation d'un filtre actif est fortement envisageable.

Conclusion

La mesure constitue un élément-clé de la définition, de la réussite et de la pérennité d'une démarche d'optimisation énergétique et c'est l'objet du présent chapitre. La description du réseau électrique de l'agence APS a été présentée. L'analyse de la consommation électrique par usages ainsi que l'exploitation de la compagne de mesure, effectuée à l'APS, ont été menés. Nous avons dégagé des recommandations, comme tout travail d'audit, permettant de réduire les consommations énergétiques et par conséquent les dépenses économiques engagées dans ce secteur. Ces recommandations sont scindées en trois catégories ; le comportement écologique des utilisateurs, les modifications techniques, avec et sans investissements. Enfin, le dimensionnement d'un filtre a été effectué, permettant

d'atténuer les distorsions mesurées de manière, entre autres, à respecter les normes en vigueur.

Chapitre 4 :
Dimensionnement
de
l'installation
photovoltaïque.

Introduction

L'audit ne préconise pas seulement des solutions pour réduire les consommations mais doit également examiner des substitutions d'énergie possibles notamment en recourant aux énergies renouvelables et spécialement l'énergie solaire. C'est pourquoi, notre projet comporte cette deuxième partie essentielle à savoir le **dimensionnement de l'APS en énergie solaire photovoltaïque sans stockage**, ce projet est appelée à alimenter une partie de l'ensemble des quatre blocs, qui composent l'APS (A, B, C, et D). L'APS prévoit une possibilité de raccordement de la puissance générée par le champ photovoltaïque au tableau général de la basse tension (TGBT).

Dimensionner, c'est fixer la taille et les caractéristiques optimales de chaque élément d'un système dont on connaît la configuration. Dans cette partie du travail, nous décrirons la conception d'un système de conversion photovoltaïque, le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant et nous détaillerons les étapes cruciales du dimensionnement.

Afin de mener à bien ce dimensionnement, nous avons suivi des étapes essentielles, qui sont :

- Evaluation de l'énergie journalière consommée par l'APS.
- Dimensionnement du champ photovoltaïque qui pourrait alimenter la totalité de ce énergie et calcul de la surface nécessaire pour cette installation.
- Calcul de la surface dont on dispose.
- Dimensionnement du champ photovoltaïque : Calcul du nombre de panneaux qu'on peut installer sur la terrasse et de la puissance que ce champ pourra nous fournir.
- Dimensionnement de l'onduleur et des câbles électriques.

4.1. Types d'installations Photovoltaïques existantes

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique. On distingue généralement deux types d'installations:

4.1.1. Non autonomes ou « grid-connected »

Connectées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés aux réseaux, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur Photovoltaïque est injecté au réseau public et ainsi participe à la satisfaction des demandes de puissance [29].

4.1.2. Autonomes ou « stand-alone »

Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, donc l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie [32].

4.2. Méthodes de dimensionnement

L'étape essentielle dans la conception d'un système photovoltaïque est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des données climatiques du site. Généralement, on utilise la méthode des moyennes mensuelles des données climatiques et / ou la méthode du mois le plus défavorable pour déterminer la taille des panneaux photovoltaïques et la capacité des batteries.

4.2.1. Méthode du mois le plus défavorable

C'est une méthode simple et sûre, on calcule l'énergie fournit par le panneau selon l'irradiation moyenne la plus défavorable. Dans le but de satisfaire les besoins énergétiques dans les conditions météorologiques les plus désavantageuses.

4.2.2. Méthode de la moyenne mensuelle

Pour cette méthode on utilise la moyenne de l'irradiation journalière sur toute une année elle est généralement utilisée pour le dimensionnement des systèmes reliés au réseau. Car lorsque le générateur photovoltaïque n'arrive pas à satisfaire les besoins en énergie de la charge celle-ci sera alimentée par le réseau et c'est la méthode qu'on a suivie pour effectuer notre dimensionnement.

4.3. Les principaux éléments de notre installation photovoltaïque

En général les installations photovoltaïques sans stockage comprennent quatre éléments essentiels :

- Un générateur photovoltaïque.
- Un onduleur.

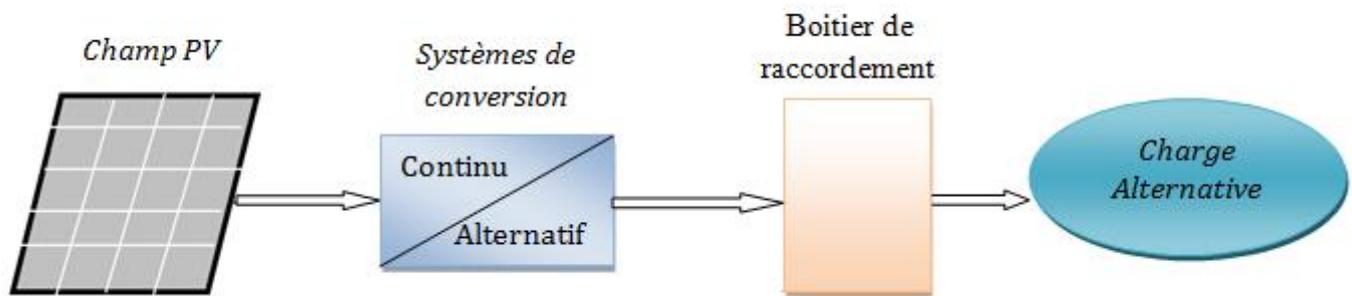


Figure 4.1 Schéma simplifié d'un système PV

4.3.1. Le générateur photovoltaïque

Le générateur solaire photovoltaïque se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique [26].

4.3.2. L'onduleur

C'est un dispositif destiné à convertir le courant en courant alternatif. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, et un organe primordial de l'installation qu'il ne faut pas négliger. La détermination de ses caractéristiques se fait naturellement en fonction du champ de capteur pris en charge. Chaque onduleur possède en effet des plages de fonctionnement précises qui devront impérativement correspondre aux caractéristiques du courant continu générées par les modules [27].

Le choix et le dimensionnement de l'onduleur tiendront compte :

- De la puissance maximale possible générée par les modules (on utilise généralement la puissance crête (conditions STC) minorée de 5 à 15 %).

- Des tensions minimales et maximales (on utilise généralement comme tension basse la tension générée en circuit ouvert à - 10 °C et comme tension maximale, la tension MPP à 70 °C).
- L'intensité maximum du courant.

4.4. Etapes du dimensionnement photovoltaïque

4.4.1. Estimation de l'ensoleillement maximal solaire reçue sur un site donné

La connaissance des ressources solaires disponibles est essentielle à la conception d'un système photovoltaïque efficace et abordable. Si on dispose de cartes, elles indiquent en général la durée moyenne quotidienne de l'ensoleillement maximal des modules orientés vers le sud, en septembre et en décembre. Les valeurs indiquées supposent que les modules sont inclinés à un angle droit des rayons solaires à midi.

