



# La cogénération

*Ce guide technique a pour objet de rappeler la définition, les avantages, les contraintes et les applications de la cogénération, ainsi que de décrire les principaux types de centrales utilisées.*

**p.2**

*Définition et avantages*

*Il aborde ensuite les principaux types de schémas et les contraintes électriques liés au couplage d'une centrale sur le réseau EDF*

**p.3**

*Contraintes*

**p.4**

*Applications*

## Comment tirer un meilleur parti des énergies primaires

**p.5**

*Différents types de centrales*

**La cogénération n'est pas un concept nouveau.**

Des années 50 aux années 80, la cogénération était utilisée pour produire de l'électricité, principalement dans les grandes industries fortement consommatrices d'énergie thermique (sucrieries, papeteries...) et équipées de grosses chaudières délivrant de la vapeur à haute pression nécessaire dans leur procédé.

L'électricité non consommée sur le site était rachetée par EDF dans la limite fixée à 10 MVA. Puis sont apparues des centrales construites essentiellement en vue de la revente d'électricité durant les périodes d'hiver où le prix d'achat de l'électricité est élevé. Aujourd'hui les encadrements législatifs et techniques conduisent à la réalisation d'installations performantes, rentables et peu polluantes.

**p.7**

*Contraintes électriques en fonctionnement*

**p.12**

*Exemples d'applications*

**Merlin Gerin**

**Modicon**

**Square D**

**Telemecanique**

### Définition

La cogénération (ou production combinée chaleur-force) consiste à produire et à utiliser de manière simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique (figures 1 et 2).

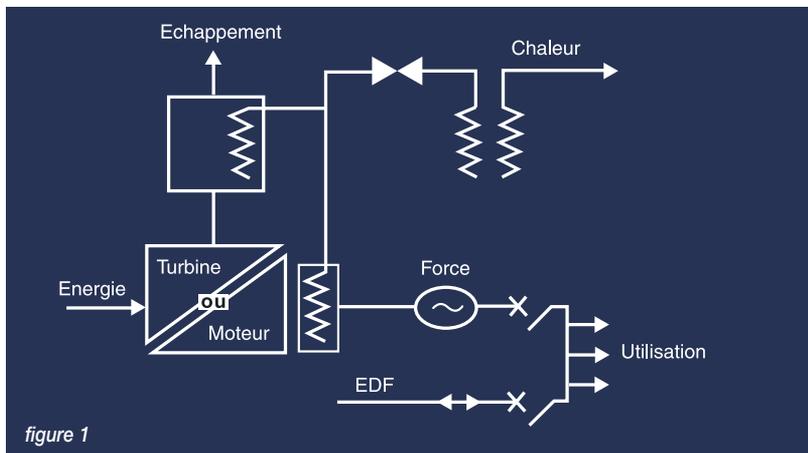


figure 1  
Centrale de cogénération.

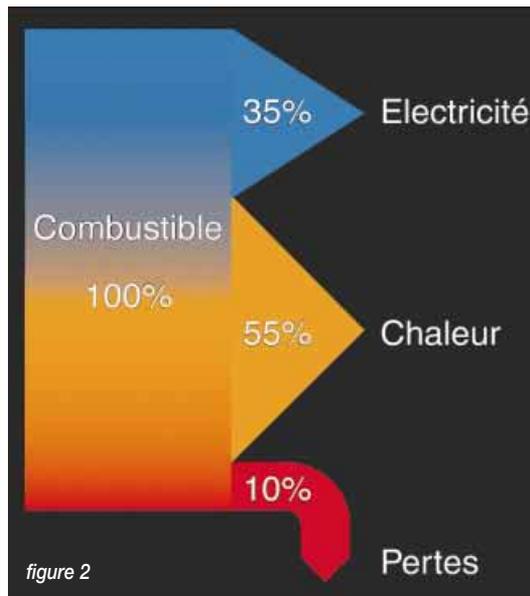


figure 2  
Bilan d'une centrale de cogénération.

L'énergie mécanique générée par une turbine ou un moteur est transformée en énergie électrique, donc en production autonome d'électricité. L'énergie thermique provient de la récupération de chaleur (au travers des échangeurs) sur les gaz d'échappement de la turbine ou du moteur et sur le circuit de refroidissement du moteur.

### Les avantages de la cogénération

Cette production simultanée permet d'optimiser le rendement global d'une installation en minimisant la consommation d'énergies primaires par rapport à des productions distinctes (figure 3, page 3). En effet, quel que soit le type de la propulsion, le rendement électrique dépasse rarement 35 % :

- pour les turbines, ce rendement varie fortement avec la charge,
- si l'on compare le rendement d'une centrale de cogénération avec le rendement d'un

ensemble classique (centrale électrique + chaufferie), le gain est de 30 à 35 % pour la cogénération.

### Exemples :

1- Avec une cogénération, 100 kW de combustible produisent :

- 35 kW d'électricité,
- 55 kW de chaleur, **soit un rendement de 90 %.**

2 - Pour avoir les mêmes productions avec une centrale classique, il faut

- pour 35 kW d'électricité 100 kW de combustible,
- pour 55 kW de chaleur 60 kW de combustible, **soit un rendement de 90/160 = 56 %.**

La différence de rendement entre les 2 types de centrales est de 34 % et l'économie d'énergie primaire est de  $(160 - 100)/160 = 37 %$ .

De plus la cogénération permet de :

- vendre partiellement ou en totalité l'énergie électrique produite à EDF,
- réduire la facture EDF,
- assurer une énergie électrique de bonne qualité,
- disposer d'un secours lors d'incidents sur le réseau public.

Enfin les centrales de cogénération fonctionnant au gaz naturel préservent l'environnement, car lors de sa combustion le gaz libère moins de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et d'oxyde d'azote (NO<sub>x</sub>) que le pétrole ou le charbon.

### Les contraintes liées à la cogénération

La contrainte majeure de la cogénération est qu'il est impératif d'avoir un ou plusieurs consommateurs de la chaleur ou de la vapeur produite, à proximité de la centrale de production. Cette condition étant remplie, on peut classer les contraintes rencontrées par la cogénération en deux groupes : les impositions législatives et les impositions techniques.

