

La Mesure dans un projet d'efficacité énergétique



Sommaire

Avant-Propos	3
1. Le rôle-clé de l'électricité face aux enjeux énergétiques	4
1.1 Réduire les consommations d'électricité par l'utilisation de produits plus efficaces	6
1.2 Consommer le juste nécessaire avec des systèmes de Régulation et d'Automatisme	6
1.3 Garantir une performance durable par la mesure et les téléservices	6
2. La nécessité d'une approche globale structurée	7
2.1 L'analyse préalable ou pré-diagnostic	7
2.2 L'analyse détaillée ou diagnostic	8
3. La mesure aux différents stades d'un projet	9
3.1 Adapter le projet au retour sur investissement espéré	9
3.2 Compléter les moyens existants	10
3.2.1 ... par des mesures ponctuelles	10
3.2.2 ... ou par un système permanent	11
3.2.3 Quels équipements de mesure ?	12
3.2.4 ... pour quelle précision ?	12
3.2.5 Modéliser la chaîne de mesure	13
4. La mesure des consommations par usage	16
4.1 Électricité : de nombreux paramètres influents	17
4.2 Gaz naturel : tenir compte de la pression et des variations de température	18
4.3 Vapeur : corriger les différences de pression	19
4.4 Eau et condensat : des débitmètres optimisés	20
4.5 Air comprimé : des fuites à détecter	21
5. Méthodologie de déploiement de la mesure	22



Avant-propos

Tout passe par la mesure !

La mesure constitue un élément-clé de la définition, de la réussite et de la pérennité d'une démarche d'optimisation énergétique.

Par la mise en œuvre de leurs produits, systèmes et services, les entreprises membres du Gimélec (Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés) se trouvent au cœur des applications industrielles et tertiaires de leurs clients. Elles sont ainsi en première ligne pour effectuer le diagnostic énergétique dont ces derniers ont besoin. Elles peuvent, en outre, s'engager sur l'obtention de résultats dans le cadre d'un projet d'efficacité énergétique.

C'est à ce titre que le Gimélec propose ce guide sur la mesure dans les projets d'efficacité énergétique, celui-ci pouvant s'appliquer tant à l'industrie qu'au bâtiment.



Une meilleure gestion au service du développement durable

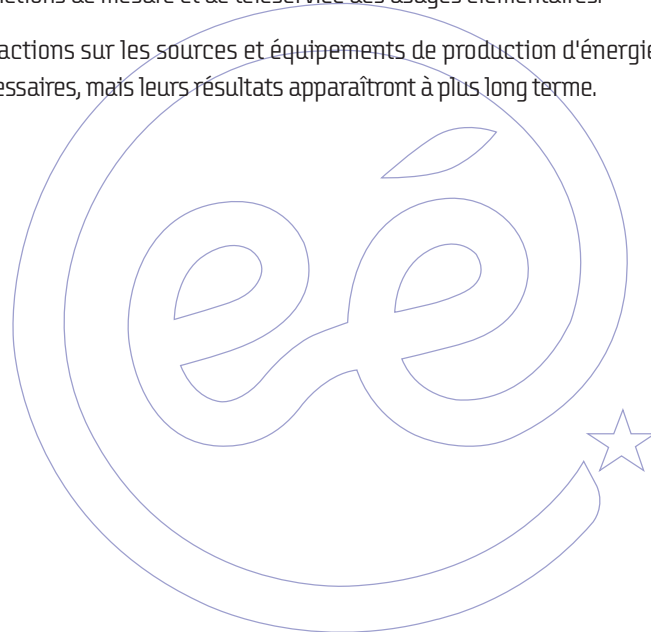
1. Le rôle-clé de l'électricité face aux enjeux énergétiques

Pour réduire de 20% les émissions de CO₂ à l'horizon 2020, des actions immédiates et programmées permettront d'optimiser l'efficacité énergétique des utilisateurs finaux.

Par son usage important et croissant, l'électricité joue un rôle-clé dans ce processus car elle offre de nombreuses solutions d'efficacité énergétique active, c'est-à-dire d'utilisation de l'énergie juste nécessaire par les :

- automatismes et la régulation des usages,
- fonctions de mesure et de téléservice des usages élémentaires.

Les actions sur les sources et équipements de production d'énergie sont également nécessaires, mais leurs résultats apparaîtront à plus long terme.



“Dès aujourd’hui, jusqu’à 30 % d’économies d’énergie dans les bâtiments et l’industrie”

Les usages thermiques et électriques représentent 69 % de la consommation finale d’énergie en France en 2006. La mise en place de systèmes électriques et de services associés peut générer directement jusqu’à 30 % d’économies d’énergie :

→ **dans les utilités industrielles (usages thermiques et électriques, processus industriels)**, grâce à des systèmes performants tels que :

- de pilotage et d’automatisation des unités de production thermique (chaud et froid),
- pour la motorisation (pompage, ventilation, compression),
- etc...

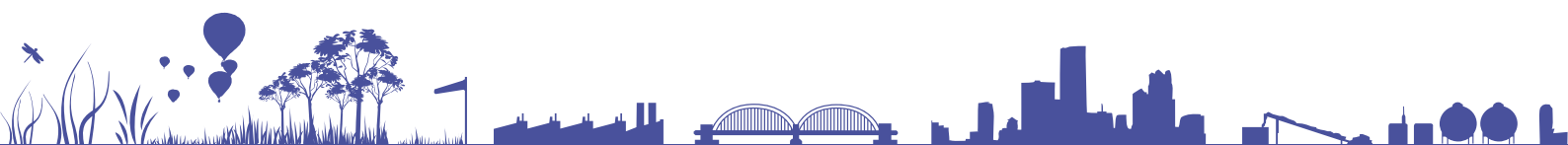
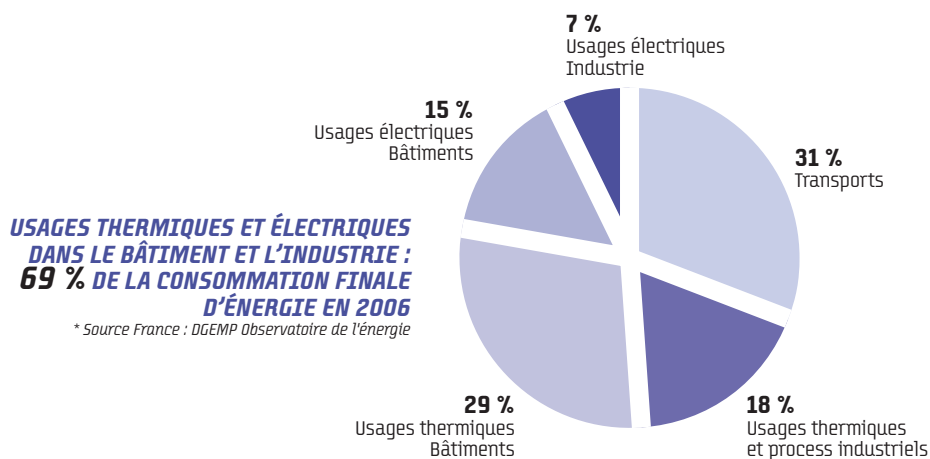
→ **dans les bâtiments (usages thermiques et électriques)**, grâce à :

- des systèmes de pilotage et d’automatisation des unités de production thermiques (chaud et froid),
- une régulation de l’éclairage, des entraînements à vitesse variable appliquées aux pompes et ventilateurs,
- ou encore grâce à des Contrats de Performance Energétique (CPE).

Ces dispositions peuvent être mises en place, soit de manière autonome, soit en les intégrant dans des projets globaux, avec ou sans engagement de résultats.

Elles permettent de :

- réduire les consommations d’électricité par l’utilisation de produits plus efficaces,
- consommer le juste nécessaire avec des systèmes de régulation et d’automatisme,
- renforcer l’efficacité énergétique par la qualité, la fiabilité et la continuité de service,
- garantir une performance durable par la mesure et les téléservices,
- optimiser la performance énergétique par la mise en œuvre de Contrats de Partenariat.



1.1 RÉDUIRE LES CONSOMMATIONS D'ÉLECTRICITÉ PAR L'UTILISATION DE PRODUITS PLUS EFFICACES

L'utilisation de produits à haut rendement énergétique permet des gains significatifs, 10 à 15 % de réduction des consommations.

Quelques exemples de solutions :

- les moteurs à haut rendements,
- les lampes basse consommation,
- la compensation de l'énergie réactive,
- les transformateurs à haut rendement,
- ou encore les conducteurs et câbles à section "éco-énergétiques"...