	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Dec	Moy
Ir (Wh/j) $\alpha=45^\circ$	2100	3030	3790	5440	6260	6700	6130	5880	4930	3520	2560	2070	4370

Tableau 4.1 Base de données d'irradiation d'Alger selon le logiciel de l'ETDE

Cette estimation doit tenir compte à la fois des :
Données statistiques concernant l'énergie solaire reçue sur la région d'installation.
Caractéristiques propres du site, qui sont susceptibles d'empêcher le panneau photovoltaïque de recevoir toute l'énergie possible (du fait de la présence de masques, de neige, de poussière...).

Où :

$$G_s = N_e \times 1000 \dots\dots\dots 4.1.$$

Avec :

G_s : Valeur de l'ensoleillement moyenne journalière (KWh/m²/j).

N_e : Nombre d'heures équivalentes d'ensoleillement (Heure).

1000 (W/m²/j) : Valeur de l'ensoleillement dans les conditions STC (Standard Test Conditions).

4.4.2. Estimation de la puissance électrique totale journalière

La méthode la plus utilisée pour estimer les besoins en puissance et en énergie consiste à recenser les différents appareils électriques à alimenter et leurs durées d'utilisation.

Cependant, vu le nombre très important d'appareils et d'équipements à recenser, on a exploité les résultats de la campagne de mesure pour estimer les besoins en puissance de l'APS.

	Puissance (kW)
Bloc A	34.02
Blocs B, C, D	104.3
Climatisation B, C, D	10.99
Climatisation bloc A	1.03
Eclairage	5.460

Total	155.8
--------------	--------------

Tableau 4.2 Estimation des besoins en puissance et en énergie**4.4.3. Estimation de l'énergie journalière consommée par la charge :**

	Puissance consommée (kW)	Heures d'utilisation journalière	Consommation électrique journalière (kWh/j)
Bloc A	34.02	12,5	425.25
Blocs B, C, D	104.3	12,5	1303.75
Climatisation principale	10.99	12,5	137.375
Climatisation bloc A	1.03	12,5	12.875
Eclairage	5.460	12.5	68.25
Total	155.8	-	1947.5

Tableau 4.3 .Estimation de l'énergie journalière consommée par le bâtiment

NB : Le choix du nombre d'heures de fonctionnement, a été fait en tenant compte de l'analyse financière où on s'est aperçus que la majeure partie de la consommation annuelle (60%) est durant la période pleine.

4.4.4. Calcul de la puissance crête que le champ photovoltaïque doit fournir

La puissance crête totale que le générateur doit débiter dépend de l'irradiation quotidienne et de la région d'installation, elle est donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{N_e \times K} \dots \dots \dots 4.2$$

E_{pv} : L'énergie journalière requise par la charge (kWh/j).

N_e : Nombre d'heures d'ensoleillement par jour (heure).

K : Le coefficient correcteur, qui dépend de :

- * L'incertitude météorologique.
- * L'incertitude non corrigée de l'inclinaison des modules suivant la saison.
- * Point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal et qui peut être aggravé par : la baisse des caractéristiques des modules, la perte des rendements dans le temps (vieillesse et poussière).
- * Rendement du régulateur qui est généralement égal à 0,95.
- * Rendement de charge et de décharge de la batterie (de 0,8 à 0,9).
- * Rendement de l'onduleur.
- * Pertes dans les câbles.

Sa valeur théorique est comprise entre 0.55 et 0.75, dans nôtres cas pour un système sans batteries on prendra : $K= 0.75$.

Et :

$$N_e = \frac{4370 \text{ Wh/j}}{1000 \text{ W/m}^2/\text{j}}$$

$$Ne = 4.37 \text{ h/j}$$

Donc :

$$P_{pv} = \frac{2596670}{0.75 \times 4.37}$$

La puissance crête de notre installation est donc de :

$$P_{pv} = 594.2 \text{ kWc}$$

4.4.5. Détermination du nombre de modules à installer pour assurer la puissance de 594.2 kWc

$$Nm = \frac{P_{pv}}{P_c} \dots\dots\dots 4.3.$$

P_c : Puissance crête d'un module, on a pris un module de 300 Wc.

$$Nm = \frac{594200}{300}$$

$$Nm = 1982 \text{ panneaux}$$

4.4.6. La Surface nécessaire pour l'installation de ce champ photovoltaïque

$$St = Su \times Nm \dots\dots\dots 4.4$$

$$St = 1.936 \times 1982$$

$$St = 3838 \text{ m}^2$$

Avec :

Su : Surface d'un seul panneau.

On constate que pour assurer une puissance crête aussi élevée, il nous faut automatiquement une surface très vaste dont nous ne disposons pas. En effet, l'agence presse service veut alimenter une partie de sa consommation en énergie solaire photovoltaïque mais uniquement en exploitant la surface de sa terrasse qui est de 1100 m². Cependant la surface exploitable sera seulement de l'ordre de 50% de la surface totale, le reste est l'espace occupé par les locaux de machinerie, les PAC (pompes à chaleur), les CTA (centrale de traitement d'air), les paraboles, les réservoirs d'eau et les chemins qui doivent être laissés pour une circulation libre.

Ce qui nous amène à dimensionner notre installation en fonction de la surface dont nous disposons.

4.5. Dimensionnement des différents composants de notre système photovoltaïque

4.5.1. Le champ photovoltaïque

L'orientation du champ PV est l'angle que fait la normale à la surface du capteur (panneau) et le plan méridien.

L'ajustement de l'orientation s'obtient en pointant les panneaux vers :

- Le sud lorsqu'on est dans l'hémisphère nord.
- Le nord lorsqu'on est dans l'hémisphère sud.

L'Algérie se situe dans l'hémisphère nord, dans ce cas **nos panneaux seront forcément orientés en plein sud.**

L'Inclinaison du champ PV est l'angle que fait le capteur (panneau) avec le plan horizontal. L'angle d'inclinaison optimal en moyenne annuelle correspond à la latitude du lieu.

Cet angle est souvent pondéré en fonction de l'application et de l'utilisation souhaitée :

- Un système qui fonctionne toute l'année devra être dimensionné en prenant les valeurs d'ensoleillement les plus pessimistes. L'angle d'inclinaison sera égal à la latitude du lieu augmentée de $\pm 10^\circ$ afin d'optimiser la performance hivernal.
- Un champ solaire destinée à fonctionner en période estivale verra son angle d'inclinaison positionné à la latitude du lieu minorée de $\pm 10^\circ$.

Latitude φ	Inclinaison α
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15$

Tableau 4.4 Latitudes et inclinaisons

Dans notre cas : $\varphi = 36^\circ 73' 80'' \Rightarrow \alpha = 36 + 10 = 46^\circ$, on arrondi à $\alpha = 45^\circ$.