### Les impositions législatives

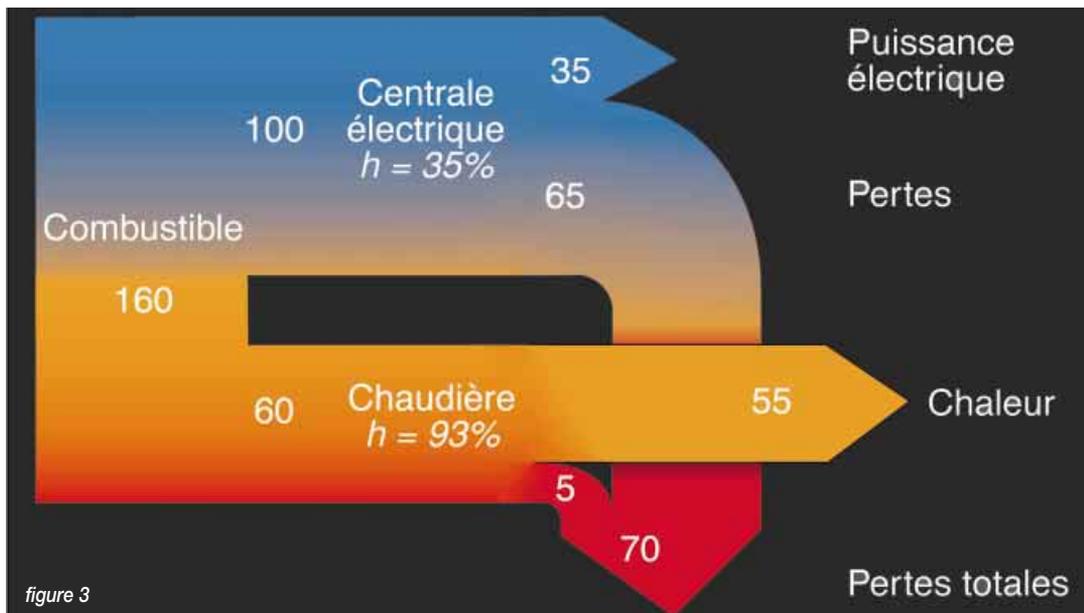
**Décret n° 941110 du 20 décembre 1994**  
Ce décret autorise le ministre chargé de l'énergie à suspendre l'obligation d'achat du courant par EDF. Par contre, cette obligation est maintenue pour :

- les installations existantes,
- les installations de cogénération qui ont un certain rendement énergétique, voir arrêté du 23 janvier 1999 (ci-après),
- les installations utilisant des énergies renouvelables.

### Arrêté du 23 janvier 1995

Cet arrêté précise :

- que le directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) délivre un certificat de conformité pour chaque installation de cogénération,
- la valeur minimale du rendement énergétique global annuel : 65 % = énergies électriques + thermiques fournies / énergie consommée,
- la valeur minimale du rapport des énergies produites : énergie thermique / énergie électrique supérieure ou égale à 0,5,
- l'énergie thermique produite devra faire l'objet d'une utilisation justifiable, soit pour les besoins propres du producteur, soit pour des besoins de tiers,
- si l'installation n'a pas de certificat de conformité, EDF n'est plus tenue d'acheter l'électricité.



**En cours d'exploitation, si le rendement n'est plus respecté, le contrat d'achat de l'énergie électrique est rompu.**

figure 3

Bilan d'un système conventionnel.

A noter que le contrat d'achat EDF est un document complexe incluant un nombre important de dispositions destinées à :

- inciter le fonctionnement et le dimensionnement des centrales en fonction des besoins de chaleur et non en fonction des opportunités tarifaires EDF,
- refléter les coûts de développement évités du système de distribution et de production,
- assurer aux cogénérateurs une visibilité sur l'évolution de leur rémunération,
- limiter les risques des évolutions tarifaires (électricité et gaz).

### Les impositions techniques

#### Protection des réseaux

Guide EDF B61-4 : Protection des sources autonomes (évoqué plus loin).

#### Arrêté du 21 juillet 1997

Conditions techniques de raccordement au réseau public des installations de production autonome d'énergie électrique de moins de 1 MW.

#### Arrêté du 3 juin 1998

Conditions techniques de raccordement au réseau public HTA des installations de production autonome de puissance installée supérieure à 1 MW (les plus répandues).

Cet arrêté fixe principalement :

- les intensités admissibles dans les lignes HTA,
- la puissance maximale raccordable au réseau HTA ; suivant les caractéristiques du réseau cette puissance peut être de plusieurs dizaines de MW,
- la puissance réactive minimale,
- les conditions de fluctuation lente et rapide de la tension. En général  $\pm 5\%$  pour les fluctuations lentes,
- le fonctionnement de la transmission des signaux 175 Hz ou 188 Hz (pour les changements de tarif par exemple), en général, les taux des signaux ne doivent pas varier de  $+ 0,03\%$  pour le taux amont et de  $- 0,03\%$  pour le taux aval, taux normal amont  $0,4\%$  et taux normal aval  $1,4\%$  (voir figure 12, page 9),

- les caractéristiques d'un filtre actif et ses conditions d'exploitation,
- les caractéristiques d'un filtre passif et les conditions de découplage et de recouplage d'une centrale équipée de ce type de circuit, en fonction des taux émis qu'il ne doit pas dépasser,
- les protections de découplage à utiliser et également les cas où il faut utiliser une protection directionnelle,
- les conditions de couplage,
- les conditions de comptage.

### Les applications de la cogénération

Où trouve-t-on ces applications ?

- sur les grands sites industriels qui consomment de la chaleur. Des cogénérations de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de MW sont intégrées dans le procédé (Rhône-Poulenc 40 MW, Pechiney 90 MW, Total 400 MW...),
- dans les établissements du gros

tertiaire (besoin de chaleur pour le chauffage, nécessité d'un secours électrique) : hôpitaux, aéroports, centres commerciaux, réseaux de chaleur... intégrant des cogénérations moyennes (1 MW à 10 MW),

- dans les implantations ou les établissements du petit et moyen tertiaire (besoin de chaleur et revente possible à EDF) : chaufferies d'immeubles, hôtels, cliniques, lycées... intégrant des petites cogénérations (quelques dizaines de kW à 1 MW).

A noter que divers éléments concourent à élargir le champ de la cogénération dans notre pays :

- la volonté de réduire l'impact du nucléaire de 85 à 70 % de l'énergie produite. Or les nouveaux types de productions sont peu développés. Parmi ceux-ci :
  - le charbon propre utilisant des chaudières à lit fluidisé,
  - les énergies nouvelles telles que : éoliennes, piles à combustible,
  - la libéralisation de l'énergie, au 19 février 1999,

qui devrait amener de la production locale,

- la baisse du prix du gaz.

D'autant que comparativement à ses voisins européens la France est très en retrait sur ce type de production de l'énergie électrique (voir tableau ci-dessous).

Energie produite par cogénération (en pourcentage de l'énergie globale)		
• Pays-Bas	environ	29 %
• Finlande	environ	27 %
• Allemagne	environ	10 %
• Italie	environ	9 %
• Royaume-Uni	environ	4 %
• France		2,3 %
• Espagne	environ	2 %

### De la cogénération à la trigénération

La trigénération est une cogénération dans laquelle une partie de la chaleur-énergie produite est utilisée pour faire du froid. Peu de réalisations sont en service actuellement, mais il est permis de penser que les besoins importants de climatisation dans certains secteurs tertiaires (hôpitaux, aéroports...) souvent supérieurs aux besoins de chauffage, conduiront à son développement.

### Les différents types de centrales de cogénération

**Les moteurs à combustion interne au fuel ou au gaz**  
Avec ces moteurs on produit de l'eau chaude et très rarement de la vapeur. Leur puissance unitaire va de quelques dizaines de kW à 4 000 kW. Le schéma de principe est développé en figure 4.

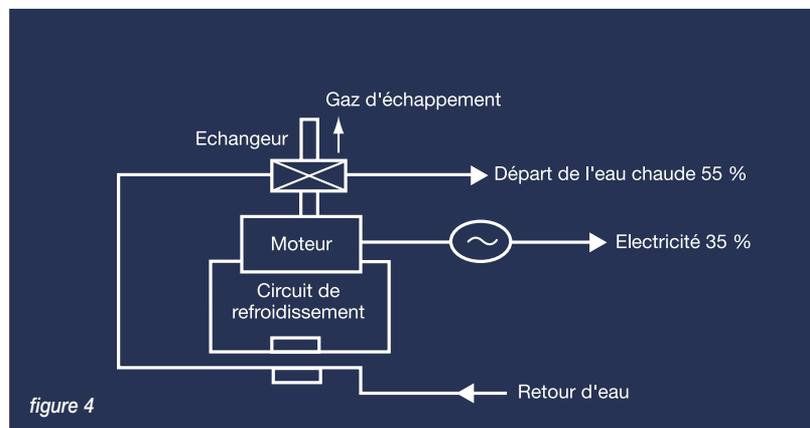


figure 4 Moteur à combustion interne.