1.2 CONSOMMER LE JUSTE NÉCESSAIRE AVEC DES SYSTÈMES DE RÉGULATION ET D'AUTOMATISME

L'automatisme et la régulation sont nécessaires à la performance de toute installation. Ils s'installent sur des sites neufs, mais également sur des sites existants.

Ces systèmes permettent ainsi de :

- consommer ce qui est nécessaire, quand et où c'est nécessaire,
- améliorer et modifier le comportement humain pour s'affranchir des mauvaises habitudes.

Le retour d'expérience démontre des réductions de 10 à 20 % des consommations énergétiques dans de nombreuses applications.

Quelques exemples de solutions :

- les variateurs de vitesse,
- les systèmes motorisés performants,
- les automates, les systèmes de régulation (GTB, GTC, GTE, BMS), les automatismes, la détection de présence...

1.3 GARANTIR UNE PERFORMANCE DURABLE PAR LA MESURE ET LES TÉLÉSERVICES

Une bonne maîtrise de l'énergie passe par une mesure des consommations énergétiques selon les usages.

La mesure est la base du diagnostic, du contrôle et du plan de progrès.

La mesure et les téléservices sont les garants d'une efficacité énergétique et d'une réduction des émissions de CO₂ durables.

Sans mesure ni amélioration permanente de l'installation, l'expérience montre que 8 à 12 % des gains réalisés disparaissent rapidement.

Quelques exemples de solutions :

- le comptage, le comptage intelligent,
- l'instrumentation,
- les centrales de mesure,
- ou l'EMS (Système de gestion de l'énergie).

L'atteinte des objectifs nationaux et internationaux de réduction de gaz à effet de serre et des consommations énergétiques d'ici 2020 nécessite un déploiement massif de ces solutions, notamment sur les bâtiments existants.



Pour un engagement de résultat

2. La nécessité d'une approche globale structurée

Dans le cadre d'un projet d'efficacité énergétique, le déploiement combiné des solutions techniques passe par des méthodologies et des outils de diagnostic et de mesure de la performance, qui doivent être structurés, industrialisés et reconnus.

Les compétences à déployer dès le diagnostic sont clé et conditionnent la réduction effective des consommations.

Les méthodologies et outils de mesure sont à déployer de façon adaptée à l'origine des projets, à partir d'une base de référence (dite baseline) puis tout au long des projets pour vérifier l'atteinte de la performance et enfin dans l'exploitation post projet pour assurer la durabilité de la performance et l'amélioration permanente.

PROJET D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Comparaison Diagnostiqueur | Entreprise de l'efficacité énergétique

PRESTATIONS RÉALISÉES PAR UN DIAGNOSTIQUEUR Prestations séparées avec financement modulé	ANALYSE PRÉALABLE PRÉ DIAGNOSTIC*	ANALYSE DÉTAILLÉE*	RECHERCHE SOLUTIONS D'AMÉLIORATION*			
PRESTATIONS RÉALISÉES PAR UNE ENTREPRISE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE Gestion de projet d'efficacité énergétique	ANALYSE PRÉALABLE PRÉ DIAGNOSTIC*	ANALYSE DÉTAILLÉE*	RECHERCHE SOLUTIONS D'AMÉLIORATION*	OFFRE	CPE MISE EN ŒUVRE	BILAN
Financement intégré dans le processus d'offre						

COMPÉTENCES

Commercial						
Chef de projet						
Auditeurs Diagnostic Énergétique Global						
Auditeurs spécialisés métiers						
Spécialistes de la mesure						
Responsables d'Affaires						
Spécialistes métiers						
Bureau d'Études						

* Référentiel de bonnes pratiques AFNOR BP X 30-120

2.1 L'ANALYSE PRÉALABLE OU PRÉ-DIAGNOSTIC

L'analyse préalable ou pré-diagnostic constitue la première phase d'un projet. A ce stade, il n'est pas prévu de mesure, les valeurs proviennent des comptages mis en place par les concessionnaires.

L'approche dans l'industrie peut se différencier du bâtiment tertiaire. Le déroulement prescrit par l'AFNOR dans la recommandation BP X 30-120 est plus particulièrement dédié à l'industrie.



“Une approche pertinente : combiner diagnostic et offre de solutions”

L'analyse préalable se déroule en quatre étapes :

- la préparation du diagnostic avec l'industriel,
- la collecte d'informations sur ce site : réunion d'enclenchement, entretiens avec les différents acteurs du site, visite des installations,
- une analyse des données et la rédaction d'un rapport,
- la restitution de l'analyse préalable.

Pour le bon déroulement du diagnostic, il convient que l'industriel désigne un interlocuteur chargé du suivi du diagnostic. Cette personne met en relation le prestataire avec les personnes concernées par l'achat, la production et l'utilisation de l'énergie, facilite l'accès du diagnostiqueur aux données nécessaires et aux installations.

Dans le bâtiment tertiaire, si le nombre d'utilités rencontrées est plus réduit que dans l'industrie, la collecte des données de base, en revanche, est souvent plus délicate quand il y a absence d'interlocuteur ayant à la fois la vision globale et la connaissance approfondie du site. Ainsi, certaines mesures peuvent se révéler indispensables.

Dans les deux cas, industrie et bâtiment tertiaire, il est important de cerner précisément le périmètre du diagnostic. A ce niveau, un comparatif avec les valeurs ou indicateurs types de référence, permet déjà de qualifier le niveau d'efficacité énergétique.

Le rapport d'analyse préalable rappellera le contexte, le périmètre, les sources d'information. La qualité du rapport est déterminante pour la suite de la démarche.

Le rapport d'analyse préalable présente un caractère généraliste et global donnant une première approche :

- du bilan énergétique,
- de la répartition des énergies primaires utilisées,
- de la première évaluation de la performance énergétique pour les différentes utilités,
- des principaux gisements d'économie pour les différentes utilités.

Ce rapport constitue le premier jalon, base de la décision du client dans la poursuite ou non de la démarche. Aujourd'hui, l'analyse préalable est souvent assurée par des ingénieurs conseils. Elle est principalement orientée sur les conditions d'achat des énergies et la validation des tarifs. S'il est intéressant d'en exploiter les conclusions, une analyse préalable réalisée par les entreprises de l'efficacité énergétique conserve toute son importance car la responsabilité de ces entreprises est entière dans la mise en œuvre du projet.

2.2 L'ANALYSE DÉTAILLÉE OU DIAGNOSTIC

La méthodologie recommandée par le guide de l'AFNOR BP X 30-120 est applicable mais ne traite pas la mise en œuvre des solutions énergétiques, ni de l'aspect financier des mesures (financement, temps de retour sur investissement, garantie), ni de la notion de performance qui concrétise l'efficacité énergétique par la réalisation effective d'économies.

Les entreprises du Gimélec proposent à ce stade une démarche innovante : la combinaison de l'offre, première étape du Projet d'Efficacité Énergétique, combine dans ce cas l'analyse détaillée, les propositions de solutions et les supports de la décision d'investissements.

Cette offre est accompagnée des rapports de mesure caractérisant la situation d'origine.

Les entreprises de l'efficacité énergétique peuvent ensuite suivre le processus décrit dans les guides de bonnes pratiques Gimélec pour mener à bien des projets d'efficacité énergétique dans l'industrie et dans le bâtiment.



Quels moyens, quels matériels?

3. La mesure aux différents stades d'un projet

Il est essentiel, à chacune des étapes d'un projet d'optimisation ou de réduction des coûts énergétiques, de se poser la question quant à la pertinence, la précision, l'exhaustivité et la cohérence de la mesure, qu'elle soit documentaire (factures,...) ou physique (instrumentation).

La réponse à cette question influera de manière significative sur les décisions devant engendrer les phases ultérieures du projet.

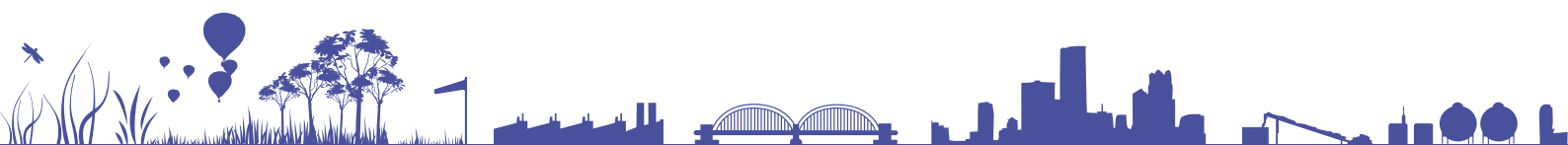
Une erreur de perception peut faire avorter un projet potentiellement rentable, ou orienter vers un processus économiquement peu justifié.