4.5.2. Surface exploitable

$$Se = 0.5 \times St \dots\dots\dots 4.5.$$

$$Se = 0.5 \times 1100$$

$$Se = 550 \text{ m}^2$$

4.5.3. Nombre de panneaux qu'on peut installer

$$Np = \frac{St}{Su} \dots\dots\dots 4.6.$$

$$Np = \frac{550}{1.93}$$

$$Np = 286 \text{ panneaux}$$

4.5.4. Puissance délivrée par ce champ photovoltaïque :

$$Ppv = Pu \times Np \dots\dots\dots 4.7.$$

$$Ppv = 300 \times 286$$

$$Ppv = 85.8 \text{ KW}$$

4.5.5. Energie journalière fournie par le champ :

$$Epv = Ppv \times Ir \dots\dots\dots 4.8.$$

$$Epv = 85.8 \times 4.37$$

$$Epv = 374.946 \text{ KWh/j}$$

4.5.6. Choix de la tension de fonctionnement :

La tension de fonctionnement de notre générateur photovoltaïque dépend de la puissance crête produite par ce dernier.

Puissance du champ	0-500Wc	500Wc-2KWc	2KWc-10KWc	>10KWc
Tension recommandée	12 V DC	24 V DC	48 V DC	>48 V DC

Tableau 4.5 Choix des tensions

Pour notre installation nous choisirons une tension de 60 V.

4.5.7. Disposition des panneaux

4.5.7.1. Le nombre de panneau connectés en série

$$Nms = \frac{Udc}{Un} \dots\dots\dots 4.9$$

$$Nms = \frac{60}{20}$$

$$Nms = 3 \text{ modules}$$

Avec : Udc : tension de sortie du générateur PV.

Un : tension nominal d'un module.

4.5.7.2. Le nombre de modules connecté en parallèle :

$$Nmp = \frac{Nm}{Nms} \dots\dots\dots 4.10.$$

$$Nmp = \frac{286}{3}$$

$$Nmp = 95 \text{ modules}$$

Donc notre champ photovoltaïque comptera 285 panneaux et délivrera une puissance de 85.5 kW au lieu de 85.8 kW pour 286 panneaux.

Pour notre dimensionnement, nous avons choisi un module de type CSUN310-72P dont les paramètres sont représentés sur le tableau suivant :

Puissance crête	300 Wc
Tension nominal	20 V
Tension maximale	35.8 V
Tension en circuit ouvert	44.5 V
Intensité à puissance maximale	8.37 A
Courant de court-circuit	8.91 A

Tableau 4.6 Paramètres du panneau photovoltaïque CSUN310-72P

Remarque : le courant total fourni par les panneaux est de :

$$I_{tot} = Nmp \times Impp \dots\dots\dots 4.11.$$

$$I_{tot} = 95 \times 8.37 = 795.15 A.$$

Ce courant est très élevé et ne peut être supporté par un seul onduleur. Pour adapter ce courant aux matériels existants nous allons diviser l'installation en dix neuf sous-générateurs de 4.5 kWc (41.85 A, 60 V). Le nombre de modules pour chaque sous générateurs sera alors de 15 modules (3 panneaux en série et 5 branches).

4.5.8. Dimensionnement de l'onduleur

Suivant la taille de l'installation, il peut être nécessaire de démultiplier le nombre d'onduleurs. En général, un deuxième onduleur peut être prévu à partir de 5 kWc. Une hétérogénéité (orientation, inclinaison, ombrage, utilisation de plusieurs types de modules, grande tolérance de fabrication sur la puissance des module) de l'installation peut aussi amener à opter pour plusieurs onduleurs. Plus l'installation est hétérogène, plus on aura intérêt en terme de performance à démultiplier les onduleurs. A l'inverse, pour une installation tout à fait homogène, il sera plus intéressant de limiter le nombre d'onduleurs (onduleur central). Il faudra suivant la situation trouver le bon compromis [30].

Pour notre installation, nous choisirons un onduleur triphasé dont les caractéristiques sont les suivantes :

Tension d'entrée : 60V.

Tension de distribution : 400V, 50Hz.

La puissance à la sortie de chaque onduleur est donnée par l'équation suivante :

$$P_n = \frac{P}{\eta} \dots\dots\dots 4.12.$$

η : Le rendement de l'onduleur (90%)

$$P_n = \frac{4500}{0.9}$$

$$P_n = 5 kW$$

Donc pour notre installation nous choisirons un onduleur de 5 kW pour chaque sous générateur.

4.5.9. Dimensionnement des câbles

4.5.9.1. Calcul de la section des câbles partie AC

4.5.9.1.1. Entre l'onduleur et le boîtier de raccordement

La chute de tension dans un circuit électrique alternatif se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$\Delta V = B \times \left(\rho_1 \times \frac{l}{s} \times \cos \delta + \chi \times l \times \sin \delta \right) \times I_b \dots\dots\dots 4.13$$

Où :

ΔV : Chute de tension (V) ;

B : Coefficient qui vaut 1 en triphasé et 2 en monophasé.

ρ_1 : Résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) en service normal, soit 1,25 fois la résistivité à 20°C ($\rho_1=0,0225 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre et $\rho_1 = 0,036 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium).

l : Longueur de la canalisation (m).

S : Section des conducteurs (mm^2).

$\cos(\delta)$: facteur de puissance, δ est le déphasage entre le courant et la tension alternative.

$\sin(\delta)$: cette donnée est inscrite sur la fiche technique des onduleurs et vaut 1 généralement.

I_b : Courant maximal d'emploi.

χ : Réactance linéique des conducteurs (Ω/m).

La réactance des conducteurs, notée χ , dépend de la disposition des câbles entre eux.

$\chi = 0,08 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ pour les câbles tripolaire :



$\chi = 0,09 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ pour les câbles unipolaires serrés en nappes ou en triangle :



$\chi = 0,15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ pour les câbles unipolaires espacés entre eux d'une distance égale à $d = 8 \times \text{rayon}$:



Dans le cas général des installations photovoltaïques (de petites distances), la réactance des conducteurs est négligeable. Par conséquent, le deuxième terme de la formule de la chute de tension des câbles côté AC est nul.

Le calcul de la chute de tension côté AC d'une installation photovoltaïque se fait alors par la formule suivante :

$$\Delta V = B \times (\rho_1 \times \frac{l}{S} \times \cos \delta) \dots \dots \dots 4.14.$$

La section des câbles AC entre l'onduleur et le point de raccordement sera calculée en fonction de la limitation de la chute de tension à une valeur inférieure à 1% (en Basse Tension).

Notons ϵ la chute de tension admissible tolérée par la NF C15-100. Elle est donnée par :

$$\epsilon = \frac{\Delta V}{V_n} \dots \dots \dots 4.15.$$

ΔV : Chute de tension (V) ;

V_n : Tension nominale de calcul ; $V_n=230 \text{ V}$ ou $V_n=400 \text{ V}$ selon les cas

En combinant ces deux dernières relations, nous trouvons l'expression qui permet de calculer la section d'un câble AC

$$S = B \times \rho_1 \times I_b \times \frac{l}{\epsilon \times V_n} \times \cos \delta \dots \dots \dots 4.16.$$

$B=1$ (onduleur triphasé) ;

$\rho_1=0,0225 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (câbles en cuivre) ;

$l = 30 \text{ m}$ de l'onduleur jusqu'au boîtier de raccordement.