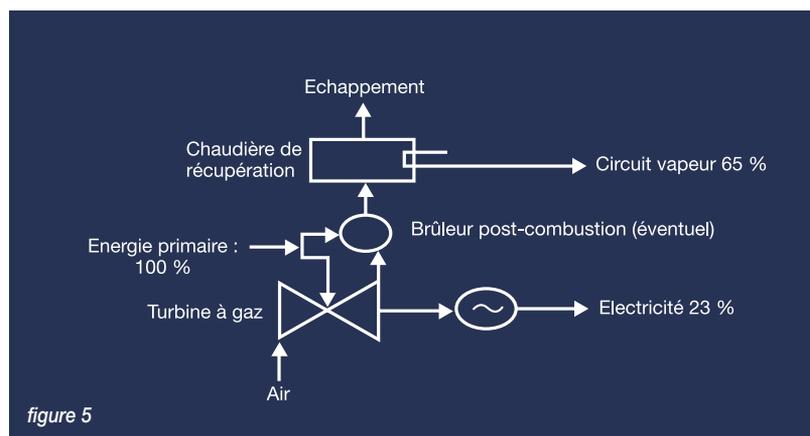


figure 5 Turbine à gaz.

**Les turbines à gaz**  
Elles utilisent le même combustible que les moteurs fuel ou gaz. La température d'échappement des gaz étant de l'ordre de 500 °C, il y a production de vapeur. Leur puissance unitaire généralement utilisée est comprise entre 7 et 40 MW, même s'il existe des turbines à gaz de faible puissance

(de quelques dizaines de kW à 1 MW). Le schéma de principe est développé en figure 5.

#### Moteurs ou turbines ?

Il existe deux techniques de production :

- les turbines à gaz,
- les moteurs à combustion interne, fonctionnant au gaz ou au fuel.

Le choix dépend principalement de la

puissance électrique nécessaire, de la nature des besoins thermiques, des modalités d'utilisation de l'énergie ainsi que du rapport des puissances thermiques et électriques définies pour l'installation considérée. La turbine atteint des puissances nominales plus élevées que le moteur, mais ce dernier a un temps de démarrage plus court,

ce qui est fondamental pour l'alimentation de secours d'équipements de sécurité (hôpital par exemple). La turbine possède également, à puissance égale, un rendement en chaleur supérieur au moteur, lequel présente un rendement supérieur en électricité.

**Turbines à vapeur**

Elles sont utilisées en aval d'une chaudière (bois, charbon, fuel lourd, ordures ménagères...) d'une puissance unitaire de plusieurs dizaines de MW. Le schéma de principe est développé en figure 6.

**Les turbines à cycle combiné**

Elles utilisent une turbine à gaz et une turbine à vapeur pour améliorer le rendement électrique. Le schéma de principe est développé en figure 7.

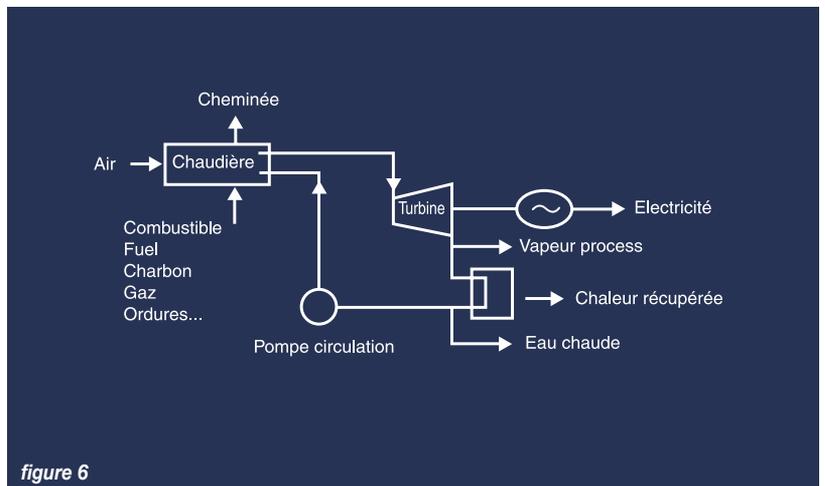


figure 6

Turbine à vapeur.

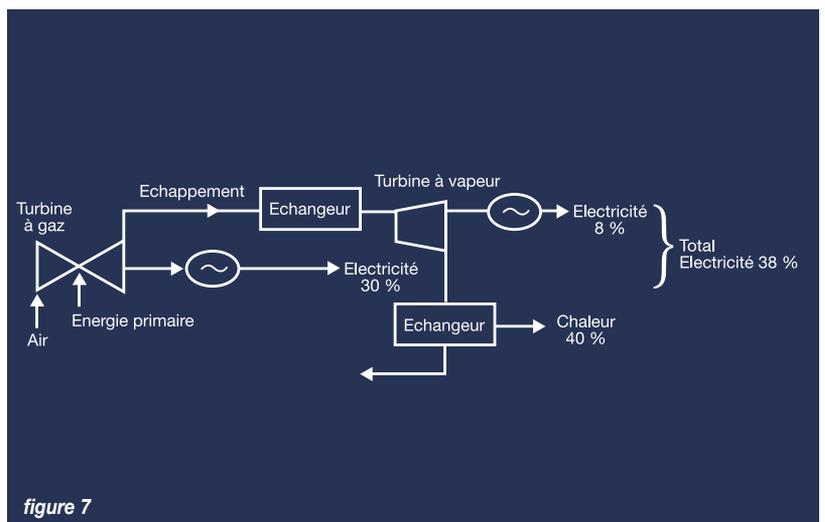


figure 7

Turbine à cycle combiné.

## Contraintes électriques en fonctionnement

Dans le cas général une centrale de cogénération c'est, techniquement pour sa partie électrique (figure 8), un couplage permanent, 7 mois/an, de générateurs de fortes puissances au réseau EDF. La sûreté de fonctionnement doit être garantie quelle que soit la configuration d'exploitation. Il s'ensuit divers types de contraintes nécessitant des études spécifiques - réseaux, sélectivités, perturbations... - et la mise en œuvre de solutions techniques particulières.

### Contraintes liées au fonctionnement sur groupes

#### Contraintes sur protections défauts phase-phase

Normalement alimentée par le réseau EDF, une installation doit supporter la puissance de court-circuit et donc l'I<sub>cc</sub> imposé par ce réseau. Couramment sur réseau EDF 20 kV, P<sub>cc</sub> = 100 MVA au minimum soit un I<sub>cc</sub> de 3 000 A environ. Cela implique pour les équipements, un niveau correspondant de tenue

électrodynamique et thermique, pour les protections, des moyens sensibles à ces valeurs de défaut. En fonctionnement autonome (sur groupes) la P<sub>cc</sub> et l'I<sub>cc</sub> se trouvent très limités. L'I<sub>cc</sub> d'un groupe de 2 000 kVA est environ 200 A. Dans ce cas, la fusion des fusibles HTA n'est plus assurée. Il faut équiper les combinés interrupteurs-fusibles de relais.