3.1 ADAPTER LE PROJET AU RETOUR SUR INVESTISSEMENT ESPÉRÉ

Le niveau de connaissance et la précision de mesure, c'est-à-dire le degré d'incertitude de l'information, dépend étroitement de l'enjeu et de l'objectif supposé atteignable, cela quelles que soient les étapes d'un projet d'optimisation ou de réduction des coûts énergétiques.

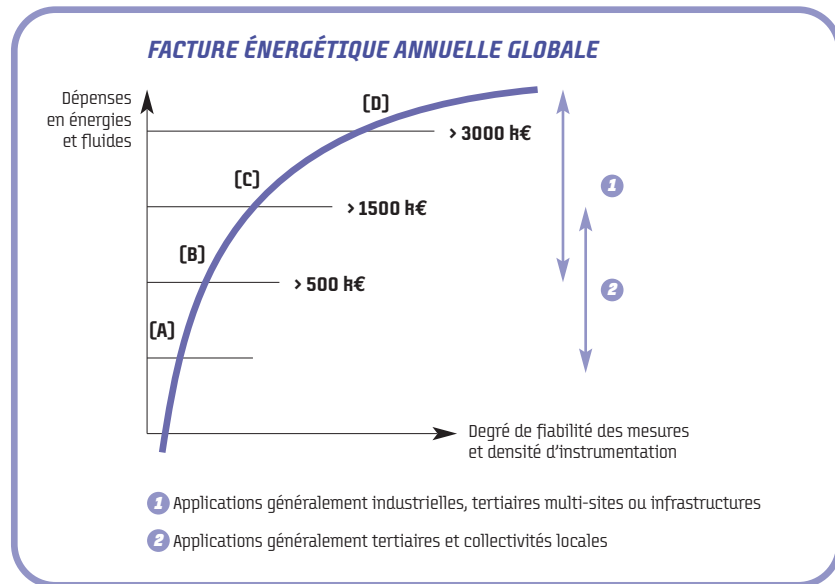
Avant d'engager un projet, il est nécessaire de connaître, même de manière approximative, le montant dépensé annuellement en énergies et fluides. Cette information peut notamment être obtenue de manière très globale par une approche comptable au travers des charges d'exploitation : compte 6061 (Fournitures non stockables : eau, énergies) et compte 60211 (Achats stockés - combustible). Une autre possibilité consiste à agréger l'ensemble des factures des principaux fournisseurs (électricité, gaz, fioul, eau notamment) sur une période de 12 mois. Cette information permettra de pré-dimensionner le projet en fonction du retour sur investissement espéré, de 1 à 3 ans en général, et des gains potentiels, jusqu'à 30 % selon les cas.

Ce calcul préalable permettra de dimensionner au mieux chacune des étapes du projet, ainsi que les investissements à engager pour obtenir des informations de consommations pertinentes et compatibles avec la rentabilité espérée dudit projet.



“Définir une base de référence et suivre l'évolution des indicateurs”

Pour cela, comme le montre le schéma ci-dessous, on peut classer un projet selon 4 catégories (A, B, C et D) définies en fonction du montant de facture énergétique annuelle globale.



La densité d'instrumentation, généralement corrélée avec le montant des dépenses énergétiques et donc des gains escomptés, sera à déterminer au cas par cas en fonction :

1. du contexte du projet,
2. du nombre et du type de sites,
3. de l'usage des énergies et fluides.

[cf. Tableau de synthèse des préconisations en page 14.]

3.2 COMPLÉTER LES MOYENS EXISTANTS

Les moyens techniques (instrumentation) à mettre en œuvre pour obtenir des informations pertinentes aux différentes étapes d'un projet dépendent, comme il a déjà été précisé, de l'ampleur des gains escomptés. D'une manière générale, on s'attachera en priorité à exploiter les données existantes au travers d'instruments déjà en place. Si cette information est incomplète ou insuffisamment précise, on pourra dans un premier temps (phase de pré-diagnostic ou éventuellement d'analyse détaillée) s'attacher à la compléter par des **mesures ponctuelles** et/ou des campagnes de mesure sur une période représentative d'un cycle normal de fonctionnement. Dans la phase de mise en œuvre d'un projet (CPE par exemple) **un système de mesure permanent**, générant des informations régulières et comparables dans le temps, sera privilégié voire indispensable. A ce système fixe pourra être associé un logiciel de télérelève, de stockage, de mise en forme et d'analyse des informations.

3.2.1 ... PAR DES MESURES PONCTUELLES

Lors des phases de préparation du projet (pré-diagnostic et analyse détaillée), l'apport de mesures additionnelles pourra s'avérer nécessaire et être réalisé dans ce cas de façon ponctuelle (mesure de courant, de puissance par appareil portable mono ou triphasé) et sur une période plus ou moins longue (campagne de mesure de quelques jours à quelques semaines). Ces mesures additionnelles permettent d'obtenir une image représentative du process (par exemple mesure de l'ensemble des paramètres électriques par datalogger).



Il pourra s'avérer utile, voire nécessaire, de réaliser également des mesures destinées à vérifier la qualité de l'énergie (THD ou analyse harmonique, puissance réactive, déséquilibre entre phases,...).

Pour ce faire, des équipements plus performants seront mis en œuvre et une analyse des données par un expert sera nécessaire.

Outre la mesure des paramètres électriques et des autres fluides utilisés, il conviendra dans de nombreux cas, en phase d'analyse détaillée, d'associer d'autres types de mesures telles que la température ambiante ou de process (capteurs et sondes, thermomètre sans contact,...), le niveau d'éclairage (luxmètre), les sources de déperdition calorifique (caméra thermique infrarouge), ou encore l'hygrométrie.

3.2.2 ... OU PAR UN SYSTÈME PERMANENT

La conduite d'un projet de réduction des coûts énergétique et/ou la mise en œuvre d'un CPE impliquent d'instrumenter de manière généralement permanente le site ou le process concerné afin de pouvoir :

- établir la base de référence ("baseline") du projet qui servira pour toutes les analyses ultérieures de quantification de la performance,
- effectuer un suivi dans la durée de l'évolution des paramètres et indicateurs choisis par rapport aux critères initiaux ("baseline").

Les mesures devant être comparables et comparées à des critères objectifs, les données relevées doivent être **pérennes, complètes et exhaustives** avec un degré maîtrisé de précision et de confiance de la mesure. Dans ce cas, le recours à des appareils fixes permettant un suivi régulier, est indispensable pour des sites industriels ou de grand tertiaire et fortement recommandé dans le cas du moyen tertiaire.

Conseils pour la définition d'un système de mesure des énergies et fluides :

Du fait de son usage plus général et de son mode de tarification plus fin que les autres fluides et énergies, la distribution de l'énergie électrique se verra attribuer généralement la part la plus importante de l'instrumentation du projet. En effet, concernant des utilités comme l'eau ou le gaz, il est vraisemblable qu'outre le compteur au point de livraison, quelques sous-compteurs à des postes de consommation stratégiques et bien identifiés [exemples : chaufferie et fours pour le gaz ou le fioul, bâtiments et process principaux pour l'eau] permettront d'avoir une connaissance suffisamment pertinente.

Il en va ainsi différemment de l'électricité du fait de ses différents modes de tarification mais aussi d'autres facteurs d'influence, en particulier la qualité de l'électricité consommée ou restituée : énergie réactive, harmoniques, perturbations, continuité d'alimentation.

On s'attachera donc à affiner plus particulièrement le profil de consommation des charges électriques par une instrumentation adaptée tant en terme de quantité de points de mesure que de précisions de la mesure afin qu'elle puisse être facilement corrélée avec les données issues du compteur tarifaire. Par exemple, dans le cas du calcul d'une courbe de charge, on s'assurera que le temps d'intégration de la mesure soit identique aux paramètres de tarification (10 min. en France) et que, selon le degré de précision voulu, la synchronisation en temps de la mesure soit commune.

Afin qu'une mesure d'énergie soit fiable et représentative, elle doit être complète, c'est-à-dire que toutes les données soient présentes. Dans le cas contraire, les données manquantes doivent être identifiées afin de pouvoir extrapoler au besoin les valeurs manquantes. Cela s'applique en particulier aux calculs des courbes de charge dans le cas d'une mesure d'énergie.