$\epsilon = 0,02$

$$V_n = 230 \text{ V}$$

$$I_b = \frac{P_n}{3 \times V_n \times \cos \delta} \dots\dots\dots 4.17.$$

$$I_b = \frac{4500}{3 \times 230 \times 0.988}$$

$$I_b = 6.6 \text{ A}$$

$$S = 1 \times 0.0225 \times 6.6 \times \frac{30}{0.02 \times 230} \times 0.988$$

$$S = 0.95 \text{ mm}^2, \text{ la valeur normalisée est } S = 1.5 \text{ mm}^2$$

4.5.9.1.2. Entre le boîtier de raccordement et le tableau général de basse tension (TGBT) :

$$S = B \times \rho_1 \times I_c \times \frac{l}{\varepsilon \times V_n} \times \cos \delta \dots\dots\dots 4.18.$$

Avec :

$$I_c = I_b \times 19$$

$$I_c = 6.6 \times 19$$

$$I_c = 125.4 \text{ A}$$

$$l = 5 \text{ m}$$

$$S = 1 \times 0.0225 \times 125.4 \times \frac{5}{0.02 \times 230} \times 0.988$$

$$S = 3.03 \text{ mm}^2, \text{ la valeur normalisée est } S = 3.5 \text{ mm}^2$$

4.5.9.2. Calcul de la section des câbles de la partie DC: Champ PV-Onduleur

$$S = \frac{\rho \times l}{\Delta V \times V} \times I \dots\dots\dots 4.19.$$

Avec :

$$l = 50 \text{ m}$$

$$I = 8.37$$

$$R = \frac{\Delta V}{I} \dots\dots\dots 4.20.$$

$$\text{Et } \varepsilon = \frac{\Delta V}{V} \Rightarrow \Delta V = \varepsilon \times V$$

Donc :

$$S = \frac{\rho \times l \times I}{\varepsilon \times V} \dots\dots\dots 4.21.$$

$$S = \frac{0.0225 \times 50 \times 8.37}{0.02 \times 60}$$

$S = 7.84 \text{ mm}^2$, la valeur normalisé est de $S = 7.5 \text{ mm}^2$

4.5.10. Tableau récapitulatif du dimensionnement fait :

On récapitule les résultats trouvés dans le tableau suivant :

Composants		Spécifications	Valeurs
Puissance crête du champ photovoltaïque :			85.8kWc
Tension de fonctionnement			60V
Modules photovoltaïques	285	parallèle	95
		Série	03
Onduleur		Puissance nominale	5 kW
		Tension nominale	360 V DC
Câbles		Câbles DC	7.5 mm ²
		Câbles AC	1.5mm ² et 3.5 mm ²
Surface exploitable	550 m ²		

Tableau 4.7 Tableau récapitulatif des différents composants utilisés

Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons établi un dimensionnement en énergie solaire photovoltaïque sans stockage à installer sur la surfaceterrasse. Nos résultats mettent en évidence le gisement solaire important à Alger mais aussi la possibilité d'alimenter jusqu'à 55% du besoin total du bâtiment avec l'énergie photovoltaïque. Néanmoins, ce besoin a été relevé dans une journée du mois d'Avril où le temps était assez clément et vu les étés chauds que l'Algérie connaît ces dernières années, ce besoin sera sûrement plus élevé les journées d'été donc on ne peut s'assurer que notre système pourra alimenter la moitié du besoin électrique estival.

Conclusion générale

Notre mission durant ce projet de fin d'étude était de réaliser un audit électrique ainsi qu'un dimensionnement en énergie solaire photovoltaïque pour l'agence Algérie Presse Service. L'APS constitue le sujet parfait pour notre mémoire car c'est un grand consommateur d'énergie électrique et sa puissance avoisine les 160 kW.

Nous avons abordé dans la première partie de ce mémoire quelques points indispensables permettant de mieux comprendre le travail que nous avons présenté. Il s'agit notamment de l'audit énergétique, de ses principaux objectifs et de la méthodologie à suivre pour en effectuer. Par ailleurs, on a présenté de manière générale le dimensionnement photovoltaïque. Nous avons fait une description générale de l'énergie photovoltaïque, des filières technologiques et surtout des éléments essentiels constituant n'importe quelle installation photovoltaïque sans stockage. Nous avons présenté toutes les étapes à suivre pour la réalisation d'un bon dimensionnement photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes penchés sur la tarification de l'énergie électrique et on a constaté que ce volet est très important sur le plan économique car nous avons pu prouver des gains importants valant **96 801 DA** pouvant être générés en réduisant la PMD à 650 kW.

Les résultats de l'analyse de la campagne de mesure montrent plusieurs axes de travaux de rénovation, de réparation, et d'amélioration, aux niveaux des installations électriques de l'APS, mais aussi, la mise en place de bonnes pratiques comportementales de l'ensemble du personnel.

Concernant le dernier chapitre, à savoir le dimensionnement en énergie solaire photovoltaïque, nous avons mentionné une étude détaillée concernant la méthode et les étapes suivies pour la réalisation d'un dimensionnement du système PV. Notre système est formé de 285 panneaux de 300 Wc chacun et débitant au total une puissance crête de 85.5 kWc destiné à l'alimentation de l'APS qui consomme quotidiennement une énergie électrique qui se diffère d'une saison à une autre. Pour un besoin énergétique mesuré durant une journée du mois d'Avril, on a pu couvrir de part l'installation faite 55% de ce besoin énergétique.

Un des buts de l'audit énergétique et des dimensionnements en photovoltaïque est de planifier la mise en œuvre des mesures permettant d'atteindre des objectifs précis. Ces derniers s'articulent autour de la diminution des émissions de gaz à effet de serre via la réduction des consommations énergétiques et l'utilisation d'une énergie propre.

D'autre part la durée du stage étant assez courte et le bâtiment à auditer vaste, nous n'avons pas pu avoir toutes les informations utiles pour pouvoir réaliser un diagramme de répartition des consommations électriques par usage et pour connaître de façon détaillée la gestion des appareils électriques. A partir de ces informations manquantes, nous pensons qu'il existe d'autre potentiel d'économie d'énergie en plus de ceux que l'on a relevé.

Conclusion générale

A l'issu des préconisations que l'on a proposées, l'agence presse service pourra les analyser s'il est rentable de les mettre en place.

Cette mission nous a permis de mettre en pratique la méthodologie de l'audit et celle du dimensionnement enseignée, de développer notre sens du contact et de l'organisation (récupération et compilation de données) et de connaître le fonctionnement d'une agence de presse.

