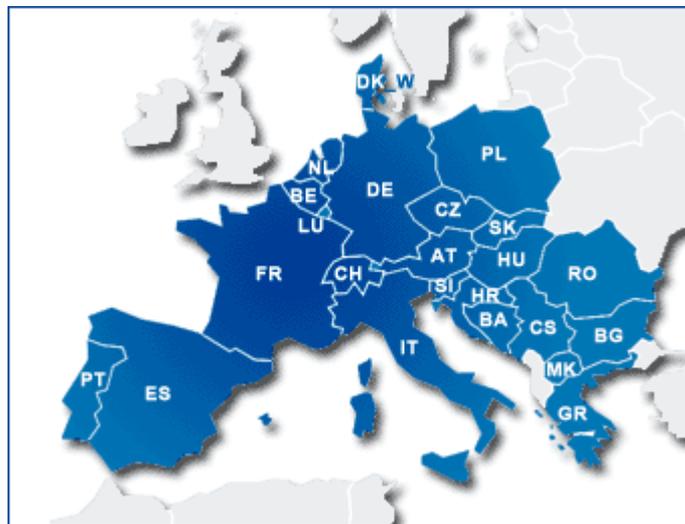


Transport et Distribution de l'Energie Electrique



Le réseau synchrone de l'UCTE (2300 TWh/an)
www.ucte.org

Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore
Université de Liège

J.L. LILIEN

2006

1. GENERALITES	3
2. LA CONDUITE DU RESEAU	3
2.1 Production	5
2.2 Consommation :	6
2.3 Diagramme de charge.....	8
2.4 Localisation des unités de production dans le diagramme de charge.	11
3. LE REGLAGE DU RESEAU	13
3.1 Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) :.....	13
3.2 Réglage secondaire (endéans les 15 minutes après perturbation)	14
3.3 Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation)	14
4. INTERCONNEXION DES RESEAUX ET RESEAU BELGE	15
4.1 Le réseau eurasien.....	15
4.2 Le réseau belge :.....	17
4.3 Organisations communes en Belgique.....	18
5. LA STRUCTURE DU RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE	21
Stratification du réseau	21
6. LA CONSTITUTION DU RESEAU	23
6.1 Postes.....	24
6.2 Lignes aériennes et câbles souterrains	27
7. ETAPES A LA CONCEPTION (LIGNES, CABLES, POSTES).....	30
8. PLANIFICATION	31
9. QUALITE DE SERVICE	36
Statistique de défauts.....	39
10. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES.....	41
11. CONCLUSIONS	44

1. Généralités

Les réseaux d'électricité ont été conçus dans le but de veiller à :

- la fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique. Les réseaux relient entre elles toutes les unités de production et visent à assurer une fonction de secours en cas de pannes et/ou de défaillances.
- L'optimisation de la disponibilité de l'énergie électrique aux consommateurs, ainsi les réseaux (i) permettent d'acheminer l'énergie produite par des sources délocalisées vers les points de consommation ; (ii) visent à assurer l'acheminement de l'énergie produite en masse à un endroit défini par des machines raccordées en grande partie aux niveaux de tension supérieurs vers des consommateurs en général disséminés sur un territoire donné et raccordés à des niveaux de tension inférieurs ; (iii) permettent de créer des synergies entre systèmes de production différents (hydraulique , solaire et éolien renouvelables mais dépendent de la disponibilité de la source primaire tandis que le thermique (classique, nucléaire, géothermal) assure la base et la relève des précédents), voire, à terme, profiter d'une gestion coordonnée des faisceaux horaires, etc...
- Suite à la libéralisation du secteur électrique, le réseau vise également à remplir un rôle dans la facilitation du marché de l'électricité et à faire en sorte qu'un maximum de transactions commerciales puisse s'exécuter. Dans ce contexte, le réseau doit permettre toute transaction entre différents nœuds du réseau et au-delà de la frontière des états. L'objectif est en effet de permettre à tout utilisateur de choisir librement son fournisseur d'électricité et le type de production sur base de critères qui lui sont propres (prix, qualité du service, électricité verte, ...)

Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{pertes} \quad (1)$$

C'est le problème de la CONDUITE du réseau.

Dans nos réseaux les pertes (transport et distribution) sont de l'ordre de 4 à 5 % de la consommation.

De plus la qualité du service est un souci majeur de l'exploitant : maintien de la tension et de la fréquence dans les plages contractuelles (problème de REGLAGE du réseau), prise en compte du couplage dynamique entre production et consommation via le réseau (STABILITE), assurer l'intégrité des ouvrages (DIMENSIONNEMENT approprié et PROTECTION).

Certaines notions utilisées par la suite sont définies dans notre glossaire disponible sur le web.

2. La CONDUITE du réseau

Le principe de l'égalité (1) est assuré par une prévision statistique de l'évolution de la charge, seule une gestion rigoureuse et continue permet d'éviter une instabilité, c'est le rôle du dispatching national.

Dans la plupart des pays, ce travail se fait la veille pour le lendemain. La préparation de l'exploitation est contractualisée entre les acteurs. C'est lors de la préparation journalière que sont figées les demandes de chacun, que l'accès au réseau de transport est accepté ou refusé, et que sont

définies précisément les conditions techniques et économiques de la production électrique et des services de transport de l'énergie.

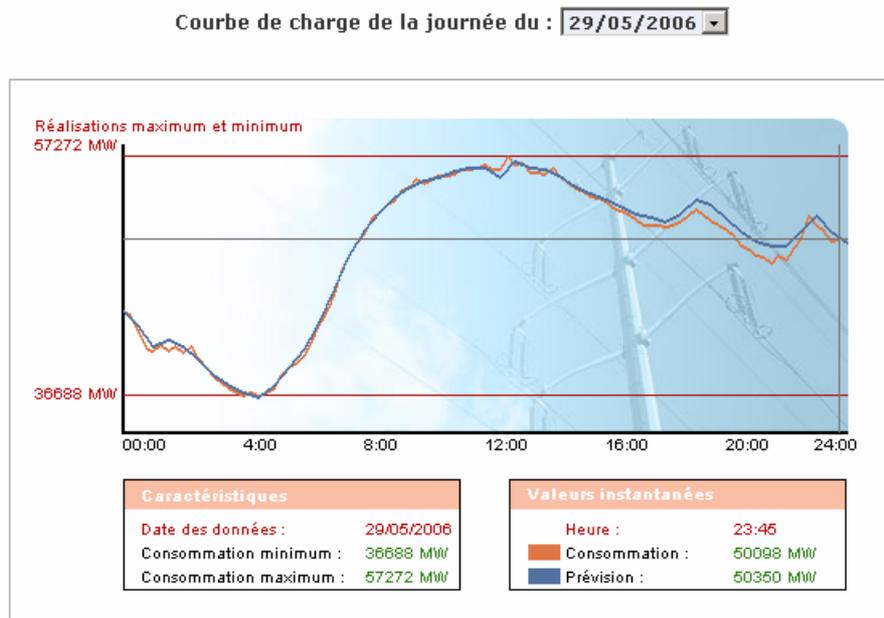


Fig. 1. exemple de diagramme de charge tel que prévu et effectif sur le réseau RTE le 29 mai 2006. (ces courbes sont lisibles en temps réel sur le site : <http://www.rte-france.com/jsp/fr/courbes/courbes.jsp>)

Depuis la libéralisation du marché, on a défini en Europe des « zones de réglage ». A tout moment dans ces entités, les flux entrants et sortants doivent être équivalents. Actuellement ces zones de réglages sont généralement les pays mais cela pourrait changer à terme.

La prévision statistique est en grande partie aidée par les diagrammes de charge (voir plus loin). (à titre exemplatif, la fluctuation par rapport aux prévisions est notamment liée à une variation de la température ambiante. En Belgique, une variation de 1 °C correspond, à une demande supplémentaire de 60 MW (heure pleine) et de 100 MW (en heure creuse).) Le mécanisme de correction classique est basé sur les données des consommations à l'heure de pointe durant les mois d'hiver. La correction est faite par régression linéaire de la consommation locale à l'heure de la pointe du jour en fonction de la température minimale observée la veille. Ce modèle peut être sophistiqué par la prise en compte des consommations horaires des deux dernières années, l'extraction d'impact cyclique saisonniers, journalier et horaire ainsi que de l'évolution tendancielle de la consommation (base mensuelle).

A titre exemplatif la figure 1 reprend un tel diagramme de charge journalier pour la France, avec en superposition la prédiction et la consommation effective.

Ces aspects sont gérés de manière quart horaire. En dessous de 15 minutes cette égalité doit évidemment également être vérifiée. C'est vraiment à ce niveau que la conduite du réseau est délicate, car elle peut être perturbée à tout instant par des défauts, des pertes non prévues de liaisons ou de centrales. La correction doit être rapide et efficace, faute de dérive (instabilité, blackout). Ces notions sont analysées en détail dans le cours de mon collègue Louis Wehenkel (« Système de conduite des grands réseaux électriques », cours ELEC026 donné en deuxième maîtrise (option)). <http://www.montefiore.ulg.ac.be/~lwh/SCGRE/>

2.1 Production

La production doit en tout instant être capable de satisfaire la demande (consommation+ pertes), elle doit donc prévoir des moyens de production pour couvrir l'extrême pointe de la demande, même si cette dernière n'existe que quelques minutes par an.

Au niveau européen, la répartition de la production entre les différents types est représentée grosso modo par la figure suivante (renouvelable inférieur à 5%, non représentable sur le graphique).(fig.2)

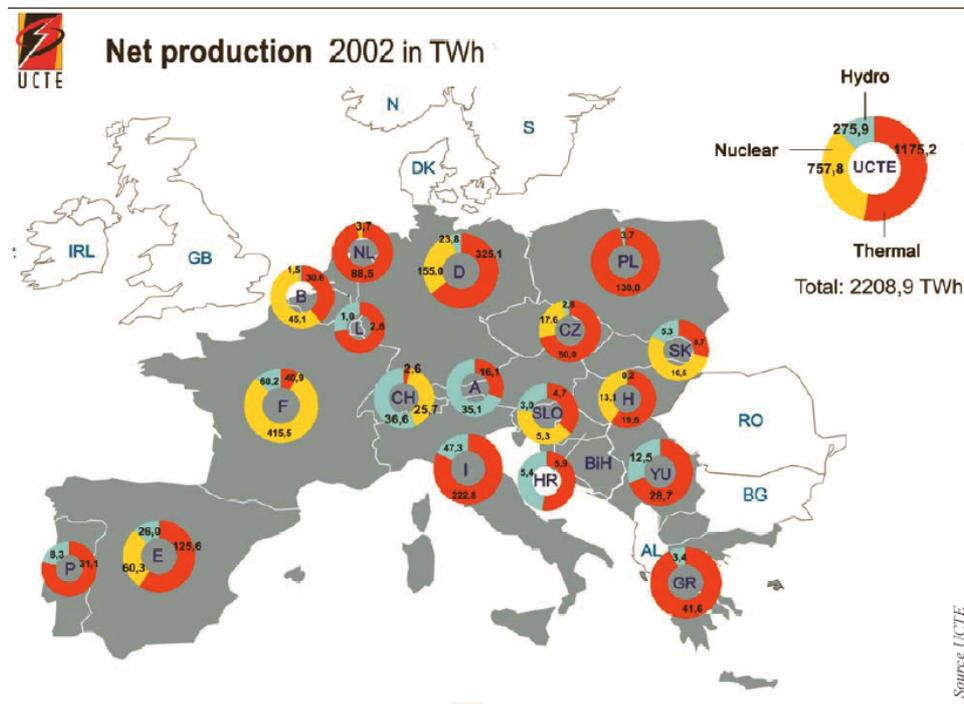


Fig.2 : répartition de la production dans les pays de l'UCTE.(source UCTE)

En Belgique la puissance installée était de environ 16000 MW en 2005 et les pointes demandées (généralement en décembre ou en janvier) étaient récemment de :

- 11279 (1996) MW
- 12543 (2000) MW
- 13708 (2004) MW

Toutefois il ne faut pas (plus) se limiter à cette disponibilité. Suite à la libéralisation du marché la puissance peut aujourd'hui provenir de n'importe où dans les réseaux interconnectés, cette notion devrait donc à l'avenir être définie au niveau des réseaux interconnectés, en supposant que le réseau est dimensionné pour permettre ces transits.