3.2.3 QUELS ÉQUIPEMENTS DE MESURE ?

Le type et la performance des appareils vont varier en fonction de leur position dans l'installation.

D'une manière générale, l'usage de compteurs, de centrales de mesure ou systèmes de mesure "à courbe de charge" sera préférable à une mesure par relevé d'index, ceci afin d'améliorer la lisibilité des modes et profils de consommation et d'identifier de manière précise l'origine des dépassements de puissance souscrite qui seraient constatés, au point de livraison. Un comptage par index pourra être réservé à des postes de consommation de faible puissance, notamment sur des réseaux monophasés, ceci afin de limiter le coût du Pdc (Point de Comptage). Plus la charge sera importante, plus le type d'appareil sera élaboré et dans ce cas on préférera la mise en œuvre de centrales de mesure. Afin d'affiner le besoin, il est recommandé de s'appuyer sur des outils d'aide au choix comme l'IM*.

Au niveau du **point de livraison**, du **TGBT** et généralement des **tableaux divisionnaires** d'un site industriel, on privilégiera des centrales de mesure permettant de collecter des informations de type :

- valeurs instantanées / mini / maxi / moyennes sur : tension, courant et puissance,
 - valeurs instantanées / moyennes sur : Cos, THD et fréquence,
 - énergies actives et réactives en mode récepteur et générateur selon le cas (co-génération par exemple).
- Des informations complémentaires peuvent, selon le type d'installation et de process, s'avérer utiles en tête d'installation (point de livraison ou TGBT) : déséquilibre des phases, identification des niveaux d'harmoniques par rang.

Dans le cas particulier de process continus sensibles aux perturbations, la mise en œuvre d'équipements de mesure plus élaborés (de type "qualimètre") peut s'avérer nécessaire ainsi que dans le cas de contrats de fourniture d'électricité intégrant des clauses liées à la qualité du courant.

Au niveau des **charges**, s'agissant essentiellement de mesurer l'énergie consommée et éventuellement de surveiller quelques paramètres électriques, des centrales de mesure moins élaborées, voire des compteurs d'énergie, pourront être utilisés selon le cas.

Pour des bâtiments ou des sites industriels de moyenne importance, une centrale de mesure en tête d'installation et des compteurs d'énergie active sur les principaux départs par usage (éclairage, HVAC, ascenseurs, distribution générale,...) devraient en général répondre au besoin.

3.2.4 ... POUR QUELLE PRÉCISION ?

Lors de mesures prises aux différentes phases d'un projet, il conviendra de prendre en considération les différences possibles de classes de précisions (cf. tableau de synthèse des préconisations en page 14). Ainsi, les mesures prises en phase III ne devraient pas être d'une "qualité" inférieure à celles prises en phases II, ceci afin de ne pas fausser les données de l'analyse qui auraient servi de référence initiale ("baseline") à la poursuite du projet.

Par ailleurs, il est recommandé que la précision et les performances des équipements entrant dans la chaîne de mesure soient constantes dans le temps ou, à défaut, que toute modification soit répertoriée et intégrée dans l'analyse afin de permettre une comparaison objective des données à un instant "t" versus celles de la "baseline".

La classe de précision de la mesure est fonction du niveau de puissance souscrite au point de livraison et du niveau de consommation aux différents points de comptage dans l'installation. Pour un raccordement en HTB, la classe de précision sera généralement de type 0.2s. Dans tous les autres cas, une précision de type 0.5s sera conseillée.

Cette même classe de précision (0,5s) est recommandée au niveau des TGBT. Une classe 1,0 pourra ensuite être retenue pour les départs divisionnaires en fonction de leur puissance unitaire.

* IM : Indice de Mesure [cf. document et logiciel d'aide au choix Gimélec]



Il est important de noter que la classe de précision doit impérativement s'appliquer à l'ensemble de la chaîne de mesure et non simplement à l'appareil en lui-même. En d'autres termes, la précision des TC et TP* de mesure et les conditions d'installation doivent également être prises en considération.

3.2.5 MODÉLISER LA CHAÎNE DE MESURE

- L'association de deux équipements [compteur + TC] de classe de précision identique :

Incertitude globale du système = $1,15 \times \sqrt{[\text{incertitude de fonctionnement du PMD}]^2 + \sum_{i=1}^N [\text{incertitude du capteur}]^2}$
conformément à la norme CEI 61557-12.

Dans le cas de 3 TC de classe 1 et de compteur d'une classe 1 l'incertitude est de 2,3 %.

- L'incertitude dans le cas d'association de plusieurs chaînes de mesure correspond à $\frac{\Delta G}{G} = \frac{\Delta a + \Delta b + \dots}{a + b + \dots}$
où $\Delta a = \frac{\text{précision absolue de la mesure}}{a = \text{valeur de la mesure}}$

Une approche statistique plus détaillée peut être développée dans le cas de projets de catégorie [D] en particulier, afin d'établir un modèle mathématique de détermination des erreurs d'instrumentation, d'incertitudes détalonnage et de modélisation et de déterminer ainsi un niveau d'incertitude global.

Normalisation relative aux appareils d'instrumentation :

- Dans le cas de compteurs d'énergie et de centrales de mesure, on assurera que les appareils soient conformes aux normes de comptage suivantes :
. CEI 61557-12 "Dispositifs de mesure et de surveillance des performances (PMD)" pour les centrales de mesure,
. EN 62053-21 "Compteurs statiques d'énergie active de classe 1 et 2"
- S'agissant de transformateurs de mesure, la série de normes applicables est la série EN CEI 60044.

A noter que la précision de mesure d'un compteur et d'un transformateur d'intensité (TI) de classe dite "s" assure sur une plage de fonctionnement plus large, allant de 20 % à 120 % de l'intensité nominale ce qui confère une fiabilité supplémentaire de la mesure.