Liste des figures

Chapitre 1 :

Figure 1.1 Etapes du déroulement de l'audit énergétique.....	3
Figure 1.2 Schéma de principe de la compensation.....	5
Figure 1.3 Schéma simplifié du mode global.....	6
Figure 1.4 Schéma simplifié du mode partiel.....	7
Figure 1.5 Schéma simplifié du mode individuel.....	7
Figure 1.6 Illustration des harmoniques (harmonique d'ordre 3, fondamental et l'onde déformée).....	8
Figure 1.7 courant alternatif en amont d'un redresseur en pont de Graetz débitant un courant continu parfait sur charge très inductive.....	10
Figure 1.8 courant alternatif en amont d'un redresseur en pont de Graetz suivi d'un condensateur.....	11
Figure 1.9 Principe de fonctionnement d'un filtre passif.....	14
Figure 1.10 Principe de fonctionnement d'un filtre actif.....	15
Figure 1.11 Principe d'utilisation d'un filtre hybride.....	16
Figure 1.12 Carte préliminaire de l'ensoleillement de l'Algérie.....	17
Figure 1.13 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	18
Figure 1.14 Cellule photovoltaïque.....	19
Figure 1.15 Cellule monocristalline.....	19
Figure 1.16 Cellule Polycristalline.....	20
Figure 1.17 Cellule Amorphe	20
Figure 1.18 Caractéristiques P-V des cellules Photovoltaïque raccordées en série.....	21
Figure 1.19 Caractéristiques I-V des cellules Photovoltaïque en série.....	21
Figure 1.20 Caractéristiques P-V des cellules Photovoltaïque raccordées en parallèle.....	21
Figure 1.21 Caractéristiques I-V des cellules Photovoltaïque raccordées en parallèle.....	21
Figure 1.22 Ensemble de cellules, composé d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série.....	22
Figure 1.23 Constitution d'un module photovoltaïque de type 'mono-verre'.....	22
Figure 1.24 la caractéristique ($I=f(V)$), ($P=g(V)$).....	23

Liste des figures

Figure 1.25 Caractéristique courant –tension et puissance –tension d’un module photovoltaïque pour différents niveaux d’irradiation ($G=200, 400, 600, 800, 1000 \text{ W/m}^2$) et $T_c=25 \text{ }^\circ\text{C}$	24
Figure 1.26 Caractéristique puissance –tension et courant –tension d’un module photovoltaïque pour une variation de température ($T_c=25, 30,35, 40, 45, 50^\circ\text{C}$) et $G = 1000\text{W/m}^2$	25
Chapitre 2 :	
Figure 2.1 Évolution de la consommation de l’énergie active durant les trois années 2013,2014, 2015 et le premier trimestre de l’année 2016.....	31
Figure 2.2. Évolution des couts de l’énergie active durant les trois années 2013,2014, 2015 et du premier trimestre de l’année 2016.....	32
Figure 2.4. La part de la consommation et des coûts selon les postes horaires durant les trois années 2013, 2014, 2015 et le premier trimestre de l’année en cour.....	33
Figure 2.5 : Évolution de l’énergie réactive facturée, de l’énergie réactive retenue et de l’énergie active durant le trois dernières années et le premier trimestre de l’année en cours.....	36
Figure 2.6 : Evolution des bonifications et des pénalités durant les trois années 2013, 2014, 2015 et les trois premiers mois de 2016.....	36
Figure 2.7 : Évolution de la PMA en fonction de la PMD durant les trois dernières années 2013, 2014, 2015 et les trois premiers mois de 2016.....	37
Figure 2.8 Comparaison entre les coûts de l’énergie électrique pour des PMD de 650 et 1000Kw.....	37
Figure 2.9 : Évolution du coût de l’énergie active ‘Tarif 41’ selon les postes horaires, anciens et nouveaux prix.....	38
Figure 2.10 : Comparaison entre les tarifs 41, 42, 43 et 44 pour les quatre années 2013, 2014, 2015 et 2016.....	40
Chapitre 3	
Figure 3.1 Schéma synoptique de l’Agence Presse Service.....	41
Figure 3.2 Représentation schématique du poste de livraison.....	42
Figure 3.3 Schéma du poste de livraison comptage BT.....	42

Liste des figures

Figure 3.4 L'analyseur de puissance et d'énergie le 'Qualistar+' et son Schéma de branchement.....	45
Figure 3.5 Points de mesures.....	46
Figure 3.6 La forme d'onde de la tension composée.....	46
Figure 3.7. Forme d'onde du courant.....	47
Figure 3.8: Forme d'onde du courant sur les trois phases.....	47
Figure 3.9. Taux de distorsion.....	47
Figure 3.10. Taux de distorsion de l'harmonique 7.....	48
Figure 3.11 Puissance active, réactive, et apparente sur les 3 phases.....	48
Figure 3.12 Totale puissances active réactive et apparente.....	48
Figure 3.13. Facteur de puissance.....	50
Figure 3.14. Forme d'onde de la tension composée.....	50
Figure 3.15. Forme de la tension.....	51
Figure 3.16. Taux de distorsion de courant par rang d'harmonique.....	51
Figure 3.17. Taux de distorsion de l'harmonique.....	51
Figure 3.18. Les puissances.....	52
Figure 3.19. Facteur de puissance, $\cos(\square)$, $\tan(\square)$	52
Figure 3.20. Forme d'onde de la tension composée.....	52
Figure 3.21. Forme d'onde du courant.....	53
Figure 3.22. Les harmoniques.....	53
Figure 3.23. Taux de distorsion de l'harmonique.....	54
Figure 3.24. Les puissances.....	54
Figure 3.25. Facteur de puissance.....	54
Figure 3.26 Forme d'onde de la tension composée.....	54
Figure 3.27. Forme d'onde du courant.....	55
Figure 3.28 les harmoniques.....	56
Figure 3.29- Taux de distorsion de l'harmonique 13-.....	56

Liste des figures

Figure 3.30 -Totale des puissances active réactive et apparente--Facteur de puissance, $\cos(\phi)$, $\tan(\phi)$ -	57
Figure 3.31 Forme d'onde de la tension composée.....	57
Figure 3.32 -Forme d'onde du courant.....	57
Figure 33 THD en courant.....	57
Figure 3.34 Les harmoniques.....	58
Figure 3.35 Taux de distorsion de l'harmonique 13.....	58
Figure 3.36 Puissance active, réactive, et apparente sur les 3 phases.....	59
Figure 3.37 Facteur de puissance, $\cos(\phi)$, $\tan(\phi)$	59
Figure 3.38. La Forme d'onde de la tension.....	59
Figure 3.39. Forme d'onde du courant à la sortie de l'onduleur.....	20
Figure 3.40 Les harmoniques.....	60
Chapitre 4	
Figure 4.1 Schéma simplifié d'un système PV.....	67

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1.1 effet des harmoniques sur les principaux appareils.....	12
Tableau 1.2 Valeurs maximales des taux d'harmoniques acceptables.....	13

Chapitre 2

Tableau 2.1 : Les puissances normalisées de la « PMD » en KW.....	36
Tableau 2.2 : Présentation des tarifs électrique.....	38
Tableau 2.3 : Caractéristique des tarifs électriques.....	38
Tableau 2.4 : Tableau tarifs à partir du 1er décembre 2005-2015.....	39
Tableau 2.5 : Tableau tarifs à partir du 1er Février 2016.....	39