Les centres de production sont répartis relativement uniformément dans l'ensemble du réseau interconnecté, évidemment dépendant de source froide pour les productions thermiques et de localisation adéquate pour les sources hydrauliques et plus récemment éoliennes ou solaires, marémotrice, géothermale, ...

La taille des groupes dépend d'effet d'échelle et d'aspects technologiques.

En Belgique, les principaux centres de production sont repris sur le graphique ci-dessous (fig.3) :

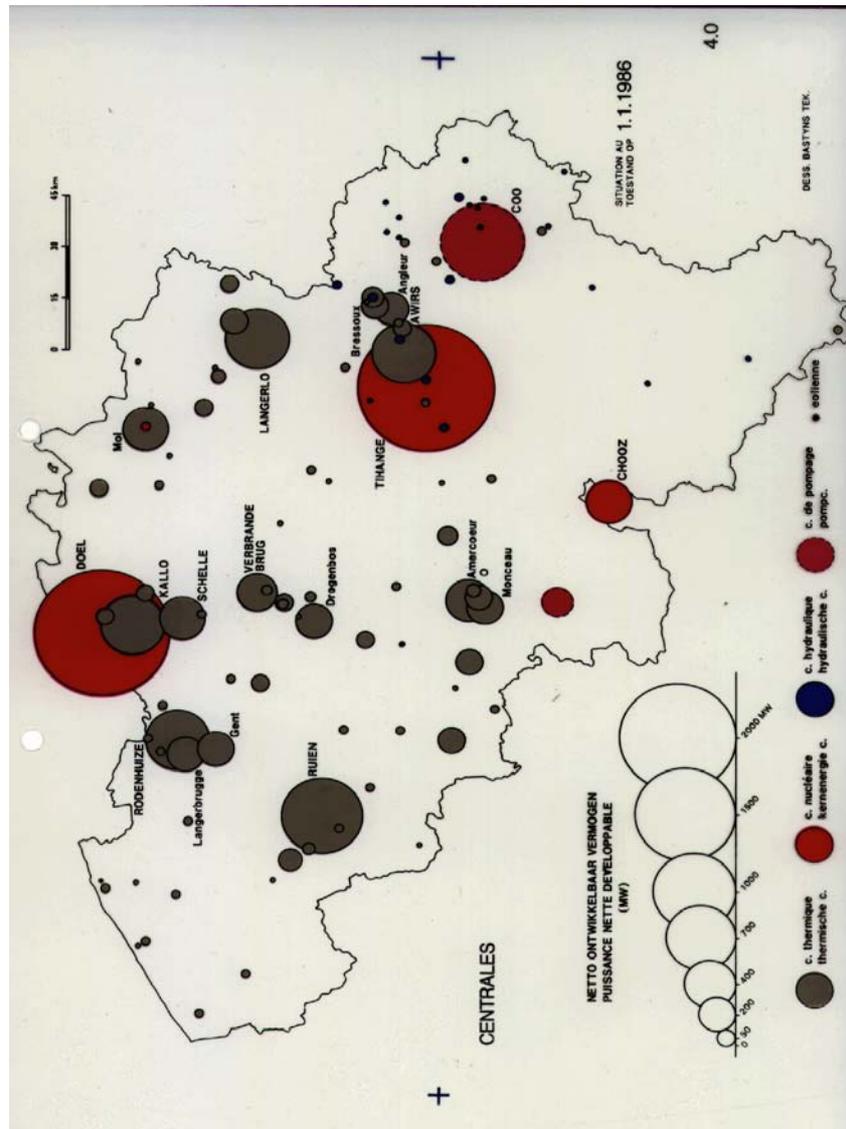


Fig. 3 Localisation des centres de production en Belgique (source Electrabel)

2.2 Consommation :

La consommation d'énergie électrique s'établit chaque année par pays, de nos jours environ à (2004, source Eurelectric, fig 4) , par ordre décroissant du nombre d'habitants :

Allemagne (79.5 millions d'habitants)	: 554 TWh	soit per capita : 7000 kWh
Italie (57.4 millions d'habitants)	: 322 TWh	: 5610
Royaume-Uni (57.3 millions d'habitants)	: 390 TWh	: 6810
France (56 millions d'habitants)	: 477 TWh	: 8500
Espagne (40 millions d'habitants)	: 280 TWh	: 7000
Pologne (38 millions d'habitants)	: 132 TWh	: 3470
Pays-Bas (14.5 millions d'habitants)	: 110 TWh	: 7590

République Tchèque (10,4 millions d'habitants)	: 61	TWh	: 5860
Portugal (10.3 millions d'habitants)	: 50	TWh	: 5000
Hongrie (10.3 millions d'habitants)	: 38	TWh	: 3800
Grèce (10.1 millions d'habitants)	: 53	TWh	: 5250
Belgique (9.9 millions d'habitants)	: 87	TWh	: 8800
Suède (8.7 millions d'habitants)	: 146	TWh	: 16780
Autriche (7.9 millions d'habitants)	: 62	TWh	: 7850
Finlande (5.1 millions d'habitants)	: 87	TWh	: 17000
Danemark (5.1 millions d'habitants)	: 36	TWh	: 7060
Irlande (3.6 millions d'habitants)	: 25	TWh	: 6950
Luxembourg (0.37 millions d'habitants)	: 6	TWh	: 16200
Monde entier (2002) (6 milliards d'habitants)	: 16000	TWh	: 2700
Europe des 25 (2002) (0.453 milliard)	: 3000	TWh	: 6600
USA (2002) (0.258 milliard)	: 3993	TWh	: 15500
Fédération de Russie (2002) (0.150 milliard)	: 889	TWh	: 5930
Japon (2002) (0.110 milliard)	: 1088	TWh	: 9900

La croissance de la consommation est passée de plus de 10% (années 60) à 5% (année 70, hors chocs pétroliers) , nulle au début des années 80, elle a repris pour se stabiliser à 3-4% pendant les années 90 dans les pays occidentaux et le Japon, elle est aujourd'hui (2006) quasi stabilisée dans les pays occidentaux. Dans les pays de l'est la consommation a chuté à partir de 1989 suite à une restructuration profonde de l'industrie puis est repartie dans les années 2000. Certains pays d'Afrique et d'Asie sont en expansion à plus de 10% (Chine, Indonésie, Viêt-nam, Maroc, etc...)

En Belgique (source FPE 1995), la consommation nette d'énergie électrique a augmenté à un rythme de 4,9 % en 1994 et 2,9 % en 1995, 3,1% en 1998 ; 0,7% en 1999 et 4,1% en 2000, stabilisée après 2004.

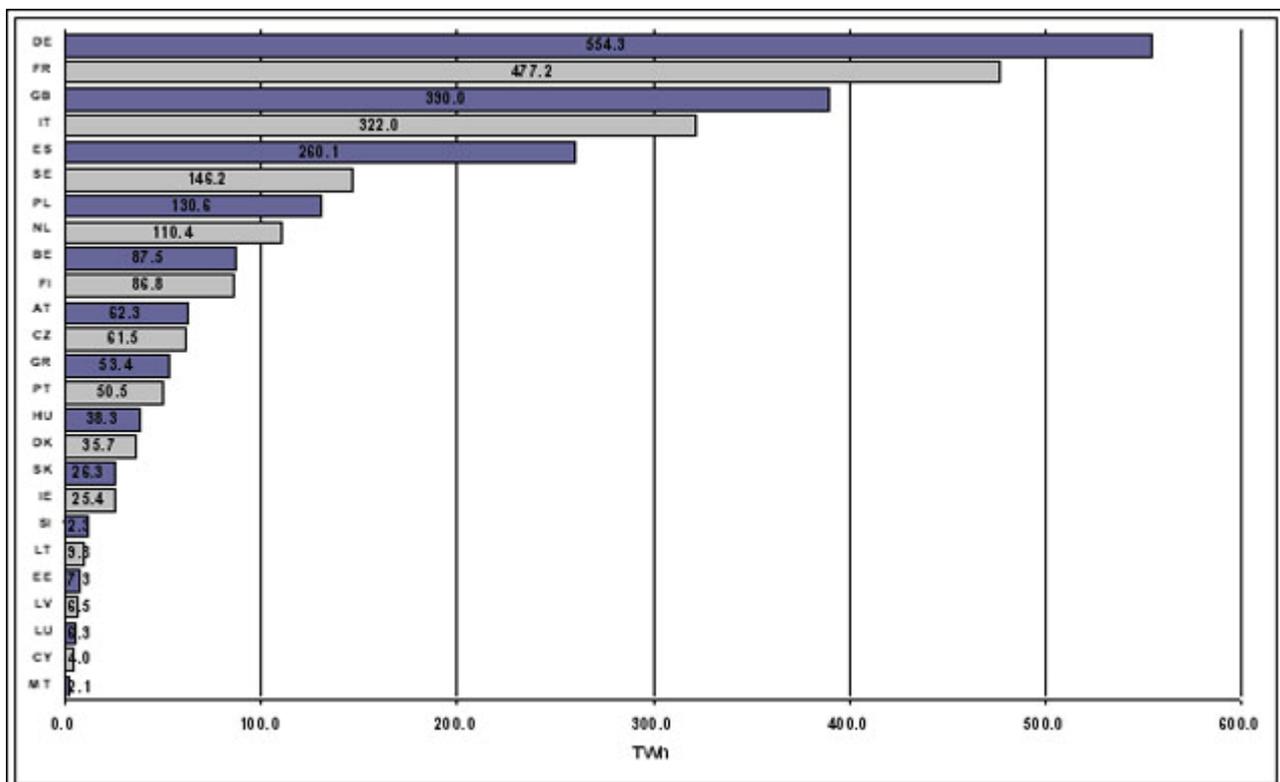


Fig. 4 Energie consommée (TWh) par pays en 2004, Europe des 25.(source eurelectric)

Répartition de la consommation

La consommation d'énergie électrique se répartit grosso modo, en Belgique :

22% en utilisation domestique

56% en utilisation industrielle

22% en services (services publics, commerce, activités financières, captage eau, éclairage public), transport et agriculture

Pour rappel, au niveau **global** de la consommation moyenne d'énergie par habitant dans le monde, une partie seulement est d'origine électrique (environ 20% dans les pays de l'Union Européenne en 2002).