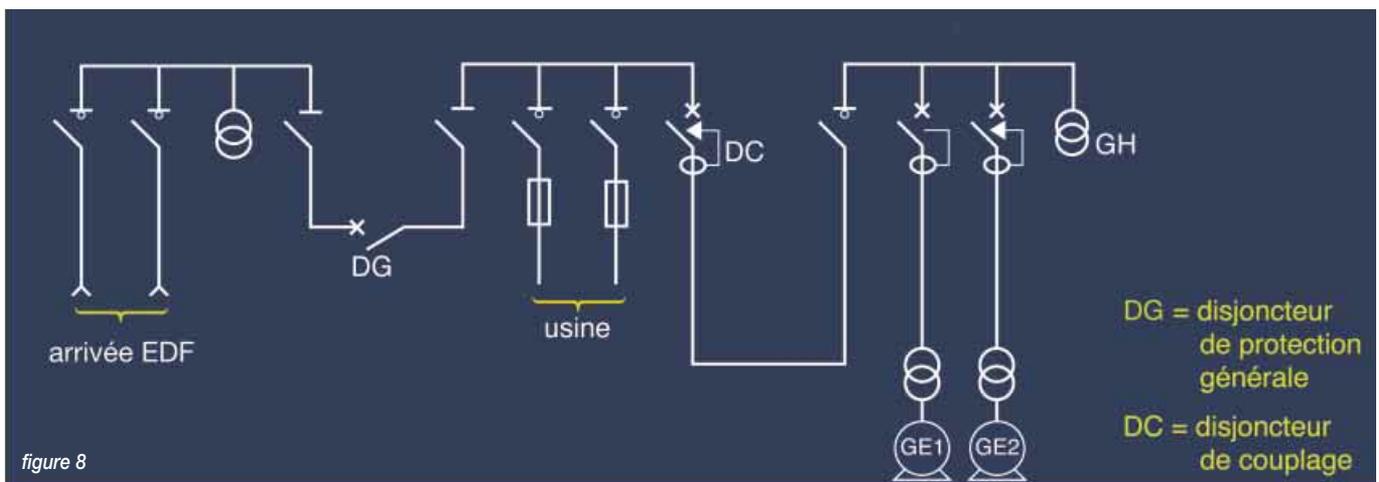


Schéma électrique d'une centrale de cogénération.

**Contraintes sur les protections défauts phase-terre**

Dans ce cas, le remplacement de la mise à la terre des transformateurs par la mise en place d'un générateur homopolaire (figure 9) s'impose car il constitue le seul circuit de retour au réseau du courant de défaut évitant

ainsi que  $I_0 1$  et  $I_0 2$  (figure 10) ne voient le défaut et ne provoquent l'arrêt de tous les groupes.

**Contraintes liées aux distorsions de tension**

L'impédance de court-circuit d'un alternateur étant plus élevée que celle du réseau EDF, la distorsion de tension liée

à l'alimentation de charges non linéaires ( $U_h = Z \cdot I_h$ ) va être amplifiée (figure 11). Il faudra veiller à ne pas dépasser les seuils de compatibilité de fonctionnement des

récepteurs se trouvant sur le même jeu de barres, donc conduire une étude et déterminer les filtres harmoniques appropriés (la CEI 1000 impose un taux de distorsion en tension < 8 %).

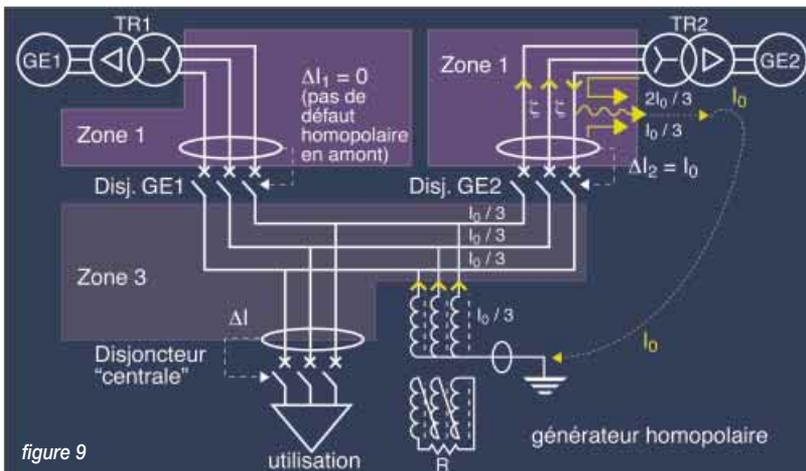


figure 9  
Fonctionnement des protections homopolaires avec générateur homopolaire.

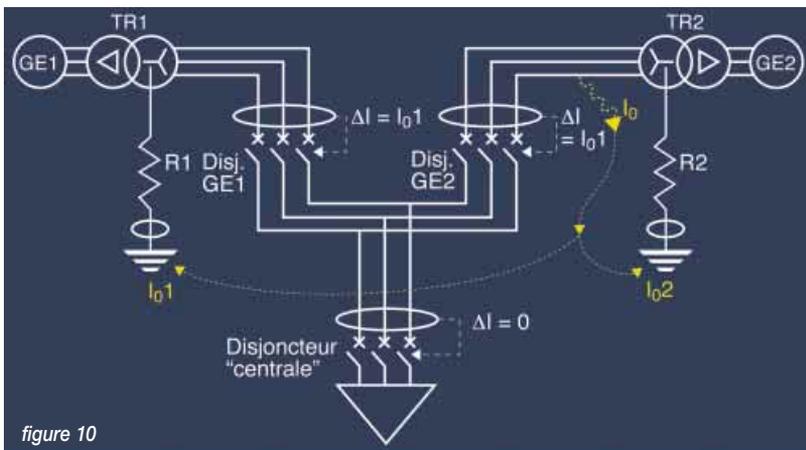


figure 10  
Fonctionnement des protections homopolaires sans générateur homopolaire.

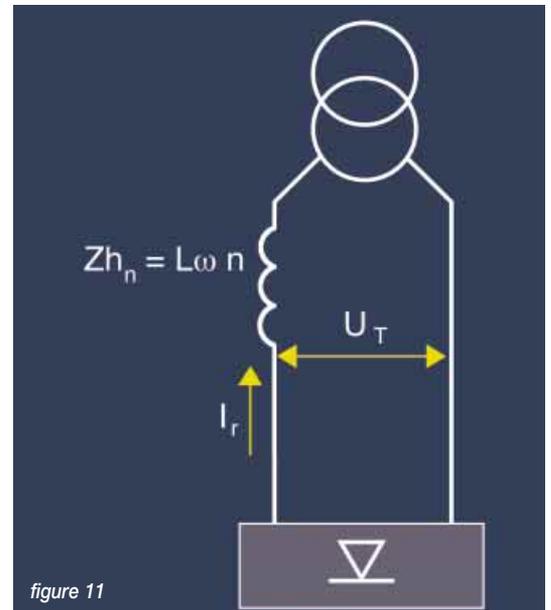


figure 11  
Distorsion de tension.