Chapitre 3

Tableau 3.1 Les caractéristiques du compteur électronique.....	42
Tableau 3.2 Caractéristiques des deux transformateurs d'arrivée.....	43
Tableau 3.3 Caractéristiques du groupe électrogène.....	43
Tableau 3.4 Mesures électriques réalisées au niveau de la sortie du premier transformateur.....	49
Tableau 3.5 Mesures électriques réalisées au niveau de la sortie du premier transformateur.....	49

Chapitre 4

Tableau 4.1 Base de données d'irradiation d'Alger selon le logiciel de l'ETDE.....	68
Tableau 4.2 Estimation des besoins en puissance et en énergie.....	69
Tableau 4.3 .Estimation de l'énergie journalière consommée par le bâtiment.....	69
Tableau 4.4 Latitudes et inclinaisons.....	71
Tableau 4.5 Choix des tensions.....	72
Tableau 4.6 Paramètres du panneau photovoltaïque CSUN310-72P.....	72
Tableau 4.7 Tableau récapitulatif des différents composants utilisés.....	76

Annexes

		Jan	Fev	Mars	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec	cumm
H. creuses	7,5	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533
H. de pointe	4	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668
H. pleines	12,5	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147
Redevance fixe	DA	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	#####
Reactive	DA	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794
PMA	DA	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,7900
PMD cout	DA	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,5400
Consommation														
H. creuses	KWh		35714	37148	33586	33848	32908	30019	60856	41496	42033	32742	31103	411453
H. de pointe	KWh		24089	25147	22688	23428	22767	21244	39735	29525	30664	23120	21112	283519
H. pleines	KWh		83820	87402	77346	79708	80159	72581	135285	91631	101673	79078	77655	966338
Total active	KWh	0	143623	149697	133620	136984	135834	123844	235876	162652	174370	134940	129870	1661310
Cons Reac retenu	KVARh		13655	14546	8107	6094	8299	13206	36370	32611	39282	19589	21145	212904
tgp		#DIV/0!	0,0951	0,0972	0,0607	0,0445	0,0611	0,1066	0,1542	0,2005	0,2253	0,1452	0,1628	0,1282
Cosp		#DIV/0!	0,9955	0,9953	0,9982	0,9990	0,9981	0,9944	0,9883	0,9805	0,9756	0,9896	0,9870	0,9919
Cons Reac Facturée	KVARh	0	-58157	-60303	-58703	-62398	-59618	-48716	-81568	-48715	-47903	-47881	-43790	-617751
Pic PMA	KW		432	468	369	334	430	413	485	434	424	385	387	380
PMD	KW		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	917
Coût " DA "														
H. creuses	DA	0	30475	31698	28659	28882	28080	25615	51928	35409	35867	27939	26540	351093
H. de pointe	DA	0	175050	182738	164869	170247	165443	154376	288746	214552	222829	168008	153417	2060276
H. pleines	DA	0	135344	141128	124891	128705	129433	117197	218445	147957	164171	127687	125390	1560346
Total active	DA	0	340869	355565	318419	327834	322956	297188	559119	397917	422867	323634	305346	3971715
Reactive	DA	#DIV/0!	-4413	-4576	-4454	-4735	-4524	-3697	-6189	-3696	-3635	-3633	-3323	#DIV/0!
PMA	DA	0	41813	45298	35716	32328	41620	39974	46943	42007	41039	37264	37458	441459
PMD	DA	0	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	236940
Taxe	DA	#DIV/0!	30343	31604	28341	28744	29067	27206	45855	34400	36083	28872	27627	#DIV/0!
Facture calculer (net	DA	#DIV/0!	462380	481658	431789	437938	442887	414439	699496	524395	550122	439905	420877	#DIV/0!
Facture (net a payer	DA		462380	481658	431789	437938	442887	414439	699496	524395	550122	439905	420877	5305887
Anomalies	DA	#DIV/0!	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	#DIV/0!

Facture de 2013

		Jan	Fev	Mars	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec	cumm
H. creuses	7,5	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533
H. de pointe	4	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668
H. pleines	12,5	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147
Redevance fixe	DA	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	#####
Reactive	DA	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794
PMA	DA	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,7900
PMD cout	DA	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,5400
Consommation														
H. creuses	KWh	29289	31617	29991	31355	25976	27436	34663	42368	40439	40931	31271	26002	391338
H. de pointe	KWh	19983	21732	20286	22016	18596	20105	25670	28345	29700	28594	22743	18529	276299
H. pleines	KWh	72919	78616	72958	78106	64637	69778	91815	105133	103136	102443	79916	67315	986772
Total active	KWh	122191	131965	123235	131477	109209	117319	152148	175846	173275	171968	133930	111846	1654409
Cons Reac retenu	KVARh	17350	18692	18320	17613	9981	11950	26250	32587	31321	36438	18173	12065	250740
tgp		0,1420	0,1416	0,1487	0,1340	0,0914	0,1019	0,1725	0,1853	0,1808	0,2119	0,1357	0,1079	0,1516
Cosp		0,9901	0,9901	0,9891	0,9911	0,9958	0,9949	0,9854	0,9833	0,9841	0,9783	0,9909	0,9942	0,9887
Cons Reac Facturée	KVARh	-43746	-47291	-43298	-48126	-44624	-46710	-49824	-55336	-55317	-49546	-48792	-43858	-576465
Pic PMA	KW	341	264	212	178	342	152	454	456	415	454	386	376	336
PMD	KW	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Coût " DA "														
H. creuses	DA	24992	26979	25591	26755	22165	23411	29578	36153	34507	34926	26684	22188	333929
H. de pointe	DA	145212	157922	147414	159986	135133	146099	186539	205977	215824	207787	165269	134647	2007810
H. pleines	DA	117742	126941	117805	126118	104369	112671	148254	169758	166534	165415	129040	108694	1593341
Total active	DA	287947	311842	290811	312859	261668	282181	364370	411888	416864	408128	320993	265528	3935079
Reactive	DA	-3319	-3588	-3285	-3652	-3386	-3544	-3781	-4199	-4197	-3760	-3702	-3328	-43742
PMA	DA	33005	25553	20519	17229	33102	14712	43943	44136	40168	43943	37361	36393	390064
PMD	DA	14001	14001	14001	14001	14001	14001	14001	14001	14001	14001	14001	14001	168012
Taxe	DA	25570	26702	24899	26187	23733	23870	31653	34964	35034	34718	28162	24238	339730
Facture calculer (net	DA	389432	406738	379173	398851	361346	363448	482414	533018	534098	529258	429042	369059	5175876
Facture (net a payer	DA	397499	414804	387240	406918	369413	371514	490481	541085	542165	537324	437108	377126	5272677
Anomalies	DA	8067	8067	8067	8067	8067	8067	8067	8067	8067	8067	8067	8067	96801