La prévision statistique se fait sur base du diagramme de charge.

2.3 Diagramme de charge

Le diagramme de charge est un des éléments essentiels utilisés par le dispatching national en vue de la gestion optimisée du parc des centrales de production.

Il y a plusieurs types de diagramme de charge, la plupart donnent la puissance quart-horaire appelée ou l'énergie consommée en fonction soit de l'heure, soit du jour soit du mois (fig.5) :

Prélèvements maximum et minimum du réseau Elia en 2005

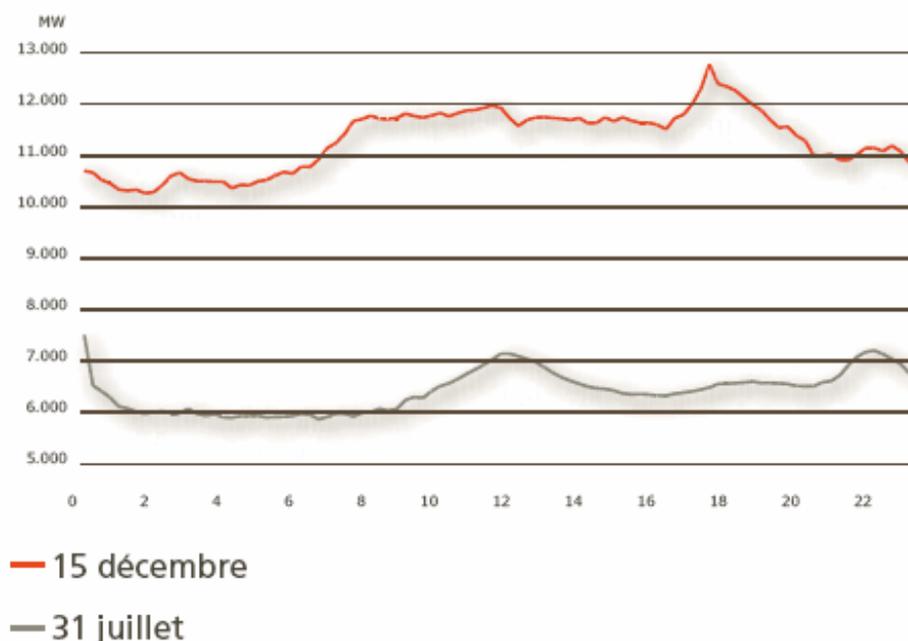


Fig. 5 diagramme de charge journalier montrant les pointes min et max pour l'année 2005 en Belgique (source ELIA)

Prélèvements nets du réseau Elia par mois

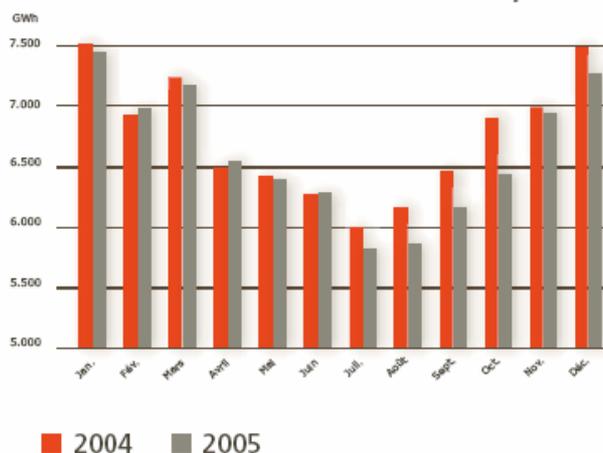


Fig. 6 évolution du prélèvement net du réseau ELIA entre 2004 et 2005, mois par mois.

L'évolution de l'appel en énergie est représenté, pour le réseau ELIA (Belgique) sur la fig.6. Sur base annuelle, l'énergie appelée en Belgique et la pointe de puissance ont évolué récemment comme suit :

2003 : 85,7 TWh (pointe 13573 MW)

2004 : 87.6 TWh (pointe 13708 MW)

2005 : 87.1 TWh (pointe 13731 MW)

Pour le réseau ENEL (Italie) l'évolution du diagramme journalier du jour le plus chargé annuellement est repris sur la fig 7 entre 1986 et 1993. pour la Belgique les fig. 8 et 9 donnent l'évolution des pointes hebdomadaires et mensuelles sur diverses périodes ainsi que l'évolution du diagramme journalier d'un jour donné d'un mois pendant une année complète (2002). On y voit l'impact de l'utilisation de la centrale de pompage de COO.

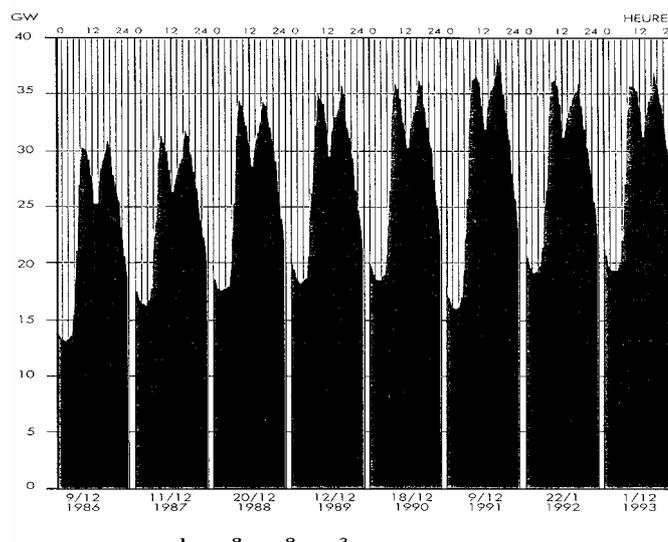


Fig. 7 diagramme de charge montrant l'évolution de la puissance appelée, le jour le plus chargé de l'année entre 1986 et 1993 en Italie (source ENEL).

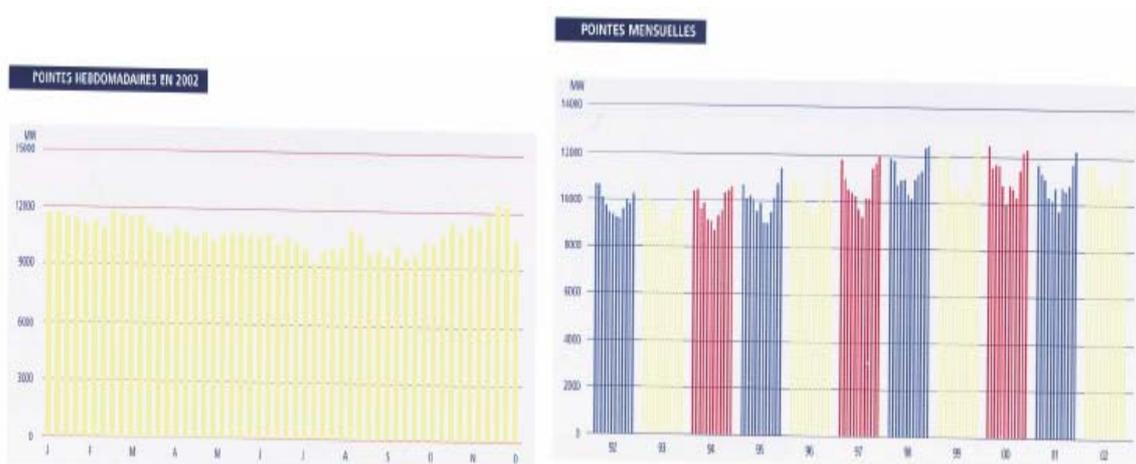


Fig. 8 Diagramme de charge pour la Belgique. Evolution des pointes hebdomadaire (2002) et mensuelles entre 1992 et 2002. (source FPE, 2002)

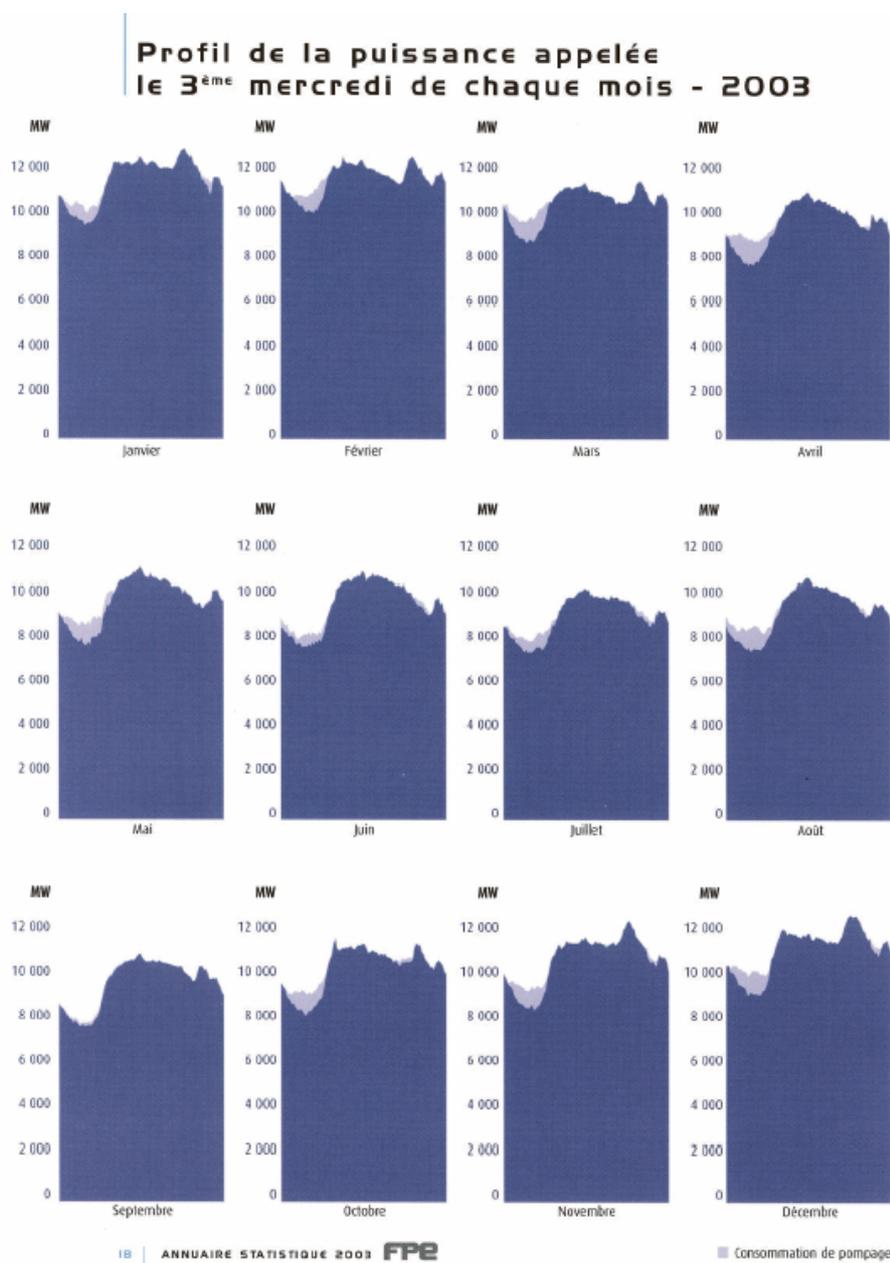


Fig.9 profil de la puissance appelée le troisième mercredi de chaque mois en Belgique (Source FPE, 2003)

En Belgique, il y a environ 70% d'écart entre le creux de nuit et la pointe du jour (ce qui correspond à une « bonne » base industrielle). Le foisonnement (« bruit de fond ») de la charge est d'environ 100 MW.