$U_F = L\omega \cdot I_F$   
 $U_{h_3} = 3L\omega \cdot I_{h_3}$   
 $U_{h_n} = nL\omega \cdot I_{h_n}$   
 $U_T = \sqrt{U_F^2 + U_{h_3}^2 + U_{h_n}^2}$

harmoniques mais aussi de l'impédance du générateur.

**Distorsion de tension**

**Conclusion :**  
la distorsion de tension dépend des courants

$$\tau_{\%} = \frac{\sqrt{\sum_2^{(n)} U_{h_n}^2}}{U_F}$$

**Contraintes sur démarrage d'un gros moteur**

Sans précaution particulière le démarrage d'un moteur de 200 kW sur un groupe de 1 000 kVA engendre un creux de tension voisin de 30 % (le temps que la régulation du groupe réagisse). L'usage d'un démarreur électronique peut sérieusement atténuer ce phénomène (ramener le creux de tension < 10 %) afin qu'il reste compatible avec le bon fonctionnement des autres récepteurs.

**Contraintes liées aux délestages-relestages sur la BT**

Au moment du relestage, les courants transitoires de magnétisation des transformateurs (au-delà d'une certaine puissance ~ 4 MVA) peuvent provoquer :

- le déclenchement des protections à maximum d'intensité et excitation groupe,
- le déclenchement intempestif des protections homopolaires des groupes.

Une étude avec simulation de ces phénomènes permet un

choix judicieux des capteurs TC/tores et des réglages des protections.

**Contraintes liées au couplage de la centrale sur le réseau EDF**

**Atténuation des signaux tarifaires 175 Hz (PULSADIS)**

L'impédance d'un alternateur à 175 Hz est très faible (c'est son impédance subtransitoire X''d, soit environ 12 à 14 % de Xn). Cette impédance affaiblit celle du réseau ainsi que les tensions de fréquence 175 Hz. Les signaux sont donc affaiblis.

On augmente l'impédance globale de la centrale en insérant un circuit bouchon dans sa connexion au réseau (figure 12).

**Encadrement technique très strict**

Les impositions techniques à respecter lors de l'établissement d'une production autonome, destinée à être couplée sur le réseau de distribution publique, découlent de divers articles et arrêtés rappelés ci-après (encadrés) et conduisent à une obligation très forte à l'encontre des producteurs autonomes.

Les producteurs autonomes prennent toutes dispositions utiles, s'il y a lieu, en vue d'aménager leurs installations de façon à n'apporter aucune perturbation dans le fonctionnement du réseau public.

Cette obligation est complétée par :

La nécessité de mise en œuvre d'une protection de découplage ayant pour but :

- d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau public,

- de protéger les groupes (risques de faux couplages, de surcharge si disparition du réseau EDF),
- de maintenir l'alimentation du site,
- d'assurer la sécurité du personnel EDF intervenant sur le réseau (réalimentation accidentelle).

- Principaux textes de réglementation :
- NFC 13100 et 13200,
  - Guide EDF B 61.4 (ancienne GTE 2666),
  - Arrêté du 21 juillet 1997 centrale ≤ 1 MW,
  - Arrêté du 3 juin 1999 centrale > 1MW.

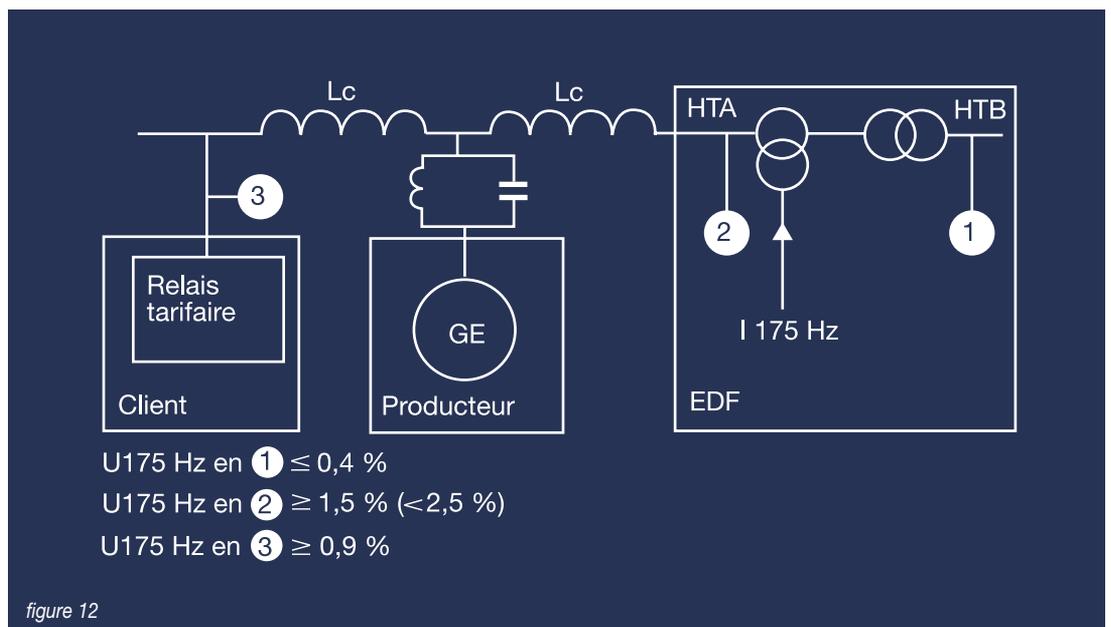


figure 12  
Mise en place d'un circuit bouchon.

Type	Utilisation	Tous départs (alternateurs avec $\sum S_n$ installation $\geq 3$ MVA)		
Protection		Relais	Réglage	Action
défaut à la terre	Asservissement au disjoncteur de départ du poste source	1 relais maximum tension homopolaire	aérien mixte souterrain 30%	temporisé 1 à 1,5 s
défaut polyphasé		3 relais maximum de tension	0,85 Um	
marche anormale en réseau séparé sans défaut	Action instantanée	1 relais maxi. tension 1 relais mini. fréq. 1 relais maxi. fréq.	1,15 Um 47,5 Hz 51 Hz	temporisé 1 à 1,5 s
Suppression des faux couplages suite à une baisse importante de tension	3 relais mini-tension 0,25 Um action instantanée à l'initiative du producteur ou du client			
relayage présence de tension poste source	L'asservissement évite ce besoin			
Risques de faux couplages	Non si l'asservissement disjoncteur EDF ok			
Risques de découplages injustifiés	Très rares			

figure 13

Les différents types de protection de découplage.

### Constitution d'une protection de découplage

Une protection de découplage est constituée par l'association de diverses protections dédiées intervenant de façon complémentaire pour couvrir tous les aléas de fonctionnement pouvant se présenter.

La composition de protection de découplage la plus utilisée est détaillée en figure 13. La figure 14 illustre la protection de découplage où le disjoncteur général (DG) est asservi au disjoncteur du poste source (①) par une ligne téléphonique.