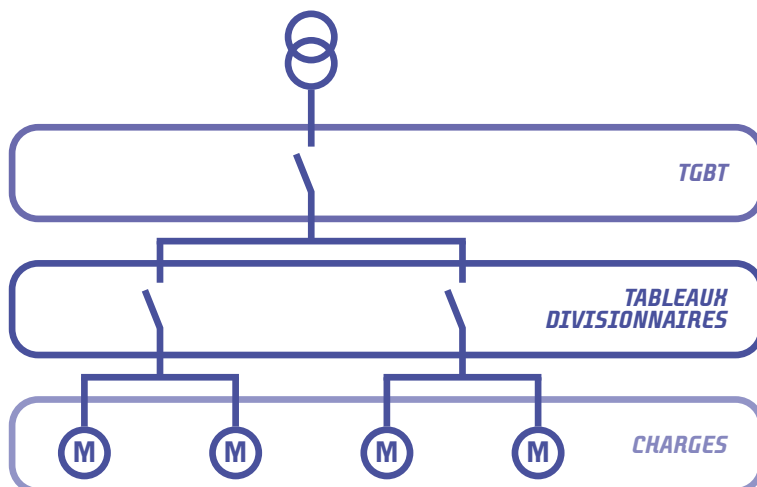
RECOMMANDATION EN MATIÈRE DE PRÉCISION DES INSTRUMENTS

Classe de précision 0.2s ou 0.5s

Classe de précision : 0.5s

Classe de précision : 0.5s ou 1.0

Classe de précision : 1.0



* Transformateurs de courant et de tension



TABLEAU DE SYNTHÈSE DES PRÉCONISATIONS

	PROFIL A	PROFIL B	PROFIL C	PROFIL D
PHASE I – PRÉ-DIAGNOSTIC	<ul style="list-style-type: none"> Recueil et analyse des factures d'énergie et "feuilles de gestion" pour la fourniture d'énergie électrique sur 1 an minimum (2 à 3 ans de préférence) et identification pour chaque type d'énergie et fluide de la part fixe (abonnement, transport, location de compteur,...) de la part variable (kWh, m3,...) et des pénalités éventuelles (kVARh, dépassement de puissance souscrite,...), Exploitation des données existantes : les consommations en énergie et fluide sont bien identifiées et des PdC sont généralement déjà existants, Recueil possible de données complémentaires par des mesures ponctuelles, représentatives d'un mode de fonctionnement nominal, Classement des informations par usage, localisation et nature des énergies / fluides, Analyse des courbes de charge au point de livraison. <p>La densité des informations recueillies devra être proportionnelle à l'enjeu et à la taille du projet. Ces informations devraient normalement permettre 90 % des consommations énergétiques par nature et usage avec un degré d'incertitude ≤ 20 %.</p>			
PHASE II – ANALYSE DÉTAILLÉE	<ul style="list-style-type: none"> Analyse détaillée des courbes de charge, Recueil de données complémentaires par des mesures sur une durée limitée (campagne de mesure) mais représentative d'un ou plusieurs cycles correspondant au fonctionnement de l'installation / du process (recommandation : usage d'appareils de mesure portables ou fixes ayant une précision de mesure minimum 1.0 %), Analyse des courbes de charge sur les postes de consommation les plus importants et représentatifs, Analyse des données en corrélation avec des données de production. <p>Mesures ponctuelles de puissance sur les principaux départs électriques représentant au total de 90 à 95 % des consommations énergétiques par nature et usage avec un degré d'incertitude ≤ 10 %.</p>			<p>Idem aux Profils A à C avec selon le cas l'ajout d'appareils fixes complémentaires à même d'apporter des informations utiles à l'exploitation, même si le projet ne devait pas passer en phase III.</p> <p>Ces informations complémentaires pourront permettre d'optimiser les conditions d'exploitation et de maintenance des installations.</p>
PHASE III – MISE EN ŒUVRE	Établissement d'un Plan de Mesure & Vérification (PM&V) et détermination de la référence initiale (baseline) du projet			
	<ul style="list-style-type: none"> 90 % des consommations doivent pouvoir être identifiés par nature et destination avec un degré d'incertitude ≤ 5 %, Mise en place de comptages divisionnaires à index ou à courbe de charge, (IM $\geq 1 \times 1$) sur les départs représentant + de 10 % de la puissance utilisée, Utilisation possible d'un logiciel de télérelève point à point des informations. 	<ul style="list-style-type: none"> 95 % des consommations doivent pouvoir être identifiés par nature et destination avec un degré d'incertitude ≤ 5 %, Mise en place de comptages divisionnaires à courbe de charge et / ou de centrales de mesure (IM $\geq 5 \times 1$) sur les départs représentant + de 10 % de la puissance utilisée, Utilisation recommandée d'un logiciel de télérelève point à point des informations. 	<ul style="list-style-type: none"> 95 % des consommations doivent pouvoir être identifiés par nature et destination avec un degré d'incertitude ≤ 2 %, Mise en place de centrales de mesure à courbe de charge (IM $\geq 7 \times 2$) sur les départs représentant + de 5 % de la puissance utilisée et de compteurs divisionnaires sur les autres postes de consommation + de 2 %, Utilisation recommandée d'un logiciel de télérelève automatique, de stockage et de mise en forme / diffusion des informations. 	<ul style="list-style-type: none"> 99 % des consommations doivent pouvoir être identifiés de manière précise par nature et destination avec un degré d'incertitude ≤ 2 %, Instrumentation identique au Profil C et ajout d'appareils de mesure de la qualité de l'énergie, Utilisation d'un système de supervision automatisé (logiciel) de relèvement, d'archivage de mise en forme et d'analyse des consommations par localisation, nature et usage, ou d'un logiciel EMS, Analyse de consommations sur une longue durée corrélées avec des données de production.



“Mesure maîtrisée, performance pérennisée”

UN EXEMPLE D'APPLICATION :

Un site industriel créé il y a 10 ans dépense annuellement 1 800 k€ toutes énergies confondues. Ces dépenses énergétiques représentent 5 % de ses charges d'exploitation. Compte tenu du type d'industrie et de l'ancienneté des installations, une économie de 10 % à coûts constants est envisageable. Le retour sur investissement accepté par le gestionnaire est de 2 ans au maximum.

- **Montant global admissible d'investissement** du projet : $1\,800 \times 10\% = 180$ k€ soit sur 2 ans 360 k€.
- **Phase pré-diagnostic** : 1 à 2 % du montant global admissible soit environ 5 à 10 k€.
- **Phase d'analyse détaillée** : l'acquisition d'informations complémentaires dépendra de la densité, de la cohérence et de la pertinence des données existantes sur le(s) site(s). Le coût de cette phase d'analyse détaillée pourra être intégré dans le coût global du projet final si celui-ci se concrétise par exemple par un CPE [Contrat de Performance Énergétique]. En tout état de cause, le coût de la phase d'analyse détaillée avec acquisition de mesure ou installation de PdC [Points de Comptage] supplémentaires est généralement de l'ordre de 2 à 5 % du montant global admissible.

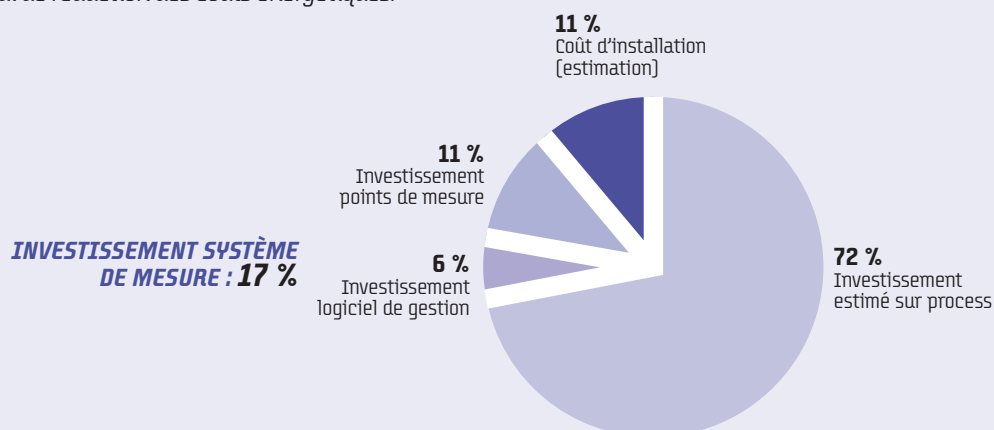
Dans le cas présent, l'acquisition d'informations complémentaires représenterait environ 15 k€ dont 10 k€ pour la seule instrumentation, temporaire ou permanente.

• Phase de mise en œuvre :

Il est généralement admis que les coûts de mise en œuvre et d'exploitation d'un Plan de Mesure et de Vérification peuvent représenter jusqu'à 15 % des gains engendrés durant la vie du projet. Dans cet exemple, le coût admissible serait de 24 k€ si on ne prend en compte que la durée prévisionnelle d'amortissement. Le coût peut s'avérer supérieur si le système mis en place intègre d'autres fonctionnalités de surveillance d'installation, d'aide à la gestion (répartition des coûts par centre de charge, par unité produite,...), d'intégration dans une Gestion Technique Centralisée [GTC] existante,...

Plus l'enjeu économique est important, plus la mesure doit être maîtrisée, l'incertitude minimisée et plus la pérennité du système doit être assurée dans le temps. Il est en effet indispensable que soit analysée régulièrement l'évolution des paramètres de mesure de la performance afin d'éviter qu'elle ne "s'érousse" avec le temps. Il est donc recommandé que des informations régulières (journalières, hebdomadaires ou mensuelles selon le cas) soient fournies à tous les acteurs du projet. Une analyse détaillée des paramètres du projet sera généralement réalisée à une fréquence mensuelle ou trimestrielle.

L'exemple ci-dessus est caractéristique d'un projet de cette nature, sachant que le retour d'investissement était inférieur à 24 mois et que les gains sont à apprécier sur une période de l'ordre de 5 années. Par ailleurs, une instrumentation plus affinée du site a permis de mieux anticiper des appels supplémentaires de puissance, d'assurer une maintenance prédictive plus efficace et donc de générer des gains additionnels au projet initial de réduction des coûts énergétiques.



Des outils efficaces pour des pratiques raisonnées

4. La mesure des consommations par usage

Pour contrôler, surveiller ou optimiser le fonctionnement de tout système ou groupe de systèmes, il faut commencer par maîtriser les indicateurs de fonctionnement. Donc, la bonne mesure des paramètres adéquats est nécessaire.

L'efficacité énergétique consiste à optimiser sa consommation d'énergies en utilisant des produits à fort rendement, ou en changeant judicieusement ses habitudes de consommation, pour au final réduire ses factures énergétiques.

L'exemple de cette démarche peut être illustré pour un utilisateur par :

- des systèmes motorisés performants (moteurs à haut rendement + vitesse variable) pour les pompes,
- l'extinction ou la réduction de l'éclairage des locaux en dehors des heures de présence par la sensibilisation des personnels et l'apport d'une gestion centralisée.