Un autre type de graphique est le diagramme monotone de charge qui reprend en ordonnée la charge et en abscisse le temps pendant lequel la charge a dépassé la valeur en ordonnée.

La libéralisation du marché et la mise en bourse « a day ahead » d'une partie de la production va modifier l'approche.

Par ailleurs, afin de reconstituer la charge réelle après coup, les clients sont scindés en clients télémésurés (le plus possible à terme) et les autres pour lesquels on construit une courbe synthétique de charge (SLP synthetic load profile¹). Le résidu sera redistribué entre les intervenants selon une procédure définie.

2.4 Localisation des unités de production dans le diagramme de charge.

En base on utilise les centrales à faible coût de combustible (hydraulique) ou à temps de démarrage lent (nucléaire), de toute façon celles qui produisent le kWh au meilleur prix. Viennent ensuite les centrales thermiques classiques et les TGV (ces dernières avec un rendement nettement meilleur - proche de 55%), puis les unités plus coûteuses (vieilles unités thermiques), la crête et la sécurité dite N-1 (perte d'un groupe important, en Belgique c'est environ 1040 MW) étant assurée par des centrales à mise en route rapide (turbine à Gaz et centrale de pompage).(fig 10)

Le dispatching national (Linkebeek) possède une liste ordonnée des centrales à mettre progressivement en service pour couvrir la charge, en tenant compte de leur coût marginal d'exploitation (cette fonction va disparaître avec la libéralisation du marché).

Les centrales de pompage écrêtent la pointe ou interviennent en urgence (perte d'un groupe nucléaire par exemple), elles fonctionnent en pompe en période de faible charge. (La centrale de Coo peut fournir 1000 MW pendant 6 heures par exemple), elles contribuent par leur fonctionnement à uniformiser le diagramme de charge.

Profil de la charge (Load Profile)

Quantité approximative d'énergie habituellement consommée chaque heure par un usager ou une catégorie d'usagers au cours d'une période de temps définie, comme un mois, compte tenu de la consommation totale d'énergie relevée au cours de la période définie. On a besoin des profils de la charge dans le cas des usagers qui ne sont pas pourvus de compteurs à intervalles; on les utilise pour répartir sur une base horaire la consommation totale en kWh relevée au cours du mois afin d'établir des transactions

1

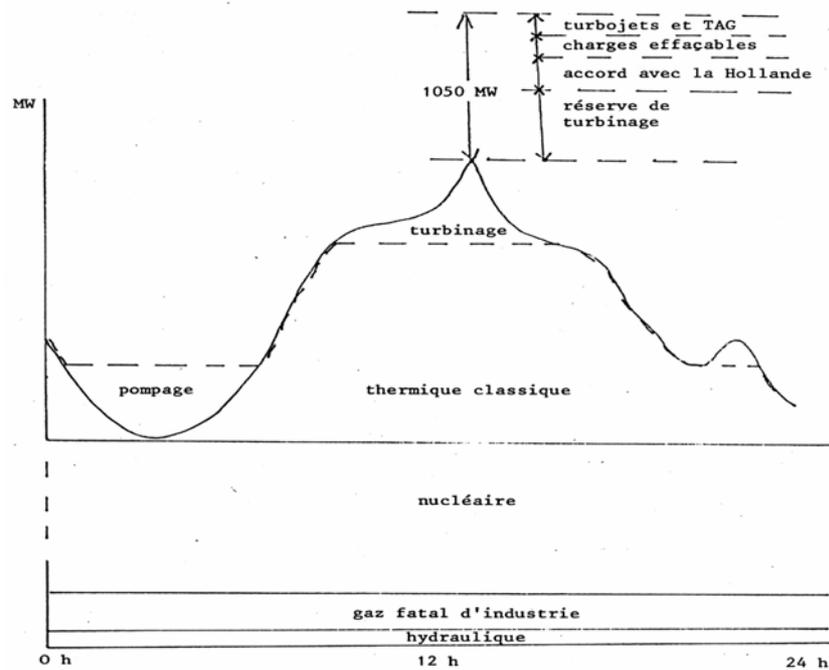


Fig. 10 localisation des unités de production dans un diagramme de charge (source CPTE)

A nouveau la libéralisation du marché va modifier profondément la manière de gérer l'attribution des quotas de production. En effet les producteurs vont maximiser leur profit et vendre au plus cher (aux heures de pointe) un maximum d'énergie peu coûteuse (nucléaire, coût de production de environ 10 à 15 euros le MWh comparé au coût du thermique classique aux environs de 60 à 70 euros/MWh). Toutefois ce mécanisme sera sans doute contrôlé (mutualisation de ces coûts à tous les producteurs « stranded benefit » ?, accises sur l'uranium ?, favoritisme des petits producteurs ?) Par ailleurs la production décentralisée va faire évoluer les réseaux vers la notion de « smart grid » (fig .11) qui regroupera de nombreux moyens de production renouvelable, de cogénération.

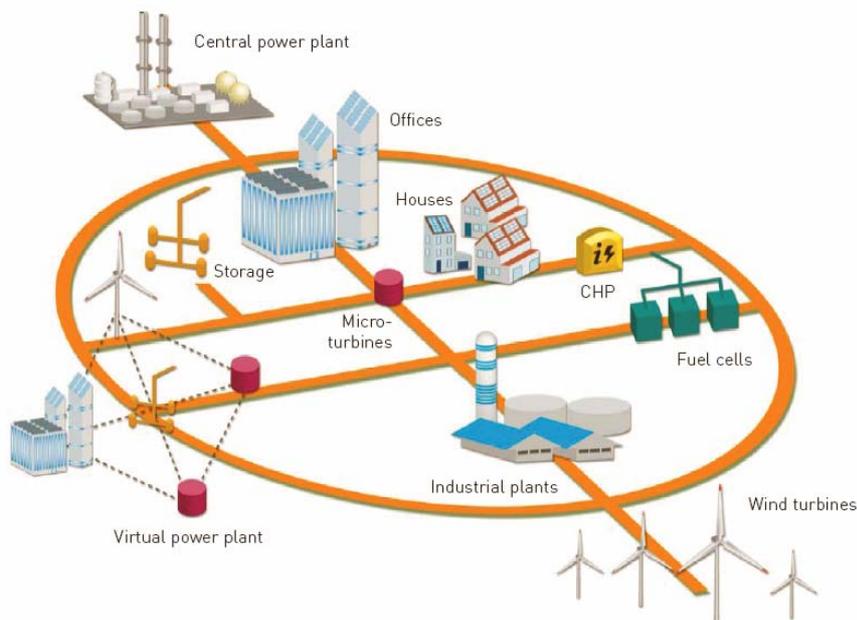


Fig. 11 Une vue du futur (source : Communauté européenne) : partage de la production entre unités centralisées et décentralisées. Possibilité de créer des agrégats en micro-réseau pour former des VPP (virtual power plants) afin de faciliter leur intégration à la fois dans le système physique et dans le marché.

3. Le réglage du réseau

Pour ce qui concerne la tension, nous verrons qu'il s'agit d'un problème essentiellement local (compensation). Il faut limiter les transits de réactif dans le réseau. On admet des plages de variations de l'ordre de 5 à 10% selon le niveau de tension et le type de clientèle.

Par contre la fréquence (liée à la vitesse de rotation des alternateurs) est un problème intéressant l'ensemble d'un système électrique interconnecté. Tout déséquilibre entre la production et la consommation entraîne une variation de vitesse (déséquilibre entre le couple moteur fourni par la turbine et le couple résistant correspondant à la charge du réseau) et donc de fréquence. La fréquence doit être tenue dans une plage de ± 1 Hz. (risque pour les pompes, pertes transformateurs, synchronisation horloges, stabilité des machines, ...)

Ce réglage concerne des « zones de réglage ». C'est-à-dire la plus petite partie du réseau dotée d'un système réglage fréquence puissance, une zone de réglage coïncide aujourd'hui généralement avec un pays. Une zone de réglage doit être capable de maintenir l'échange de puissance à la valeur programmée.

Dans l'ensemble des zones de réglage, regroupés en « bloc de réglage », interconnectés au niveau européen (synchrone), les responsabilités sont établies. La Belgique représente 3,7%, la France 23,8%, l'Allemagne 27,5%, etc...

Une réserve tournante (spinning reserve en anglais) (machine tournant à vide ou à charge réduite) est la base de la philosophie du contrôle de la fréquence.

Les centrales de pompage et les turbines à gaz (à réponse très rapide) sont également utilisées en Belgique pour prévenir la perte d'une unité nucléaire (la plus importante fait 1040 MW).

3.1 Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) :

Sans disposition particulière, si le couple résistant (consommation) augmente (diminue), la fréquence chute (augmente) pour trouver un nouvel équilibre. Ce n'est pas admissible, il faut donc une action automatique (menée par les régulateurs de vitesse de chaque centrale) sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines pour maintenir la fréquence. Cette action (réglage primaire) peut varier dans de grandes proportions suivant la nature des charges et des turbines. C'est une action décentralisée. Ce réglage est automatique. Il peut à lui seul faire dériver la fréquence. Le réglage primaire répartit les fluctuations de charge au prorata des capacités nominales du groupe en pondérant par un gain (notion de statisme « s » compris entre 2 et 6%) :

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = - \frac{1}{s_i} \frac{\Delta f}{f_0} \quad (1)$$

On définit l'énergie réglante primaire d'un réseau comme le rapport entre la pointe de charge du réseau et la fréquence nominale, divisé par le statisme. On obtient une valeur en MW/Hz. Pour le réseau UCTE, cette valeur est de 35000 MW/Hz, ce qui veut dire que sans réglage primaire il faut une perte de 35000 MW pour provoquer un écart permanent de fréquence de 1 Hz.

Une perte de 3000 MW de production(consommation) sur le réseau européen interconnecté (150000 MW au creux de charge) fait perdre(gagner) 50 mHz par seconde avant toute action de réglage (statisme de 5%).

En cas de perturbation, les pays interconnectés synchrones participent pendant 15 minutes au sauvetage de la situation, chaque pays agissant au prorata de son « importance », ainsi la Belgique contribuera pour 3,7%.