Facture de 2014

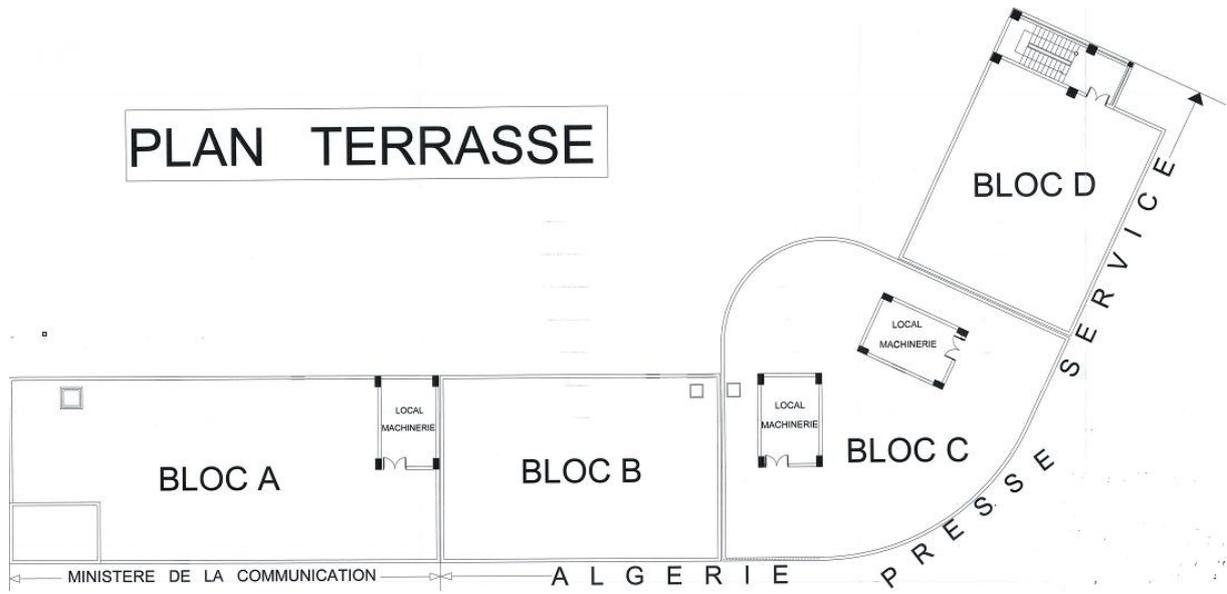
Annexes

		Jan	Fev	Mars	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec	cumm
H. creuses	7,5	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533
H. de pointe	4	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668
H. pleines	12,5	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147
Redevance fixe	DA	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	#####
Reactive	DA	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794
PMA	DA	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,7900
PMD cout	DA	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,5400
Consommation														
H. creuses	KWh	33735	37988	36241	32218	26136	30740	35311	48332	41241	32161	28827	27047	409977
H. de pointe	KWh	23410	25676	23662	21413	19546	23518	25162	35266	30225	24893	21590	19222	293583
H. pleines	KWh	84829	95223	86733	76864	64062	76554	84389	115109	96723	80005	70943	71623	1003057
Total active	KWh	141974	158887	146636	130495	109744	130812	144862	198707	168189	137059	121360	117892	1706617
Cons Reac retenu	KVARh	20295	27330	25541	16673	10891	14841	24475	50904	32297	21970	16088	15600	276905
tgp		0,1429	0,1720	0,1742	0,1278	0,0992	0,1135	0,1690	0,2562	0,1920	0,1603	0,1326	0,1323	0,1623
Cosp		0,9899	0,9855	0,9852	0,9919	0,9951	0,9936	0,9860	0,9687	0,9821	0,9874	0,9913	0,9914	0,9871
Cons Reac Facturée	KVARh	-50692	-52114	-47777	-48575	-43981	-50565	-47956	-48450	-51798	-46560	-44592	-43346	-576404
Pic PMA	KW	413	425	458	347	404	430	433	492	420	358	318	361	405
PMD	KW	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Coût " DA "														
H. creuses	DA	28786	32415	30924	27492	22302	26230	30131	41242	35191	27443	24598	23079	349833
H. de pointe	DA	170116	186582	171947	153604	142037	170901	182847	256271	219639	180892	156890	139682	2133409
H. pleines	DA	136973	153757	140048	124112	103441	123612	136263	185867	156179	129184	114552	115650	1619636
Total active	DA	335875	372754	342919	307208	267780	320743	349241	483379	411009	337520	296040	278411	4102878
Reactive	DA	-3847	-3954	-3625	-3686	-3337	-3837	-3639	-3676	-3930	-3533	-3384	-3289	-43737
PMA	DA	39974	41136	44330	33586	39103	41620	41910	47621	40652	34651	30779	34941	470303
PMD	DA	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	21540	258480
Taxe	DA	29904	32559	30717	27461	25112	28961	30990	40776	35205	29668	26504	25568	363426
Facture calculer (net	DA	455675	496262	#####	418337	382425	441254	472270	621868	536703	452074	403708	389399	5538083
Facture (net a payer	DA	455675	496263	468109	418337	382425	441254	472270	621868	536703	452074	403708	389399	5538083
Anomalies	DA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Facture de 2015

		Jan	Fev	Mars	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec	cumm
H. creuses	7,5	0,8533	1,024	1,024	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8533	0,8818
H. de pointe	4	7,2668	8,7202	8,7202	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,2668	7,5090
H. pleines	12,5	1,6147	1,9376	1,9376	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6147	1,6685
Redevance fixe	DA	32227,8	38673,4	38673,4	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	32227,8	#####
Reactive	DA	0,3794	0,4555	0,4555	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3794	0,3921
PMA	DA	96,79	116,15	116,15	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	100,0167
PMD cout	DA	21,54	25,85	25,85	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	22,2583
Consommation														
H. creuses	KWh	31918	34381	32355	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98654
H. de pointe	KWh	21971	23291	21496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66758
H. pleines	KWh	81409	87265	81041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	249715
Total active	KWh	135298	144937	134892	0	0	0	0	0	0	0	0	0	415127
Cons Reac retenu	KVARh	18529	23935	22697	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65161
tgp		0,1369	0,1651	0,1683	#DIV/0!	0,1570								
Cosp		0,9908	0,9866	0,9861	#DIV/0!	0,9879								
Cons Reac Facturée	KVARh	-49120	-48534	-44749	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-142403
Pic PMA	KW	338	377	397	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93
PMD	KW	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250
Coût " DA "														
H. creuses	DA	27236	35206	33132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95573
H. de pointe	DA	159659	203102	187449	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550210
H. pleines	DA	131451	169085	157025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457561
Total active	DA	318346	407393	377606	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1103345
Reactive	DA	-3727	-4421	-4077	#DIV/0!									
PMA	DA	32715	43789	46112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122615
PMD	DA	21540	25850	25850	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73240
Taxe	DA	28277	87118	82508	#DIV/0!									
Facture calculer (net	DA	429378	598402	566672,3	#DIV/0!									
Facture (net a payer	DA	429378	598402	566672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1594452
Anomalies	DA	0	0	0	#DIV/0!									