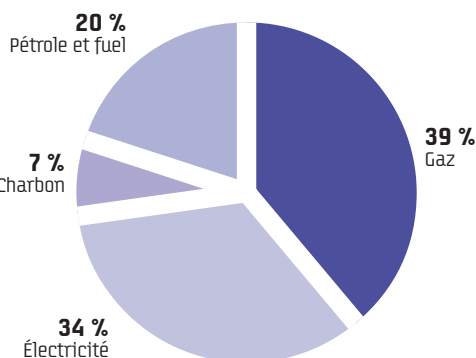
Ces solutions sont de bon sens. Cependant, un site industriel/tertiaire comporte des points de consommations multiples. **Le déploiement d'une solution d'efficacité énergétique ne devient donc, pleinement rentable que lorsque la répartition des points de mesure dans l'installation est judicieuse et que les paramètres énergétiques adéquats sont mesurés.**

Les énergies et fluides principaux que consomme une installation sont : l'électricité, le gaz, le fuel, l'eau, l'air comprimé, l'huile ou les gaz spéciaux et la vapeur. La consommation de ces énergies varie d'un utilisateur à l'autre en fonction du profil de ce dernier (bâtiment, industrie légère, industrie lourde, commercial...).

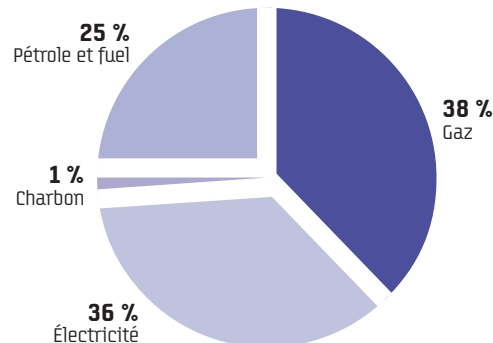
Le plus efficace est de hiérarchiser les énergies ciblées par :

- leur poids économique pour l'utilisateur,
- les gisements d'économie possibles.

**RÉPARTITION
DES CONSOMMATIONS
ÉNERGÉTIQUES
EN FRANCE EN 2006***
* Source DGEMP



INDUSTRIES

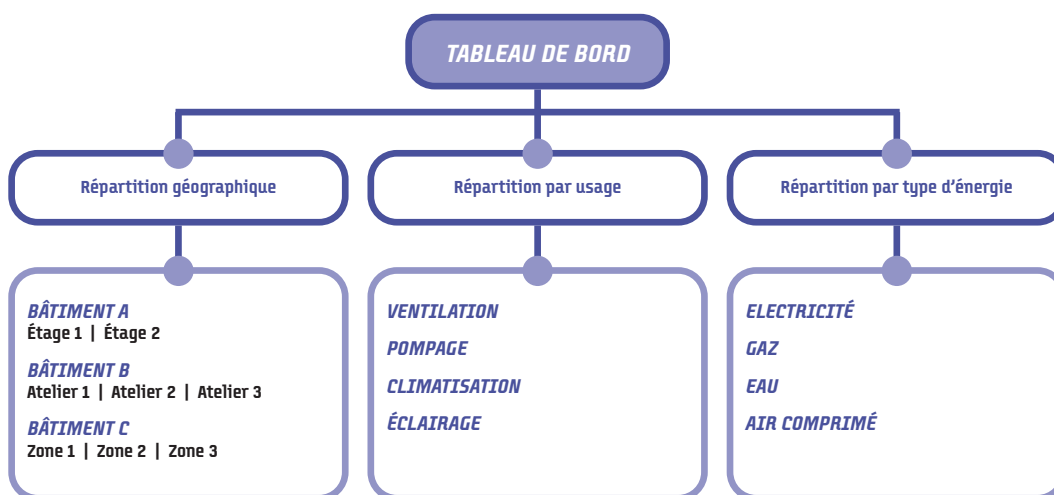


RÉSIDENTIEL-TERtiaIRE



La mesure seule ne suffit pas à économiser de l'énergie. Cependant, tout programme de gestion des énergies et fluides commence par leur mesure. Les données collectées doivent être organisées sous forme de tableaux de bords axés sur :

- la répartition géographique des consommations. Une répartition par bâtiment ou par étage ou encore par service permet de détecter les zones à fort potentiel d'économies et de définir ainsi des objectifs propres d'économies par zone, service, département...
- la répartition par usage comme le chauffage, la ventilation, le pompage ou l'éclairage. Ainsi, il est possible de définir des actions appropriées ainsi que des objectifs atteignables et contrôlables.
- le regroupement des grandeurs mesurées par type d'énergie (électrique, gaz, eau). Ceci permet de gérer les coûts et d'établir les contrats avec les fournisseurs.



Il est impératif enfin de pratiquer des mesures permanentes et pérennes. Ceci permet de définir des objectifs d'économie et de suivre les performances en continu, de détecter d'éventuelles modifications de consommation du site et ainsi que de maintenir dans le temps le niveau de performance énergétique au plus haut.

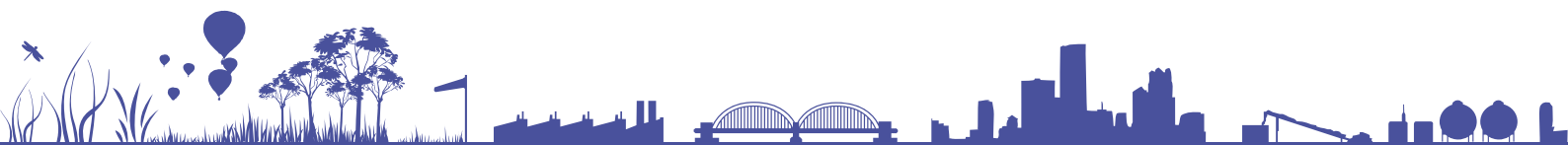
4.1 ÉLECTRICITÉ : DE NOMBREUX PARAMÈTRES INFLUENTS

La mesure électrique existe dans toute installation sous la forme du compteur tarifaire grâce auquel est établie la facture de consommation électrique. C'est le premier indicateur et il délivre l'énergie consommée globale.

Le suivi de ce compteur permet de connaître son niveau de consommation et éventuellement son profil de charge global.

Pour appliquer un plan de performance énergétique, il est nécessaire d'étendre la mesure à d'autres paramètres électriques influents :

- **consommation d'énergie** : c'est l'information délivrée par le compteur tarifaire. Généralement, elle est globale pour l'ensemble des trois phases. Une lecture de consommation pour chaque phase permet d'effectuer une répartition équilibrée des charges,
- **puissance active** : un suivi instantané de ce paramètre permet de voir le comportement réel de la charge, d'identifier si les systèmes fonctionnent en surcharge ou en sous-charge. Pour avoir un fonctionnement à haut rendement, la puissance active doit être à la valeur nominale définie par le constructeur,



- **puissance réactive** : l'énergie réactive, liée à l'utilisation de récepteurs inductifs (moteurs, transformateurs), est fortement pénalisée par le fournisseur d'énergie en cas d'excès. De plus, l'énergie réactive entraîne une augmentation du courant dans l'installation ainsi qu'une diminution de la puissance disponible. La compensation d'énergie réactive permet de réduire la facture énergétique,
- **facteur de puissance** : représente le ratio entre la puissance active et la puissance réactive. L'amélioration du facteur de puissance permet d'augmenter la puissance disponible,
- **courant** : c'est l'image réelle de la consommation. La surveillance de l'évolution du courant permet de suivre les éventuels événements intempestifs tels que des surintensités,
- **tension** : fournie par le fournisseur d'énergie, elle est en France d'amplitude de 240 volt $+10\%$ / -15% , de fréquence de 50 Hz $+/-2\%$ et de forme sinusoïdale. Les tolérances sont généralement fixées par un contrat entre le fournisseur et le client. Dans la réalité, la tension d'alimentation peut toutefois varier au-delà de ces limites et ainsi provoquer des dysfonctionnements et accélérer le vieillissement de l'installation,
- **perturbations de la tension** : il peut y avoir des déséquilibres entre les phases, des microcoupures, des creux ou des surtensions. Dans certaines industries, la qualité de la tension fournie est critique pour les installations et les matériels,
- **taux de distorsion des harmoniques (THD)** : une analyse du taux de distorsion des harmoniques de tension (THDu) ou de courant (THDi) définie si l'énergie fournie par le fournisseur est polluée ou si l'utilisateur injecte une pollution harmonique dans le réseau. Dans ces cas, il est nécessaire de rajouter des filtres ou bien de changer certaines charges polluantes (comme les lampes à ballasts ferromagnétiques). Une réduction des harmoniques permet notamment d'éviter des pertes à effet Joule.