Pendant cette période le régime reste perturbé (la fréquence est écartée de sa valeur de consigne), les flux de puissance entre zone ne sont plus conformes aux flux programmés, il y a risque de dépasser des charges permanent admissible (d'où la durée de 15 minutes qui est grosso modo une constante de temps thermique d'échauffement des conducteurs aériens).

En cas de chute de la fréquence en deçà de 49.8 Hz une politique de délestage de charge et un démarrage automatique de turbines à gaz est enclenché, plus bas on commence à délester certains clients industriels et la clientèle domestique.

3.2 Réglage secondaire (endéans les 15 minutes après perturbation)

Ce réglage, également automatique, agit après le réglage primaire (càd après environ une minute). Il a pour but de rétablir la fréquence de référence. C'est important notamment pour le contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet les transits évolueraient au prorata des inerties des réseaux pour se stabiliser à une nouvelle valeur fonction des énergies réglantes primaires de chacun des réseaux interconnectés.

Il est centralisé (émis par un centre de conduite), agissant sur plusieurs groupes internes à la zone perturbatrice. On définit cette fois l'énergie réglante secondaire.

3.3 Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation)

Il faut procéder à un réajustement des programmes de fonctionnement des centrales (en prenant en compte les coûts de production marginaux) pour rétablir un optimum économique. Ce réglage est également centralisé au sein de la zone initialement en défaut.

Ce réglage a pour but de rétablir l'optimum économique et aide à reconstituer la réserve secondaire.

4. Interconnexion des réseaux et réseau Belge

4.1 Le réseau eurasien

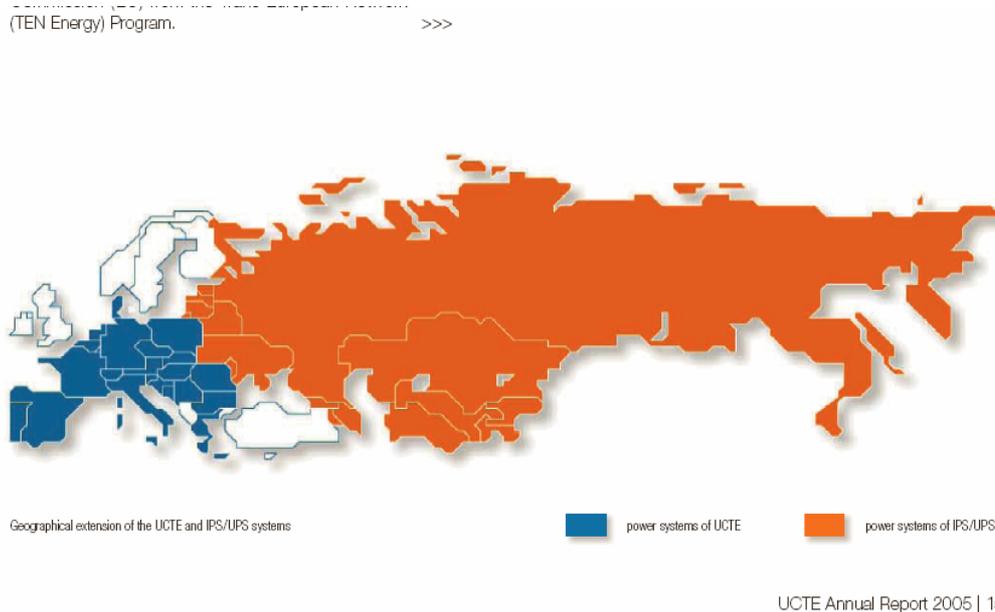


Fig. 11 Les 4 grands réseaux eurasiens : UCTE, NORDEL, EEC et IPS/UPS (source UCTE)

Il existe en Europe/Asie 4 réseaux gérés indépendamment (tension, fréquence) et interconnectés par des liaisons à courant continu (fig 11) :

- le réseau UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Énergie Électrique) (Benelux, France, Allemagne, Portugal, Espagne, Italie, Danemark, Grèce, Autriche avec en plus la Suisse, la Slovénie et depuis 2004, les pays de l'ex- Yougoslavie) auquel est aujourd'hui relié le réseau CENTREL (Pologne, Républiques Tchèque et Slovaque, Hongrie). La Bulgarie et la Roumanie sont prêtes. www.ucte.org, évolution : <http://www.ucte.org/pdf/Publications/2006/UCTE-SAF2006-2015-ppt.pdf>

L'UCTE rassemble donc les TSO (Transmission system operators) de ces pays qui érigent des règles d'interconnexions car plus on s'étend plus les problèmes deviennent difficiles.

- le réseau NORDEL (Norvège, Suède, Finlande, Islande), relié (sauf Islande) au réseau UCTE via une liaison DC Danemark-Norvège et Danemark-Suède, une liaison DC existe également entre les Pays-Bas et la Norvège.

- le réseau EEC (Royaume Uni, Irlande) relié au réseau UCTE via une liaison DC Angleterre-France.

- le réseau IPS/UPS Unified Power System/Interconnected Power systems : pays du CIS et de la mer Baltique = Lituanie, Lettonie, Estonie, Arménie, Azerbaïdjan, Bélarussie, Georgie, Russie, Moldavie, Kazakhstan, Kirghizstan, Tadjikistan, Ukraine, Ouzbékistan

remarque :

le réseau CENTREL couvrant la République Tchèque, la Hongrie, la Pologne et la Slovaquie a été connecté au réseau UCTE depuis 2004

Des discussions entre UCTE et la Turquie sont en cours de même que pour une boucle autour de la méditerranée.

Le réseau européen UCTE est fortement interconnecté, principalement au niveau 400 kV.

Le schéma suivant illustre les liaisons entre pays européens (fig. 12) :

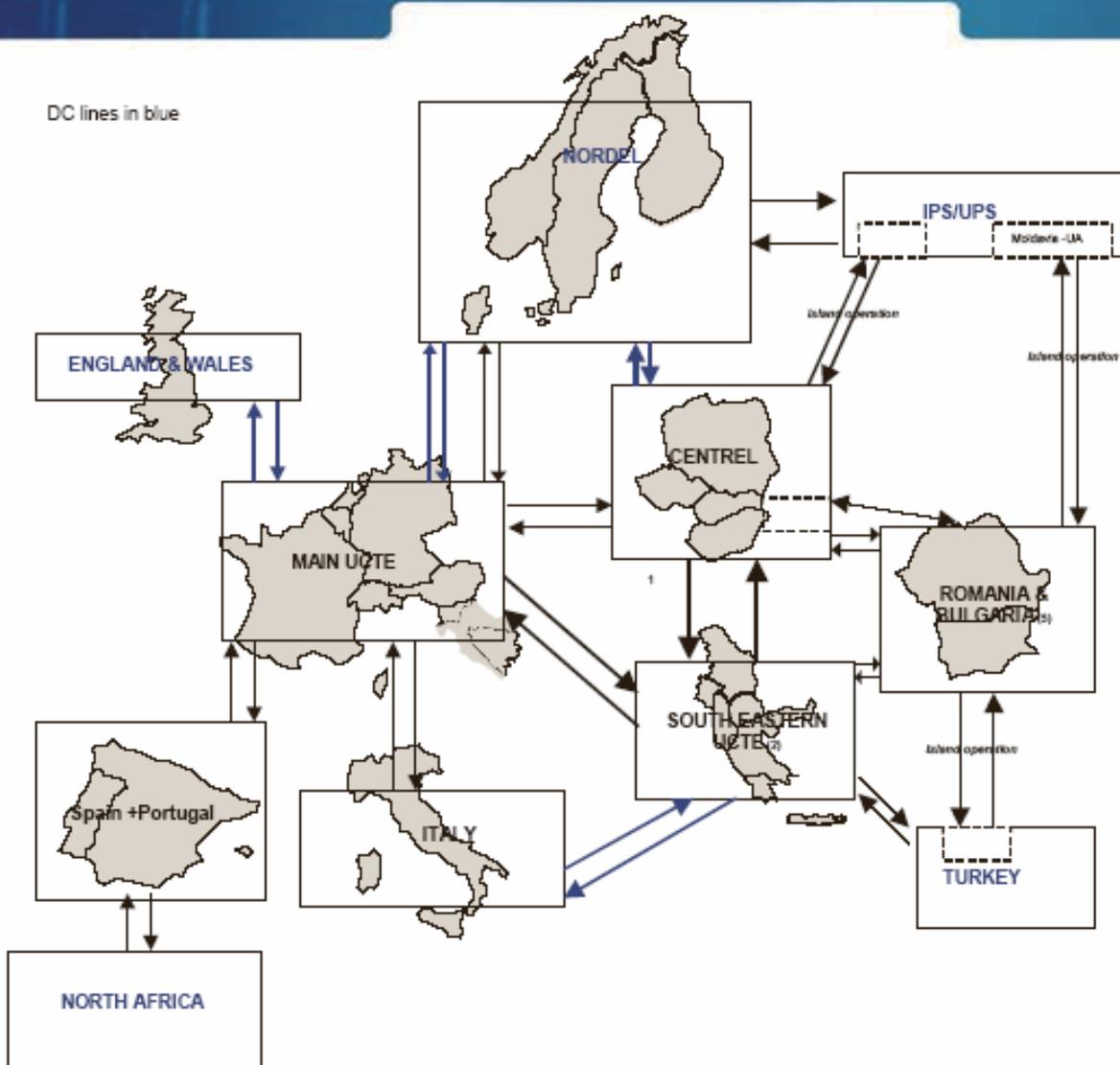


Fig. 12 Les réseaux européens interconnectés (source www.ucte.org) (en bleu, ligne DC)

Quelques capacités d'interconnexion en 2006 :

Entre le bloc « main UCTE » et
le royaume uni : 2000 MW (DC)

NORDEL : 1700 MW (DC via une liaison sous-marine entre NL et N) et une liaison synchrone de
2200 MW via le Danemark.