La figure 15 montre un exemple de schéma optimisé dans le cas d'une production destinée à la revente à EDF, mais laissant la possibilité d'utiliser l'énergie produite en secours de l'installation (cas typique d'un hôpital, d'une station d'épuration...). La sûreté de fonctionnement d'une telle installation passe par la maîtrise des études de

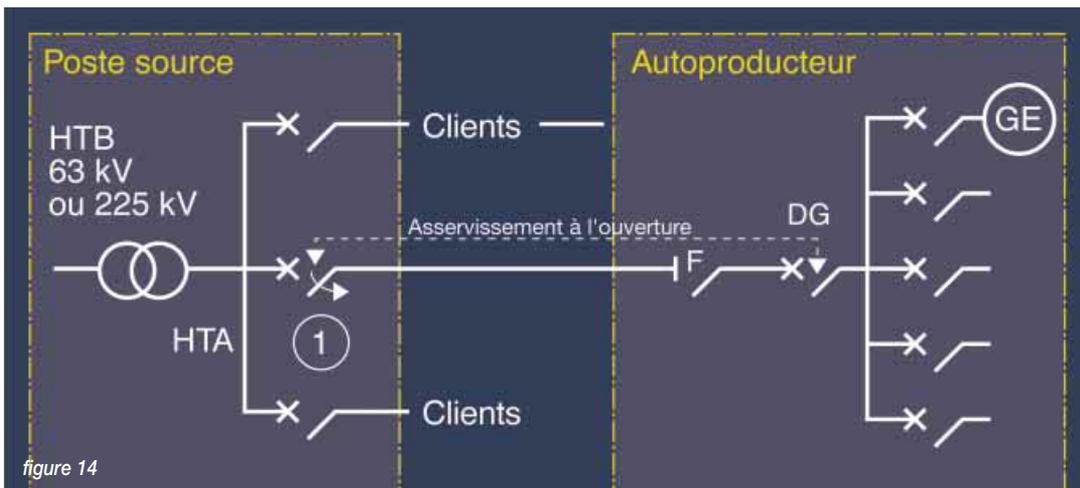


figure 14

Protection de découplage.

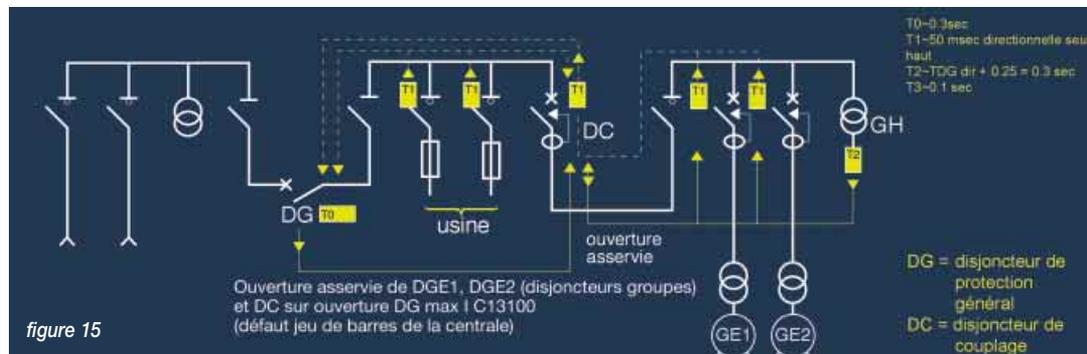


figure 15

Schéma global optimisé d'une centrale.

dimensionnement des éléments la composant, et par la mise en œuvre de matériels très performants. Ce sont par exemple des protections numériques type Sepam 2000 (figure 16). Elles présentent un taux de disponibilité bien supérieur à l'analogique de part la fonction auto-contrôle intégrée. Sepam 2000 assure la cohérence de la mise en œuvre simultanée de la sélectivité logique (voir ci-après), des protections maxima d'intensités directionnelles ainsi que la protection de découplage.

**Sélectivité logique**

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir **un temps d'élimination de défaut court**. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité. En effet, dans un réseau en antenne (figure 17), les protections situées

en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander. Chaque protection sollicitée par un défaut transmet :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.

Un déclenchement temporisé est prévu en secours. Avantages de la sélectivité logique :

- configuration d'utilisation non limitée,
- temps d'élimination des défauts courts et indépendants du nombre d'étages qui entraînent : les contraintes thermiques réduites pour l'appareillage amont (câbles, transformateurs, tableaux, disjoncteurs...), les effets minimisés de l'arc électrique, la stabilité dynamique du réseau améliorée,
- la sélectivité indépendante des temporisations : la sélectivité avec les réglages EDF facilitée, mixage possible entre sélectivité logique et autres types de sélectivité.



figure 16 Protection numérique Sepam 2000.

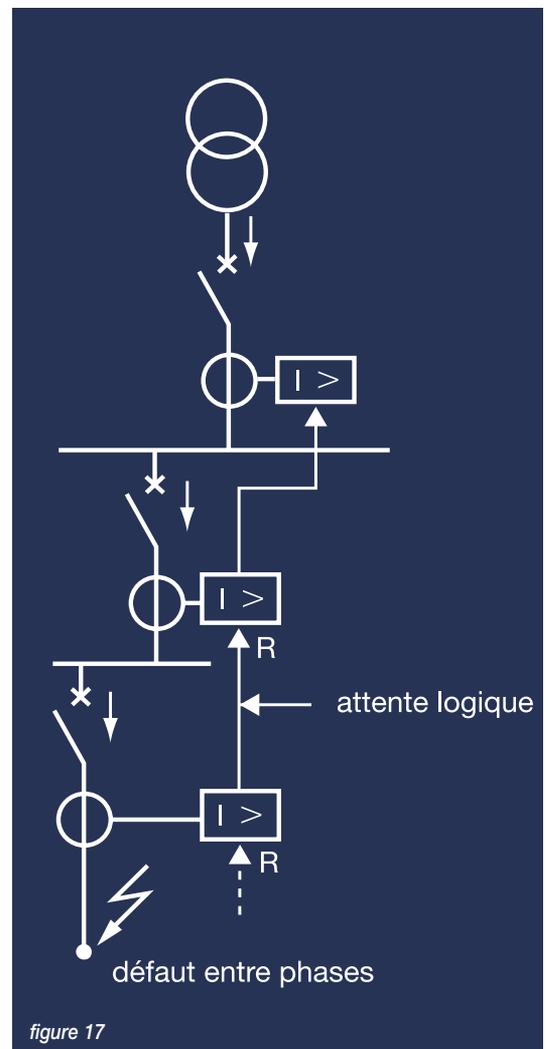


figure 17 Système de sélectivité logique.

## Gestion technique centralisée

Signalons enfin que dans le cas de sites étendus ou nécessitant une surveillance

permanente des installations, la mise en œuvre d'une gestion technique centralisée

augmente la sûreté de fonctionnement en facilitant l'exploitation de l'installation (figure 18).