Il n'est pas toujours nécessaire de mesurer l'ensemble de ces paramètres à tous les points de mesure. Le nombre de paramètres ou le niveau de performances dépendent du profil de charge de l'utilisateur. Le besoin pour une mairie ou pour une fonderie ne sont pas les mêmes. La norme CEI 61557-12 relative aux centrales de mesure définit clairement les niveaux de performance des paramètres électriques précités.

4.2 GAZ NATUREL : TENIR COMPTE DE LA PRESSION ET DES VARIATIONS DE TEMPÉRATURE

Dans la plupart des cas, on se sert de compteurs à cadran pour les mesures locales de la consommation de gaz naturel. Bien que ces compteurs soient équipés d'un dispositif de lecture des impulsions, cette option est rarement utilisée, principalement à cause de considérations financières présumées. Les zones de plus grande consommation de gaz naturel peuvent être équipées de compteurs utilisant le signal d'impulsion du fournisseur d'énergie.

Les compteurs de gaz naturel comportent un raccord à brides et ont une capacité de mesure allant de 22,6 à 1 600 m³/h. Pour les faibles pressions commerciales allant jusqu'à 1 bar, on peut acheter des compteurs compacts, montés en ligne, comportant un cadran ou un dispositif de lecture de type odomètre. Pour les consommations industrielles de plus grand volume, on peut acheter toute une gamme de compteurs acceptant des pressions allant jusqu'à 24 bars.



De nombreux compteurs, propriété de l'installation, donnent des lectures non corrigées pour les variations de température et de pression, ce qui remet en question la précision des volumes qu'ils indiquent. La compensation pour les effets attribuables à la température peut être réalisée au moyen d'un dispositif mécanique à bilame en spirale placé à l'entrée du compteur dans un logement scellé. Dans la gamme de températures allant de -29 à + 49°C, les lectures des volumes de gaz naturel peuvent être rajustées à 15 °C et affichées en mètres cubes normaux (Nm3).

Les facteurs de correction de la pression peuvent être calculés à l'aide de la formule suivante :

$$\frac{\text{Pression de livraison par le fournisseur d'énergie} + \text{Pression atmosphérique à l'installation}}{\text{Pression atmosphérique au niveau de la mer}}$$

Par exemple, si la pression de livraison du fournisseur est de 344 hPa, la pression atmosphérique estimative à l'installation du site de 100,66 hPa et la pression atmosphérique au niveau de la mer de 101,56 hPa, le facteur de correction de la pression sera de : $\frac{344 + 100,66}{101,56} = 4,38$

Dans ce cas, le volume mesuré sera donc multiplié par 4,38 afin d'obtenir une valeur réelle. Les principaux distributeurs vendent des compteurs avec compensation de température et de pression. Dans certains de ces compteurs, le dispositif de compensation est doté d'un microprocesseur et est alimenté par une pile. Ce dispositif peut être incorporé à l'intérieur du compteur ou monté à l'extérieur sur un mur, une canalisation ou le compteur lui-même.

Les compteurs fonctionnant sur le principe de la dispersion thermique, permettent de réaliser les mesures de façon relativement simple, grâce à un orifice unique pratiqué dans la canalisation, éliminant ainsi les dispositifs de mesure de la pression et de la température et les calculs de compensation de masse volumique qui étaient nécessaires avec les compteurs à pression différentielle, à vortex ou à turbine.

On a donc besoin de moins de matériels pour mesurer de manière fiable les débits de gaz. Ce genre de compteur à dispersion thermique offre une bonne solution de rechange à la mesure des flux gazeux. La transmission des données du débitmètre vers le système de traitement est assurée grâce à deux câbles à deux brins. Les signaux de sortie linéaires de 0-5 Vcc ou de 4-20 mA sont captés par une interface de type RS 232 ou RS 485.

4.3 VAPEUR : CORRIGER LES DIFFÉRENCES DE PRESSION

On utilise généralement des compteurs à diaphragme dans les usines. Les données d'étalonnage doivent être obtenues soit à partir des registres d'étalonnage de l'installation, soit à partir des plaques signalétiques des compteurs.

Le débit de vapeur est proportionnel à la racine carrée de la différence de pression entre les deux côtés du diaphragme. Si les débits sont faibles, cette différence de pression peut ne varier que faiblement pour des changements importants de débit, ce qui peut entraîner des erreurs. Si la production de vapeur devient inférieure au taux de variation de débit, la précision nominale du compteur à diaphragme peut constituer un problème et des données inexactes peuvent être générées.



Lorsqu'on utilise ces débitmètres à diaphragme, il faut également faire attention au problème lié à la diminution de la pression de vapeur. Les valeurs de débit de vapeur obtenues à l'aide de dispositifs à diaphragme sont généralement affectées par une baisse de la pression de vapeur découlant d'une baisse correspondante de la masse volumique de la vapeur. Il en résulte une chute de pression plus grande au niveau du diaphragme pour un débit donné, ce qui se traduit par une valeur affichée du débit de vapeur proportionnellement plus grande.

Dans ce cas, on peut appliquer des facteurs de correction de débit massique calculés pour ces valeurs affichées afin d'obtenir les valeurs réelles. Des discussions tenues avec le personnel travaillant sur place ont révélé que la compensation automatique de pression est rarement appliquée.

La différence de pression est généralement mesurée à l'aide d'un manomètre différentiel et transformée en un signal de 4-20 mA ou en un signal satisfaisant à une autre norme de l'industrie, qui est ensuite enregistré par un système de surveillance et de gestion de l'énergie.

Les débitmètres à vortex, bien que plus chers, sont plus précis que ceux à diaphragme et ont une gamme de mesure au moins trois fois plus grande.

Les débitmètres Annubar sont une autre solution de remplacement aux débitmètres à diaphragme. Ce sont des capteurs en forme de diamant qui sont insérés dans le circuit de vapeur. Ils produisent une perte permanente de pression plus faible à cause de leur encombrement moindre, et sont plus faciles à installer. Comme pour les débitmètres à diaphragme, il faut consulter les données fournies par le fabricant pour déterminer les facteurs appropriés de compensation de température et de pression. La gamme de mesures est semblable à celle des débitmètres à diaphragme.

4.4 EAU ET CONDENSAT : DES DÉBITMÈTRES OPTIMISÉS

A moins qu'ils ne soient trop anciens, les débitmètres existants à turbine, à disque rotatif, à vortex ou magnétiques peuvent être modernisés en les équipant d'une tête à impulsion. Les fabricants de ces débitmètres pourront indiquer si une telle modification est possible. Il est conseillé de les consulter au préalable sur ce sujet. Bien qu'ils soient rarement étalonnés, la plupart de ces débitmètres donnent des lectures d'une précision raisonnable s'ils sont en bon état de fonctionnement.

Il est bon de noter que le coût de démontage, de remplacement de pièces et d'étalonnage d'un compteur peut souvent être équivalent à celui d'un compteur neuf. On suggère d'installer un registre local lors de toute installation d'une tête à impulsion afin de pouvoir relever les valeurs lues.

Si les canalisations du compteur comportent une vanne d'arrêt pour interrompre le passage du condensat ou de l'eau dans le compteur et que cette vanne d'arrêt subit une défaillance, le débit peut être mesuré correctement sur le registre local, mais peut être mesuré plusieurs fois par la tête à impulsion.

Dans les bâtiments, on retrouvera divers types de compteurs venturi, Annubar ou à diaphragme, qui fonctionnent avec des transmetteurs à pression différentielle. Ces compteurs sont sujets à de nombreux problèmes de fonctionnement et d'étalonnage.



Les débitmètres de type non intrusif sont un moyen de faire des vérifications ponctuelles. Parmi ces débitmètres, on retrouve ceux de type magnétique, à temps de transit et à effet Doppler. Ils sont portables et le flux n'est pas obstrué (pas de perte de pression dans les canalisations), ce sont leurs principaux avantages.