CENTREL : 2400 MW (synchrone)

Espagne/Portugal : 1400 MW (synchrone)

Italie : 7150 MW (synchrone)

South-eastern UCTE : 1400 MW (synchrone)

Quelques grands TSO (Transmission system operators) en Europe :

E.ON, RWE net et Vattenfal Europe (Allemagne)
 ELIA (Belgique)
 MAVIR (Hongrie)
 PSE-operator (Pologne)
 Red Electrica (Espagne)
 RTE (France)

4.2 Le réseau belge :

Il y a encore qq années (avant 2003), une société privée, Electrabel (85% de la puissance installée) et une société publique, SPE (10% de la puissance installée) se partageaient avec quelques industriels producteurs (le reliquat) la totalité des 16000 MW installés selon une répartition détaillée ci-dessous (fig 14) :

Par source d'énergie primaire		MW				
	2004*	2003	2002	1999	1994	
Nucléaire	5.801,5	5.761,0	5.761,0	5.713,0	5.528,0	
Thermique classique	6.800,3	6.800,1	6.845,9	7.226,4	7.427,5	
Biogaz	25,9	25,9	25,9	11,8	1,8	
Déchets et vapeur de récupération	201,3	200,1	196,9	147,1	124,0	
Cogénération	1.340,8	1.339,6	1.272,7	1.057,4	410,1	
Lac et fil de l'eau	107,6	107,6	106,0	97,0	95,5	
Pompage	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	
Eolienne	92,8	66,9	31,0	9,3	5,2	
BELGIQUE	15.677,2	15.608,2	15.546,4	15.569,0	14.899,1	

Fig. 14 Evolution de la puissance installée en Belgique par source d'énergie primaire. (source synergrid)

Toutefois l'utilisation des centrales dépendait de leur disponibilité, de leur coût marginal, de leur fiabilité, etc... La consommation en énergie sur base annuelle présentait donc une autre répartition que la puissance installée. Par exemple le taux de disponibilité, la fiabilité de nos centrales nucléaire étant particulièrement élevé, ceci couplé à un coût marginal sensiblement plus faible, faisait que plus de 55% de l'énergie consommée en Belgique provenaient de ce type de centrale, selon le canevas suivant (approximatif) :

nucléaire (57.1%), charbon (15.2%), gaz (24.9%), hydraulique (2.1%), pétrole (0.7 %) (Fig 15)

Depuis la libéralisation du marché, on ne peut plus parler de cette manière vu que les exportations et les importations d'énergie dépendent des choix des consommateurs et des ventes des producteurs installés en Belgique sur le marché international.

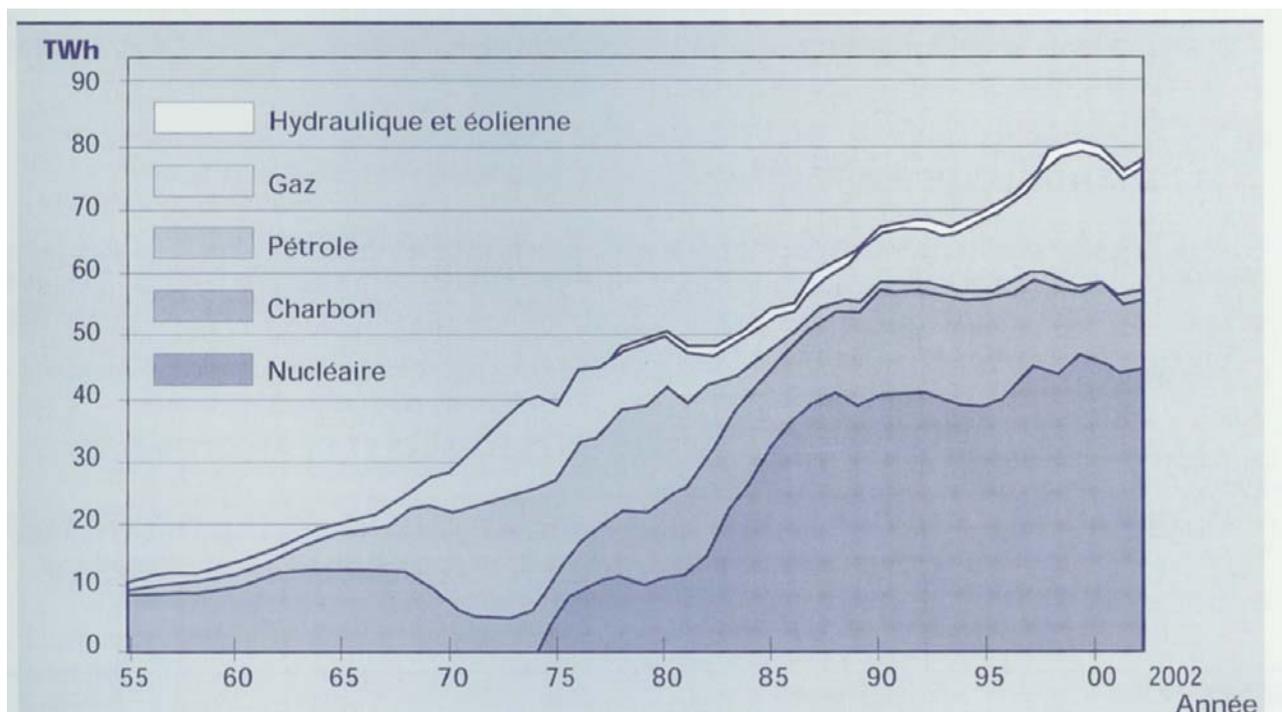


Fig. 15 : évolution de la consommation en énergie électrique en Belgique avant la libéralisation, avec répartition par source d'énergie primaire. (source FPE, 2002)

La gestion coordonnée des flux d'énergie dans la zone de réglage à laquelle la Belgique est associée (en fait aujourd'hui limitée par les mêmes frontières que celle du pays) et des échanges avec les pays voisins est centralisée au dispatching national de Linkebeek (CPTE) qui travaille en collaboration avec trois dispatching régionaux situés à Anvers (Merksem), Bruxelles et Namur. Ces dispatchings dépendent de la société ELIA.

4.3 Organisations communes en Belgique

Depuis 2003, le marché de l'électricité est progressivement libéralisé en Belgique et partout en Europe. Le premier janvier 2007, la libéralisation aura atteint en Belgique le niveau du particulier qui pourra dès lors choisir librement où il s'alimentera en énergie.

La production a été séparée du transport et de la distribution. La production est mise en concurrence. Le réseau est évidemment un monopole qui doit donc être régulé. La fourniture est également séparée et soumise à concurrence.

La facturation va donc dorénavant comprendre (i) un droit d'accès au réseau, (ii) un tarif d'utilisation réseau (iii) un prix d'énergie qui dépendra du producteur choisi (éventuellement réparti sur plusieurs producteurs) (iv) un prix lié au non respect des nominations, etc...

La CREG (comité de régulation de l'électricité et du gaz) a été créée en 2003. Elle est composée de contrôlants (pouvoir public, nationaux et régionaux, FEB, FGTB, CSC, CGSLB) (www.creg.be)

Les réglementations sont mises en point de manière régionale, il a donc fallu créer en Belgique trois organismes de contrôle additionnels, dont la CWAPE pour la Région Wallonne (www.cwape.be). Elle a un rôle économique (compétitivité, revenu des communes, pouvoir d'achat des ménages), social (clientèle protégée, fourniture minimum garantie,..) et

environnemental (promotion énergie renouvelable). Les deux autres organismes sont la VREG (Région flamande) et IBGE-BIL (Région de Bruxelles-Capitale)

Dès fin 2006, une partie de la production sera mise en « bourse spot ». C'est la création de la société BELPEX SA (qui va organiser la bourse) qui va collaborer avec les Pays-bas (ATX) et la France (Powernext) dans un premier temps. Bien entendu ceci sera basé sur la consommation « a day ahead », les transactions devant être finalisées (quart d'heure par quart d'heure) vers environ 11h du matin afin de mettre en route ce qu'il faut pour délivrer la puissance le lendemain. Toutefois seule une petite partie de la puissance (environ 1200 MW) sera disponible en bourse au départ.

Dans un but de gestion coordonnée et de rationalisation, avec pour objectif un abaissement du prix de revient tout en sauvegardant la qualité du service, en plus des comités de régulation, un certain nombre d'organisations communes existent :

a) le Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité (CGEE)

Cet organisme comporte deux sections:

- la Section Production qui regroupe les sociétés privées de production et la société publique « Société Coopérative de Production d'Electricité » (SPE);
- la Section Distribution qui réunit les sociétés privées de distribution d'électricité.

Les sociétés ont délégué au Comité de Gestion leurs pouvoirs dans un certain nombre de domaines primordiaux, tels les investissements et la politique tarifaire. L'ensemble des sociétés suit ainsi une politique commune comme s'il s'agissait d'une entreprise unique;

b) Synatom: cette société gère et finance toutes les opérations relatives au cycle des combustibles nucléaires. Depuis la loi du 8 août 1980, l'Etat belge est autorisé à prendre une participation d'au moins 50 % dans le capital de Synatom;

c) le Laboratoire Belge de l'industrie Electrique (Laborelec): est chargé d'étudier la sécurité, la fiabilité et l'économie des exploitations ressortissant à l'industrie électrique.
<http://www.laborelec.com/index.asp>

Début 2006 il y a 12 fournisseurs « classiques » (Ale-trading, city power, edf Belgium, Electrabel, luminus, nuon Belgium, SPE, etc..) et 5 fournisseurs « verts »(CityPower, electrabel customer solutions, essent Belgium, Lampiris, SPE)

ALE Trading S.A.

<http://www.ale.be/index.htm>



EDF Benelux

http://www.edf.com/fr/home/home_home_1.htm



E.C.S. Electrabel Customer Solutions S.A.

www.electrabel.be/fr/mybusiness



E.ON BENELUX

<http://www.eon-benelux.com>



LUMINUS

www.luminus.be



NUON BELGIUM N.V.

<http://www.nuon.com>



SPE S.A.

<http://www.spe.be>



ESSENT BELGIUM N.V.

<http://www.essent.be>



CITY POWER

<http://www.citypower.be>



LAMPIRIS N.V.

<http://www.lampiris.be>



ENECO ENERGIE

<http://www.eneco.be>

5. La structure du réseau d'énergie électrique

Stratification du réseau

Un réseau d'énergie électrique est un système comprenant production, transport, répartition et distribution de l'énergie, étape finale pour l'alimentation des consommateurs domestiques. Le système est stratifié depuis la haute tension (150 - 765 kV (maximum 400 kV en Europe)) conçue pour interconnecter les centrales de production et transmettre la puissance de ces centres de production vers les points de charges les plus importantes. La répartition s'effectue à un niveau plus faible (HT 70 - 150 kV) reliant le niveau de transport et le niveau de distribution (MT de 1 à 70 kV, BT < 1 kV).

Le choix de la tension dépend de nombreux facteurs qui seront étudiés par la suite, les pertes, la stabilité, etc... Le nombre de niveaux de tension relève d'un calcul délicat tenant en compte l'évolution de la densité de charge au km² par exemple.

Des niveaux intermédiaires se justifient pendant une certaine période correspondant à une plage de densité de charge, ainsi a-t-on vu apparaître en Europe des niveaux proches de 20 kV (nouvelle tension de distribution), 70 kV, 150 kV, 220 kV et 400 kV. Bien sur l'aspect historique des réseaux et l'évolution des compagnies d'électricité à joué et joue un rôle majeur dans les choix.