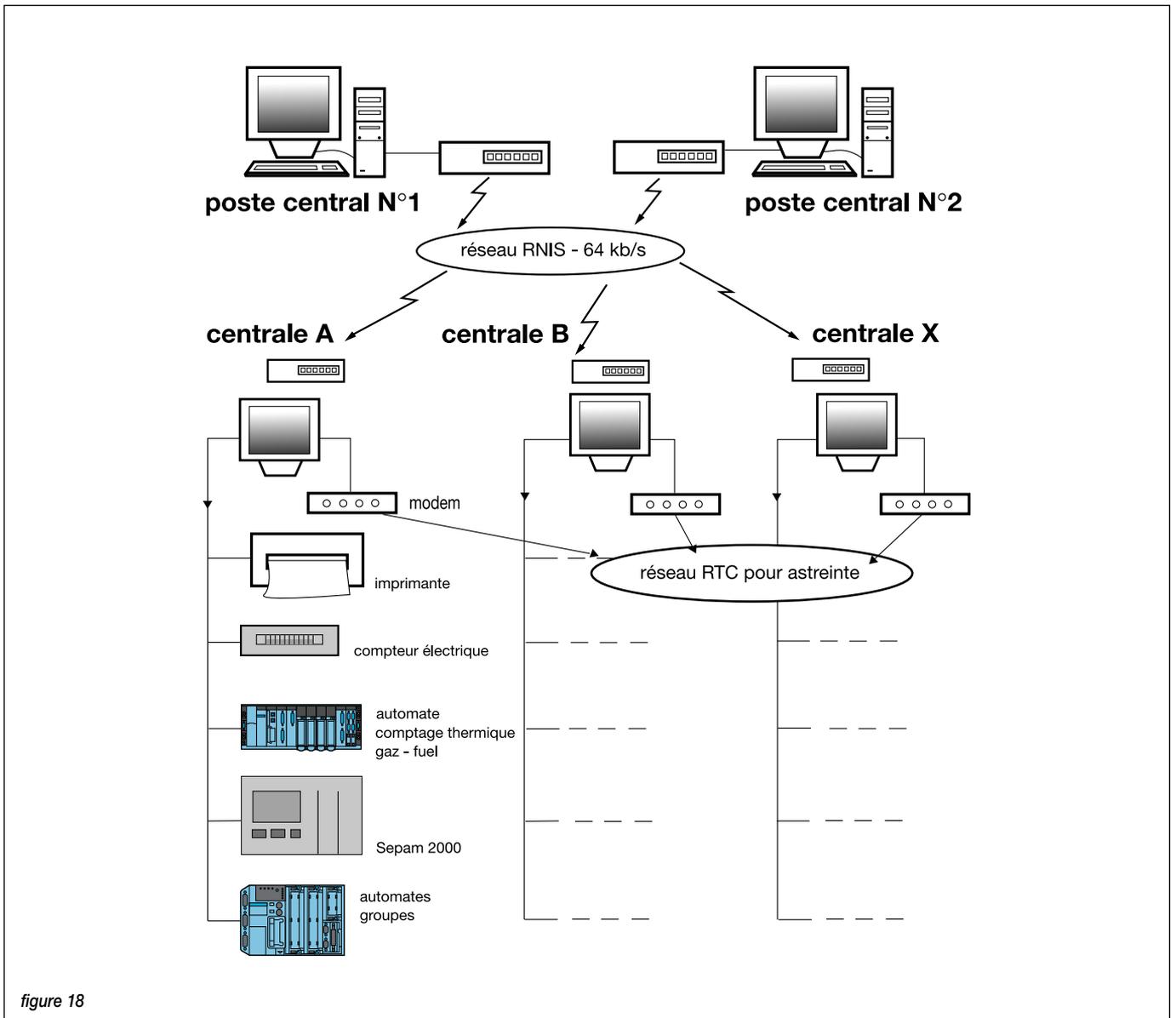


figure 18

Gestion technique centralisée.

## Exemples d'applications

### La cogénération de l'hôpital Saint-Joseph de Marseille

L'hôpital Saint-Joseph, situé à Marseille, est spécialisé en cardiologie. Il a été récemment déclaré 1<sup>er</sup> établissement de France (enquête réalisée par la revue " sciences et avenir " de septembre 1998), classement basé sur la qualité des soins dispensés.

Le réseau électrique HTA de l'hôpital était constitué d'un poste 20 kV de type C13100 classique, d'une boucle interne alimentant deux postes HTA et de trois départs transformateurs de 630 kVA.

L'alimentation de secours était réalisée à partir d'un groupe électrogène de 750 kVA. Devenu vétuste, ce dernier ne satisfaisait plus la demande. Il a donc été décidé de procéder à son remplacement, d'une part pour garantir le secours, et d'autre part pour assurer le

fonctionnement en mode EJP (effacement jour de pointe). Dans le même temps, une étude de mise en place d'une cogénération est lancée. Au-delà de l'intérêt financier (revente d'électricité à EDF selon un contrat sur la période du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars), le projet s'appuie sur une justification technique basée sur la garantie d'un meilleur niveau de qualité d'alimentation et une fiabilité renforcée de l'alimentation du site. Le groupe électrogène de 750 kVA est ainsi remplacé par un groupe fuel de 2 250 kVA et par un groupe gaz de 1 750 kVA.

Le passage du réseau d'alimentation électrique en configuration cogénération autorise quatre modes de fonctionnement :

- un fonctionnement EDF,
- un fonctionnement cogénération EDF + groupe gaz,
- un fonctionnement cogénération EDF en période EJP + groupe

gaz + groupe fuel,
 

- un fonctionnement secours groupe fuel.

 De plus, une partie de la chaleur dégagée par le fonctionnement des groupes permet l'alimentation de l'hôpital en eau chaude et en chauffage.

Le nouveau réseau électrique HTA de l'hôpital est illustré selon le schéma simplifié en page 14.

Ce nouveau réseau a conduit à modifier le poste de livraison EDF et à aménager la centrale de cogénération.

Au niveau du poste de livraison EDF :

- mise en place d'une cellule disjoncteur, équipée de sa protection numérique communicante de type Sepam 2035, pour assurer le couplage,
- équipement des trois cellules existantes (interrupteur-fusible) de nouvelles protections numériques de type Sepam 1000 assurant la protection des transformateurs de 630 kVA,



Les groupes électrogènes.



Les cellules HTA de la centrale de cogénération.



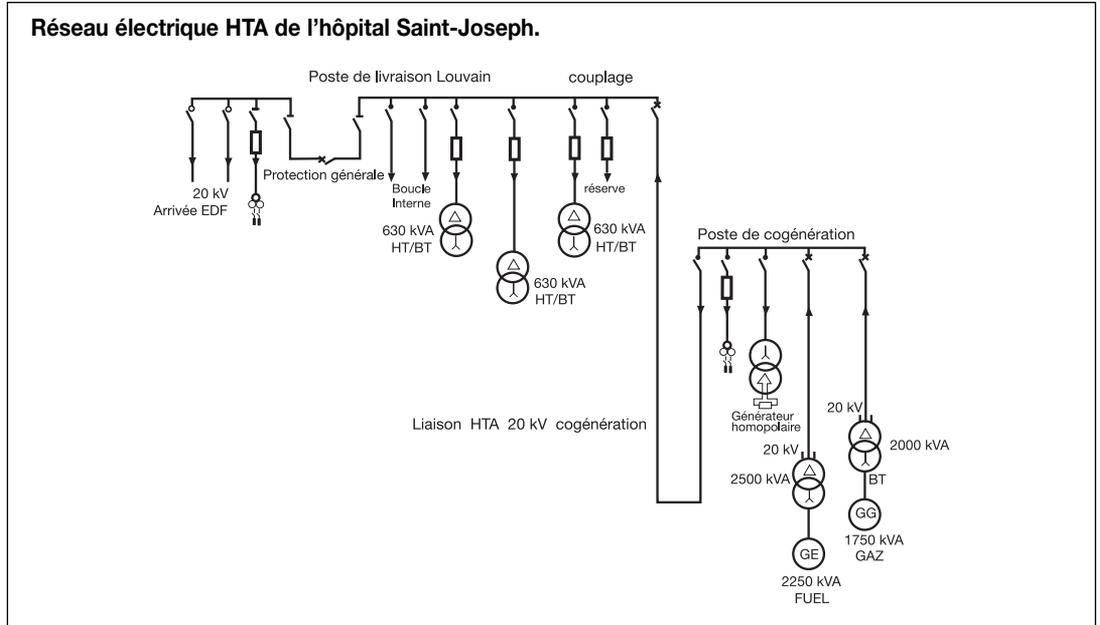
La cellule disjoncteur du poste de livraison et la protection Sepam.