Parmi les points importants à prendre en considération lors du choix d'un compteur non intrusif, figurent ceux cités ci-après :

- les débitmètres magnétiques sont relativement chers mais ont une gamme étendue et conviennent aux fluides sales et aux mesures de flux bidirectionnelles.
- les débitmètres soniques à temps de transit sont très précis pour des fluides relativement propres, mais sont perturbés par la présence de bulles ou de particules dans le circuit et de dépôts sur les parois des canalisations. Ils nécessitent un débit complet dans la canalisation avec des turbulences modérées.

La précision des débitmètres à effet Doppler dépend de la présence de particules en suspension ou de bulles.

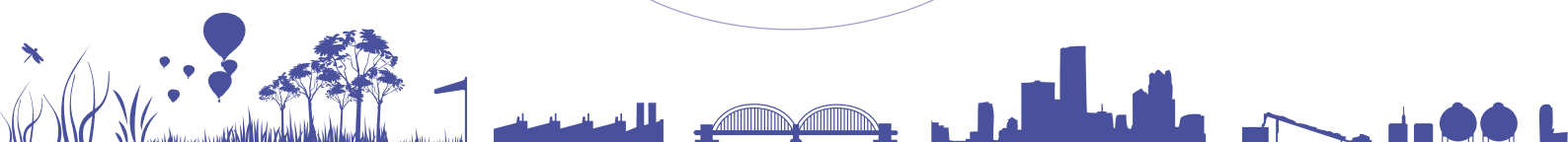
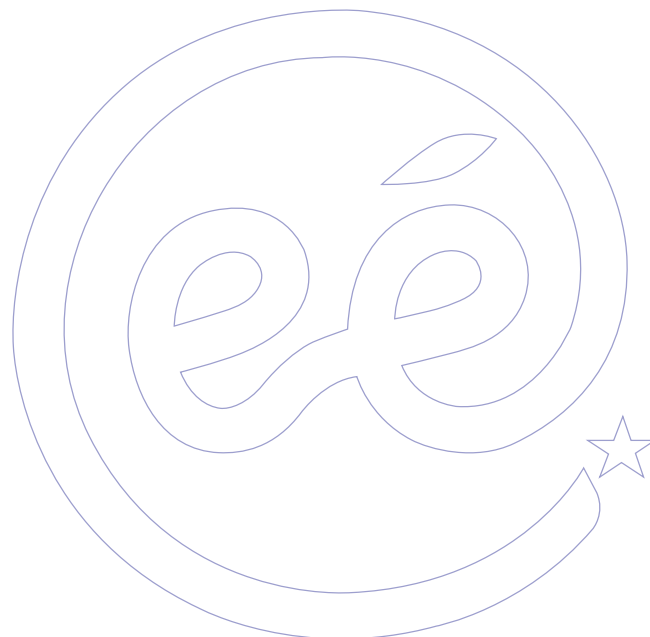
4.5 AIR COMPRIMÉ : DES FUITES À DÉTECTER

Bien que d'utilisation courante, les compteurs à diaphragme ne conviennent pas aux systèmes à air comprimé, car ils ont une marge de réglage limitée et ils produisent des pressions différentielles relativement importantes. On suggère d'utiliser des appareils à tube de Pitot qui offrent une meilleure marge de réglage et des pressions différentielles pratiquement négligeables. Afin d'obtenir les valeurs réelles des débits, ces appareils devraient être munis d'un dispositif de compensation de température et de pression.

Les compteurs à tube de Pitot et à thermocouple devraient être installés dans une partie non perturbée de la canalisation d'air comprimé de chaque compresseur.

L'absence de jauges de pression ou la présence de jauges non étalonnées dans le système empêchera la mesure des pressions différentielles au niveau d'éléments critiques comme les filtres, les refroidisseurs et les séparateurs.

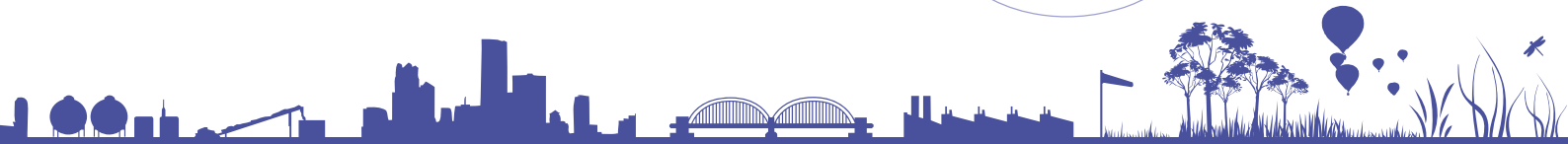
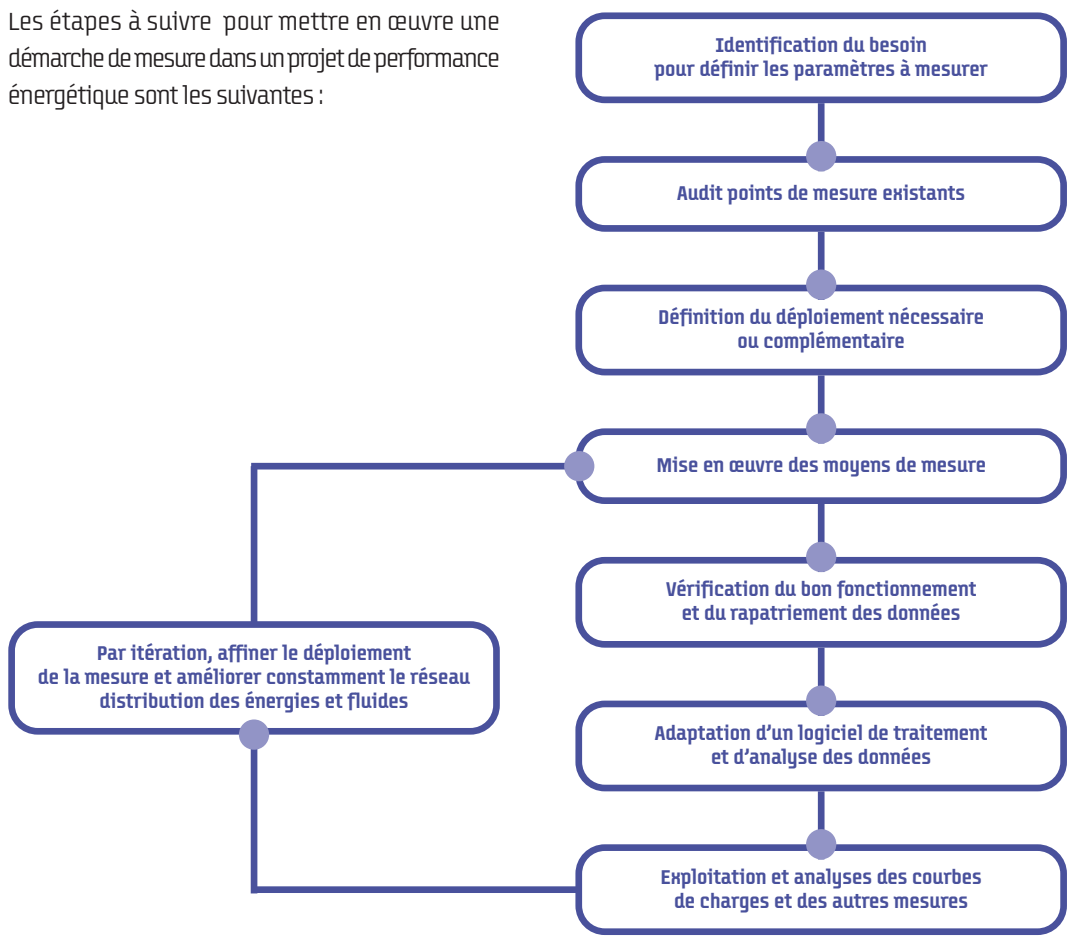
L'installation de points d'essai à des emplacements choisis permet d'utiliser un appareil de précision étalonné pour obtenir des lectures précises de pression et d'éviter l'entretien et l'étalonnage de nombreux appareils de mesure.



Un parcours en sept étapes

5. Méthodologie de déploiement de la mesure

Les étapes à suivre pour mettre en œuvre une démarche de mesure dans un projet de performance énergétique sont les suivantes :



*Le Gimélec a édité également une plaquette
sur l'efficacité énergétique active
et deux guides sur l'efficacité énergétique
dans le bâtiment et l'industrie.*



*Pour toute commande de ces guides :
www.gimelec.fr*



11-17 rue de l'Amiral Hamelin – 75783 Paris Cedex 16
gimelec@gimelec.fr – www.gimelec.fr