La figure suivante illustre ce principe (fig 16):

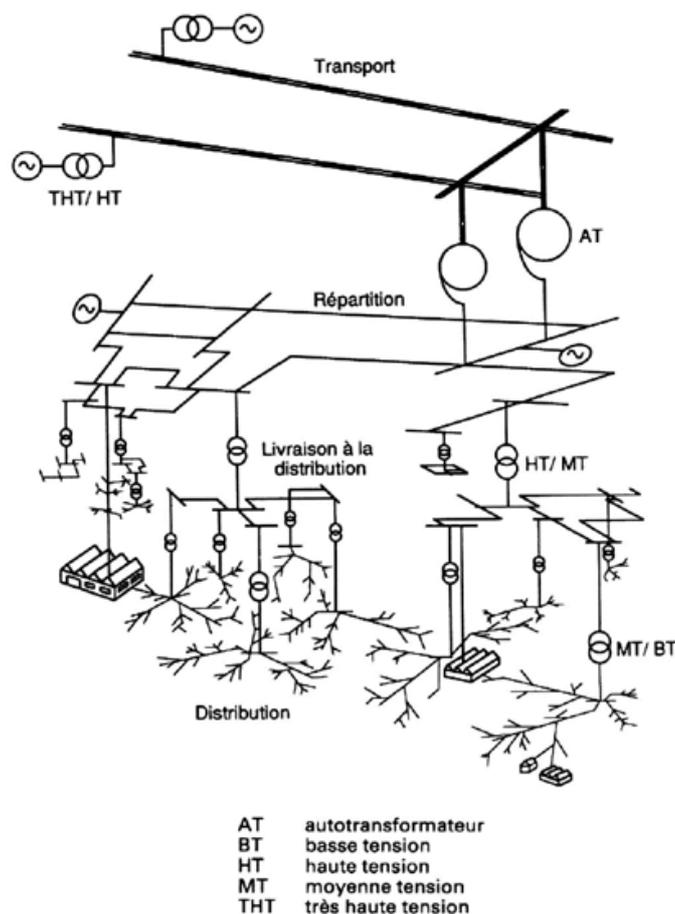


Fig. 16 stratification du réseau d'énergie électrique (source : techniques de l'ingénieur)

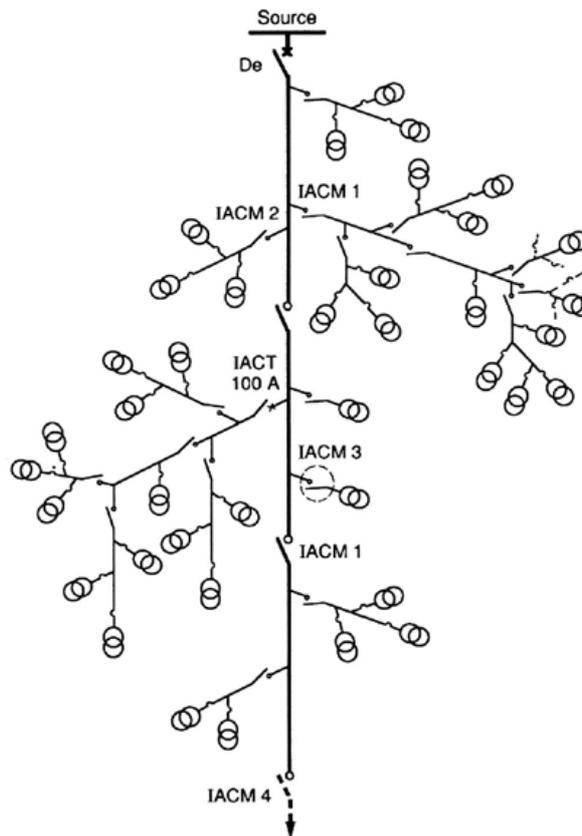
Les réseaux de transport et de répartition (tous les niveaux de tension sauf la distribution- au niveau des quartiers) sont maillés pour une raison évidente. Il en résulte une augmentation progressive, dans le temps, des courants de court-circuit. (l'impédance de « Thévenin » diminue continuellement et la fem de « Thévenin » augmente vu la multiplication des moyens de production.

Au niveau de la distribution trois stratégies peuvent être rencontrées :

- 1) systèmes purement radiaux (réseaux ruraux) (fig 17)
- 2) fortement maillés mais utilisés en fonctionnement de manière radiale (typique aux USA, où la distribution se fait par environ 10-20 maisons/transformateur de distribution)
- 3) modérément maillés (par exemple une simple boucle) mais utilisés en réseau (typique en Europe, où la distribution se fait par environ 200-300 maisons /transformateur de distribution).
(avantage : moins d'interruption de service, inconvénient : plus de chute de tension, plus cher)

Les raisons d'un réseau radial plutôt que maillé sont triples :

- le coût (de l'équipement p.e.), les protections sont plus complexe en maillé.
- la réduction des courants de court-circuit
- la réduction des périodes de chute de tension en cas de défaut



De	disjoncteur de départ à réenclenchement automatique
IACM 1	interrupteur aérien à commande manuelle de 100 A, pour tronçon d'artère principale
IACM 2	IACM de 31,5 A pour tête de grappe
IACM 3	IACM de 31,5 A éventuel
IACM 4	IACM de 100 A de bouclage éventuel

	artère d'ossature triphasée
	ligne de dérivation triphasée
	IACT (interrupteur à creux de tension)
	pont conducteur amovible double ancrage
	pont conducteur amovible de dérivation
	poste MT/BT

Fig. 17 réseau radial de distribution de l'énergie électrique (source Technique de l'ingénieur)

Le choix dépend de la fiabilité désirée. Si les chutes de tension et/ou la durée totale des interruptions est jugée capitale il vaut mieux investir dans un réseau radial performant (réenclenchement automatique par exemple). Si des interruptions momentanées ou très longues sont jugées capitales, il vaut mieux un réseau maillé.

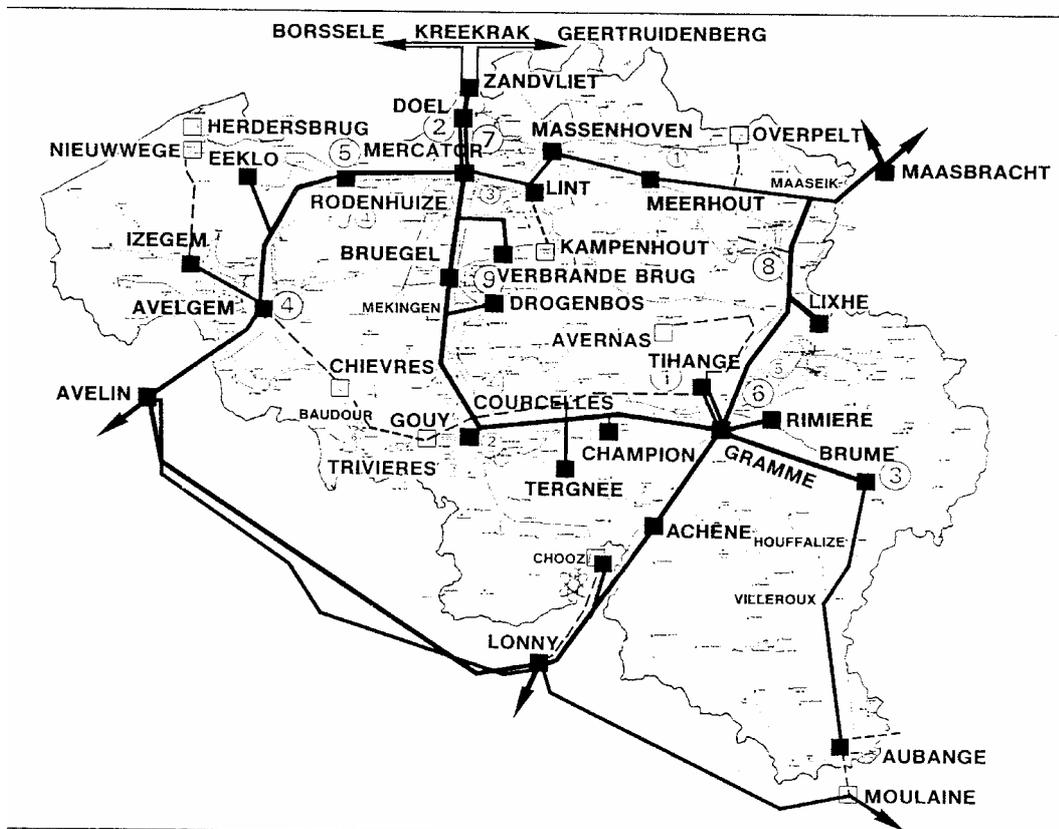
Les réseaux maillés ont moins de pertes et sont mieux adaptés à la production décentralisée qui risque de se développer dans un avenir proche (énergie verte, éoliennes, pile à combustible, ...)

Au niveau du grand transport, des niveaux de tensions extrêmes, tels 1000 kV et jusqu'à 2250 kV sont à l'état de recherche (notamment en Russie, Japon, Italie, USA et Canada avec des liaisons expérimentales et une ligne prévue en exploitation au Japon, toutefois en 2006, la plupart de ces liaisons réalisées sont temporairement exploitées à des niveaux plus faible (500 kV par ex au Japon)) en vue du transport en courant alternatif sur des distances supérieures à quelques milliers de kilomètres. Il y a même un projet de relier le bassin hydraulique du fleuve Zaïre (Inga, RDC) vers l'Égypte.

6. La constitution du réseau

Le réseau est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et de postes, à divers niveaux de tension.

En Belgique, les principales liaisons sont reprises sur le graphique ci-après (fig 18 et 19) :



6.1 Postes

Par définition, un poste (une sous-station) est une installation d'organes de liaison et d'organes de manoeuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation.

On distingue généralement des sous-stations :

- a) directes (ou d'aiguillage) : qui assurent les liaisons entre lignes à même tension (sans transformateur de liaison);
- b) de transformation : qui relie des réseaux à tensions différentes;
- c) de conversion : où l'on réalise une modification des caractéristiques de la tension, de la fréquence; passage de l'alternatif au continu...

Le schéma (topologie) de ces postes dépend principalement de deux aspects :

- 1) niveau de sécurité d'exploitation. On entend par là qu'en cas de défaut sur le jeu de barres ou sur une ligne, il faut veiller à éliminer ce défaut par des disjoncteurs aussi peu nombreux que possible en vue de garder en service le plus d'ouvrages sains possible (sécurité élevée) ou un certain nombre de lignes ou de travées (sécurité moyenne ou faible).
- 2) Niveau de souplesse désiré. On entend par là la facilité d'exploitation relative aux manoeuvres volontaires et aux changements de la configuration électrique du poste.

On trouve ainsi des schémas à un (fig 20 à gauche), deux (fig 20 à droite) ou trois jeux de barres, avec (fig 20) ou sans sectionnement, à un (fig 20), 1,5 (fig 21 à gauche) ou 2 disjoncteurs par départ.

Le jeu de barre peut être en ligne ou en boucle (simple, double ou multiple).

Le choix fait également intervenir :

- le nombre de travées (ligne et transformateur)
- le nombre de nœuds désiré (un nœud est un ensemble de travées électriquement séparées des autres)
- accessibilité des travées aux nœuds
- qu'accepte t'on de perdre en cas de défaut jeu de barres ? (en nombre de travées)
- que perdre en cas de manutention d'un disjoncteur de travée ? (en nombre de travée)
- pendant manutention, s'il y a défaut sur une autre travée, qu'admettez-vous de perdre en plus ?