- équipement de la cellule disjoncteur d'une nouvelle protection numérique communicante de type Sepam 2035 assurant la protection générale ainsi que la protection de découplage (type B61). La protection de découplage protège le réseau EDF sur des variations de tension et de fréquence. Elle agit sur l'ouverture du disjoncteur de couplage de la centrale de cogénération.

Au niveau de la centrale de cogénération, mise en place de :

- deux cellules disjoncteurs équipées de protections numériques communicantes de type Sepam 2035 (arrivées groupes gaz et fuel),
- une cellule interrupteur générateur homopolaire,
- une cellule comptage référence tension centrale,
- une cellule interrupteur départ vers poste de livraison.

L'ensemble du parc protection est équipé de dispositifs Sepam permettant, après étude de sélectivité, d'assurer la protection en



présence d'un défaut et d'envoyer les informations, via un réseau Modbus, sur un superviseur Isis 1000. Celui-ci autorise la gestion technique électrique du réseau et réalise les fonctions suivantes :

- visualisation de l'état du réseau (position des disjoncteurs, mesures U, I, cos φ),
- commandes des différents équipements,
- suivi en temps réel des consommations :

achat et revente d'énergie à EDF,

- calcul du rendement de la cogénération,
- suivi des engagements

contractuels (disponibilité des installations, rentabilité). Le suivi du contrôle d'isolement sera intégré dans le courant de l'année 1999.

L'architecture de cette gestion technique s'articule donc autour du superviseur Isis 1000 complété par trois automates programmables April, des modules Dialpact et des dispositifs de protection Sepam, l'ensemble communiquant via le réseau Modbus. L'étude et la mise en œuvre sur site de tout le

**La protection numérique Sepam**

- S = système
- E = électronique
- P = protection
- A = automatisme
- M = mesure

Cette nouvelle génération de relais numériques assure une convivialité, grâce à son automatisme

intégré, dans le choix des transmissions d'informations vers le superviseur et des protections associées. Elle garantit en outre une simplification de câblage des caissons BT, en réduisant les risques de pannes dus à l'utilisation de relais électromagnétiques ou aux points de connexions.



lot électrique (selon ISO 9002) de la HTA à la BT ont été réalisées par le centre d'étude et d'assistance technique (CEAT) de Schneider Electric d'Aix-en-Provence. Cette réalisation d'affaire complexe dans un milieu hospitalier très sensible aux coupures électriques a nécessité une rigueur

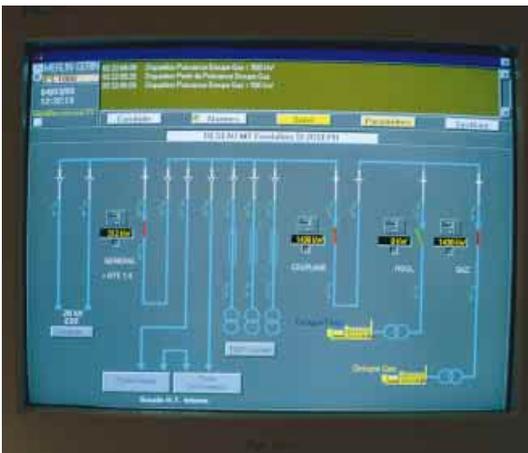
dans la tenue du planning d'étude et de réalisation. ■

## La cogénération de l'UIOM de Rennes-Villejean

Pour faire face à l'augmentation des déchets ménagers, l'UIOM de Rennes-Villejean s'est dotée, en 1996, d'un troisième four-chaudière portant la capacité annuelle d'incinération à 140 000 tonnes. La chaleur, résultant de l'incinération des déchets, produit un surplus de vapeur d'eau qui pousse à la réflexion de son exploitation et de sa valorisation. La réalisation d'une étude, confiée à la société SDMO, conduit à la mise en place d'une cogénération. Celle-ci s'appuie sur l'utilisation d'un turboalternateur. La vapeur d'eau haute pression (26 bars, température de 225 à 380 °C) provenant des chaudières entraîne la turbine, puis alimente en moyenne pression (6 bars, 165 °C) un échangeur destiné à fournir de l'eau surchauffée (20 bars, 130-175 °C) au réseau de chauffage urbain. L'alternateur, d'une

puissance électrique de 7,6 MW, produit annuellement 22 000 MWh d'électricité dont 60 % sont consommés par l'usine, le reste étant vendu par contrat à EDF. Ce dernier porte sur la fourniture de 9,968 MWh en période de pointe (22 jours EJP) du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars. Afin d'une part de satisfaire ce contrat, et d'autre part de pallier toute rupture du réseau EDF, 4 groupes électrogènes, d'une puissance électrique unitaire de 1,7 MW, assurent le secours du turboalternateur. La centrale de cogénération est pilotée par un automate programmable Telemecanique TSX 47 chargé de gérer les

opérations de couplage de réseaux selon le choix des modes de fonctionnement (alimentation de l'usine par le réseau EDF, alimentation de l'usine par la centrale, alimentation de l'usine et livraison à EDF par la centrale). L'installation électrique de l'usine associe par couplage le poste de livraison EDF et le poste de la centrale de cogénération. Le poste de livraison comporte 4 cellules HTA SM6 Merlin Gerin équipées de contrôleurs Sepam et un transformateur France Transfo (20 kV/410 V, 2 000 kVA). Ce dernier délivre l'énergie, via le TGBT (intégrant des disjoncteurs Masterpact



Superviseur Isis 1000 : vues d'écran.



Le turboalternateur.

et Compact NS), aux différents auxiliaires (fours, traitement des fumées, traitement des boues...). Le poste de la centrale est doté de 5 cellules HTA SM6 et d'un transformateur élévateur (5,5 kV/20 kV, 10 000 kVA).

Les principales fonctions pilotées par l'automate sont : protection générale de l'installation, gestion du turboalternateur et des groupes électrogènes, synchronisation et couplage des réseaux, mesures et comptage... ■



Le transformateur élévateur France Transfo 5,5 kV/20 kV, 10 000 kVA.



Les cellules HTA SM6.

## Bibliographie

### Les cahiers techniques

- N° 2 : protection des réseaux par le système de sélectivité logique,
- N° 62 : mise à la terre du neutre dans un réseau industriel HT.

### Autres ouvrages

- Protection contrôle commande. Guide de la protection (Merlin Gerin, référence : CG0021/1),
- Guide des réseaux électriques (Christophe Prevé éditions Hermès).



Les textes et les illustrations de ce guide technique sont disponibles sur demande auprès de l'Institut Schneider Formation par E-mail : [filippini@schneiderformation.com](mailto:filippini@schneiderformation.com)

#### Avertissement

Schneider dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent guide, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omission, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans ce guide.