Facture 2016



Plan de la terrasse

Bibliographie

- [1] Dj.Bechki, S.Boughali, H.Mahcene, H.Bouguettaia et B.Bouchekima. « Opportunités Et Challenges De La Promotion Des Energies Renouvelables En Algérie ».
- [2] : www.portail.cder.dz: Site du centre de développement des énergies renouvelables.
- [3] : www.aprue.org.dz: Site web de l'agence de la promotion et de la rationalisation de l'utilisation de l'énergie.
- [4] : www.aps.dz: Site de l'Algérie presse service.
- [5] : H. Belmili1, M. Ayad1, E.M. Berkouk et M. Haddadi, « Optimisation de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes - Exemples d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil », Revue des Energies Renouvelables CICME'08 Sousse (2008) 27 – 39.
- [6] : 'ADEME' audit énergétique dans les bâtiments -Décembre 2014.
- [7] Marianne Duquesne, « 'Audit énergétique de bâtiment: Pourquoi? Comment?' » - Octobre 2009.
- [8] : www.ademe.fr: Site de l'ADEME.
- [9] : www.veenergie.fr: Site de 'VE Energie': Entreprise Française spécialisée dans les audits énergétiques.
- [10] :S.Moulet, M.Nicolas, D.Ollivier et R.Pernette « Compensation d'énergie réactive : mode d'emploi. EDF Industrie, Cahier de l'ingénierie » -Octobre 1988.
- [11] : Merlin Gerin « Guide de la compensation d'énergie réactive BT » -Janvier 1992.
- [12] : V. Ignatova, « Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique » Université JOSEPH FOURIER, 2006.
- [13] : C. C. -. J. L. -. J. Schonek, Cahier technique n° 152, « Perturbations harmoniques dans les, Schneider Electric » 1999.
- [14] : CEI, CEI 61000 2-1 « Description de l'environnement Environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation ».
- [15] : Schneider Electric, Guide de l'installation électrique, Schneider Electric, 2010.
- [16] :Orgeret, F. D'allest. « Les piles solaires, le composant et ses application ». Masson, Paris New York Barcelone Milan Mexico Sao Paulo, 1985.
- [17] :www.energy.gov.dz: Site du ministère de l'énergie.
- [18] : « Manuel De Formation En Energie Solaire Photovoltaïque Au Togo », Edition 2014.
- [19] : A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef, « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin », Revue des Energies Renouvelables, 1998.
- [20] :T. Markvart, L. Castaner, « photovoltaics fundamentals and applications », Preface Guide to usage of the handbooks by professional Groups, 2003.

Bibliographie

- [21] :A.Labouret, P.Cumunel, J-P. Braun, B.Faraggi, « Cellules solaires : La base de l'énergie photovoltaïque » 4^{ème} édition.
- [22] :S.VIGHETTE, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et Dimensionnement des étages de conversion », Thèse de Doctorat, université de Grenoble, septembre 2010.
- [23] :K. Helali, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative», Mémoire de Magister, UMMTO, 2012.
- [24] :S. Inchirah, «contribution à l'étude de la caractéristique courant tension de cellules solaires fonctionnant sous éclairage et l'obscurité», mémoire de magister, université de Tlemcen, 2003.
- [25] :www.ecosources.info: Portail des énergies renouvelables et de l'éco-construction.
- [26] :Soltane Belakehal« Conception & Commande des Machines à aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables » Thèse doctorat, Université Constantine, 2010.
- [27] :El Amrani, A. Mahrane, F.Y. Moussa et Y. Boukennous,« Procédé d'encapsulation des modules photovoltaïques type mono-verre »: Rev. Energ. Ren. Vol. 9 (2006) 37 – 42.
- [28] :T. Markvart, L. Castaner, « photovoltaics fundamentals and applications », Preface Guide to usage of the handbooks by professional Groups, 2003.
- [29] :Mémoire de magistère en génie mécanique : « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie », Décembre 2011.
- [30] :D.Turcotte, M.Ross and F.Sheriff. « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools» PV Horizon, Canada, 2001.
- [31] :APRUE, Tarification de l'électricité, Alger: APRUE, 2014.
- [32] : Aminata. Sar, «Simulation du système hybrides Photovoltaïque », thèse de doctorat 1998, canada.
- [33] : www.energieplus-lesite.be
- [34] : Sonelgaz, «Baremes Des Prix En Hors Taxes Abonnes Moyenne Et Haute Tension» Direction Generale Developpements Et Systemes, 2005.

Résumé

L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) s'est engagée dans une démarche d'efficacité énergétique en mettant en place des outils spécifiques dédiés à l'éco-responsabilité et au développement durable. Ainsi, notre mission porte, d'une part, sur la réalisation d'un audit énergétique du bâtiment de l'Algérie Presse Service (APS), d'autre part, sur le dimensionnement en énergie solaire photovoltaïque.

Pour réaliser l'audit énergétique, nous avons adopté la méthodologie suivante : état des lieux, analyse des données et préconisations.

A l'issue de notre audit énergétique, nous avons relevé un potentiel d'économie d'énergie.

La consommation électrique peut être abaissée notamment par la rénovation, la réparation, l'amélioration des installations électriques et une meilleure gestion des appareils électriques (mode veille, extinction la nuit) ainsi qu'une sensibilisation du personnel sur les gestes du quotidien.

L'audit favorise aussi la mise en place de solutions vertes, exploitant au mieux les énergies renouvelables, c'est pour cette raison que le dimensionnement en énergie solaire photovoltaïque de l'APS constitue la deuxième partie de notre projet. Pour établir ce dimensionnement nous avons choisis la méthode de la moyenne mensuelle et nous avons dimensionné notre système qui se compose principalement du champ photovoltaïque et des onduleurs. Bien que nous disposions d'une surface d'installation réduite pour un besoin en énergie électrique très élevé, nous avons pu assurer l'alimentation de plus de la moitié du besoin total en énergie.

Mots clés : développement durable, audit énergétique, consommation, préconisation, économie d'énergie, énergie renouvelable, champ photovoltaïque, dimensionnement.

Abstract

The National Agency for the Promotion and Rationalization of the Use of Energy (APRUE) is committed to a process of energy efficiency and began to put in place specific tools dedicated to eco-responsibility and to sustainable development. So, our mission concerns, on one hand, the realization of an energy audit of the building(ship) of Algeria Press Service(Department) (APS), on the other hand, on the sizing in photovoltaic solar energy. To realize the energy audit, we have followed the following methodology: inventory, analysis of data, recommendations.

At the end of our energy audit, we raised a potential of energy saving.

The electrical consumption could be notably reduced by a better management of the electrical devices (sleep mode, redemption at night) as well as a sensitization of the personnel on the daily gestures. The audit favorites also the implementation of green solutions, exploiting at best renewable energies, this is why the sizing in photovoltaic solar energy of the PAS establishes the second part of our project. To establish this sizing we choose the method of the monthly average and we sized our system which consists mainly of the photovoltaic field and the inverters. Although the fact that we have a reduced surface of installation for a very high need to electrical energy, we were able to assure more than the half of the total need in energy.

Keys words: sustainable development, energy audit, consumption, recommendation, energy Saving, renewable energy, photovoltaic field, sizing