Les principaux composants d'une sous-station consistent en :

- Appareillage de liaison : jeu de barres où aboutissent les raccordements aux centres consommateurs et producteurs;
- Appareillage de manoeuvre et protection : disjoncteurs qui ouvrent ou ferment un circuit, suite à une manoeuvre d'exploitation ou à un défaut imprévu dans le réseau (contournement d'isolateur, mise à la terre d'une phase, par exemple), sectionneur dont la principale fonction est d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège (en anglais : "isolator")
- Appareillage de régulation : transformateur à réglage en charge - batterie

de condensateurs;

- Appareillage de conversion : surtout dans les sous-stations des chemins de fer (redresseurs);
- Appareillage de mesure : transformateurs de potentiel et d'intensité (T.P. - T.I.); appareils de mesure proprement dits et relais branchés au secondaire des transformateurs d'intensité et de potentiel;
- Services auxiliaires BT, courant alternatif et courant continu : réseaux alimentant les moteurs de commande, la signalisation, les verrouillages, le chauffage, l'éclairage;
- Appareillage d'automatisme, de télécommande, de télésignalisation, de télémessure.

Quelques exemples typiques de jeu de barres de poste à haute tension :

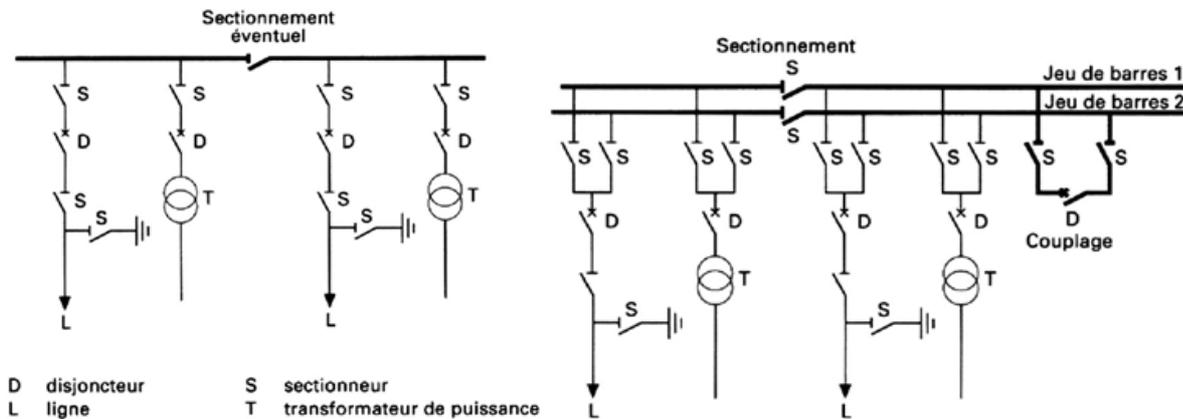


Fig. 20 poste à un jeu de barre (à gauche) et à deux jeu de barres (à droite) à un disjoncteur par départ, avec sectionnement.

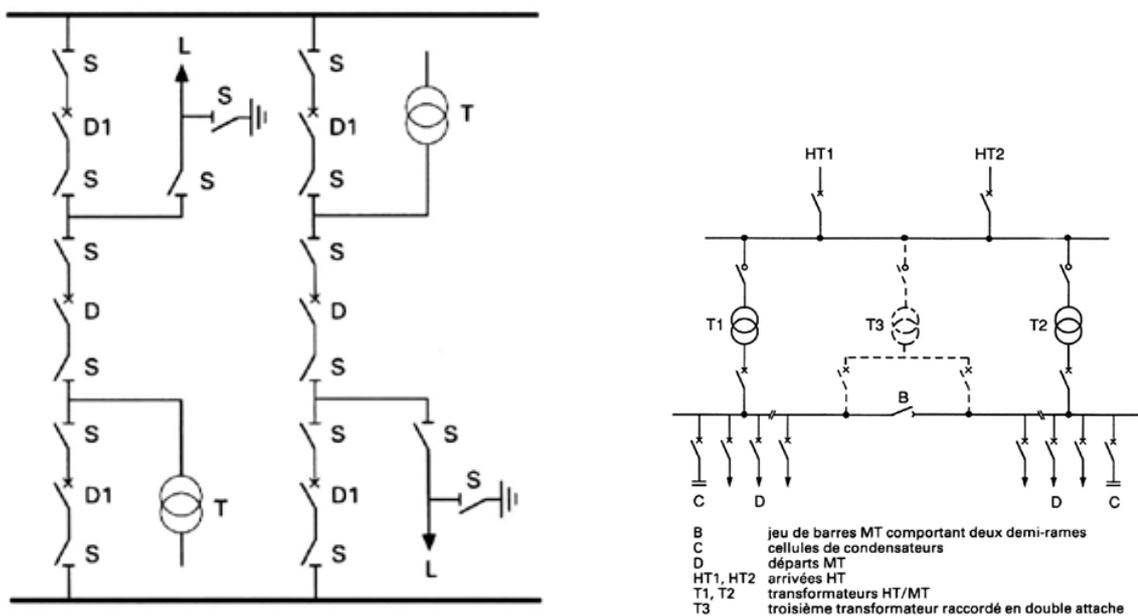


Fig. 21 (à gauche) Poste à deux jeu de barres, un disjoncteur et demi par départ
(à droite) jeu de barre simple (MT) avec sectionnement (ici poste à deux niveaux de tension)

La figure suivante (fig 22) donne le schéma unifilaire d'un poste MT de la zone de Liège, poste de transformation 70/15 kV.

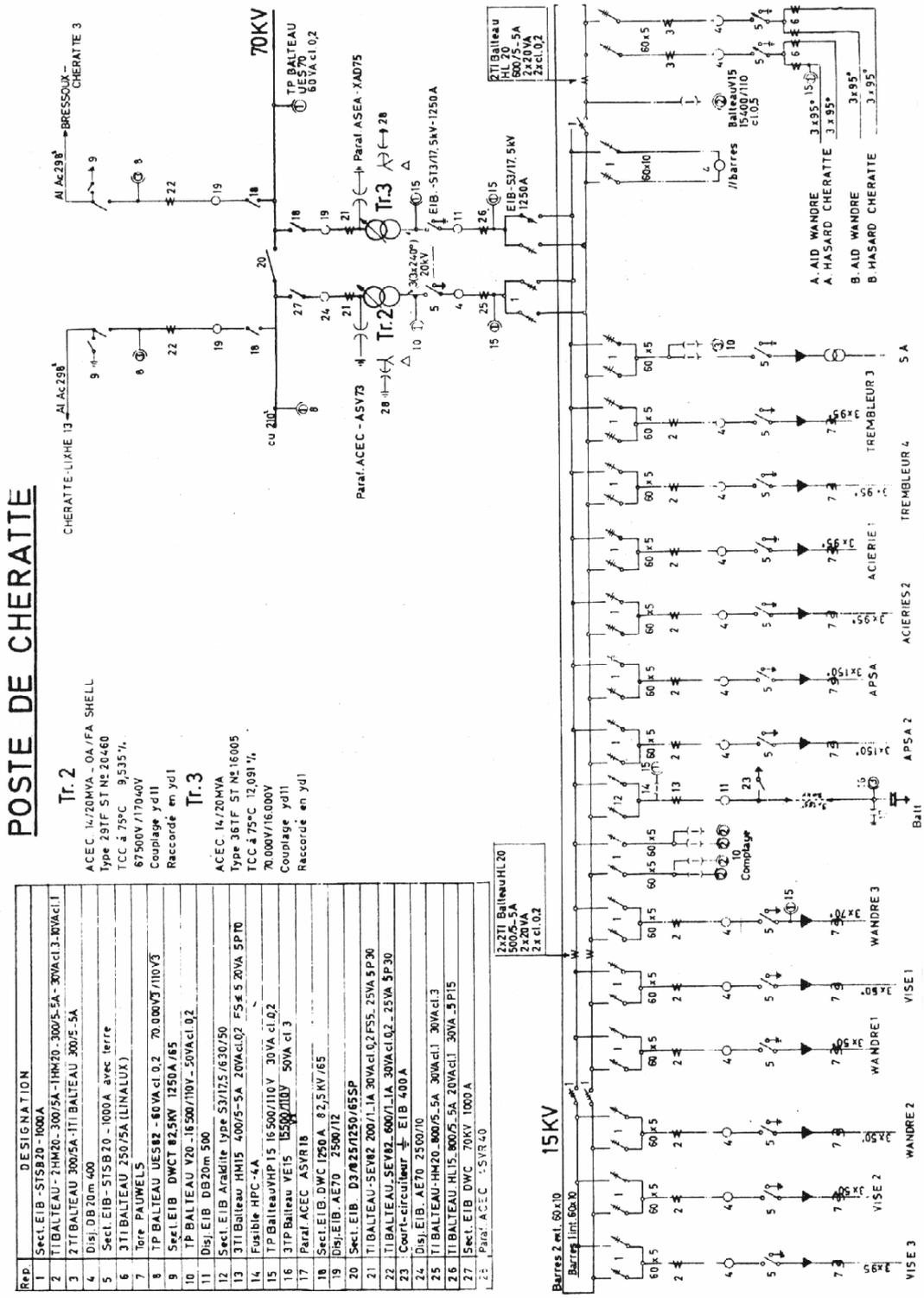


Fig. 22 : exemple concret d'un jeu d'un poste d'alimentation MT à Chératte (zone de Liège). Poste de transformation 70kV (un jeu de barres avec sectionnement) vers 15 kV (deux jeux de barres, un disjoncteur par départ, avec sectionnement).

6.2 Lignes aériennes et câbles souterrains

Depuis 1994 la plupart des compagnies d'électricité ont pris la décision de ne plus établir de nouvelles liaisons aériennes en deçà de 150 kV. A terme donc tout le réseau de distribution et progressivement celui de répartition se fera en câbles souterrains. L'utilisation de câbles en plus haute tension - même s'il existe quelques cas à 220 kV, 400 kV et 500 kV - est confronté à des problèmes technologiques significatifs (surtout les jonctions) ainsi qu'à un coût très élevé (si le coût en basse tension est similaire, voire inférieur pour un liaison souterraine, il devient jusqu' à environ 20 fois plus élevé à 400 kV par rapport à une liaison aérienne). En 2006, l'ordre de grandeur du coût d'une liaison aérienne à 400 kV (2 ternes) est chez nous de 1 millions de €/km.

Les lignes aériennes sont constituées de conducteurs nus en aluminium (souvent un alliage pour renforcer les propriétés mécaniques), parfois avec une âme en acier.

La figure 23 donne à titre indicatif la longueur du réseau belge par niveau de tension et type de liaison (hors réseau de distribution qui est évidemment très étendu).

**Longueur du réseau Elia au 1^{er} janvier 2006
(en kilomètres)**

Tension	Lignes aériennes ⁽¹⁾	Câbles souterrains ⁽²⁾	Total
380 kV	890	0	890
220 kV	297	0	297
150 kV	2012	344	2356
70 kV	2425	270	2695
36 kV	8	1926	1934
30 kV	26	146	172
Total	5658	2686	8344

(1) Longueur géographique

(2) Longueur électrique

Dans un certain nombre de cas, il y a des différences par rapport aux données au 1^{er} janvier 2005. Elles sont la conséquence d'une amélioration de la précision de la banque de données géographiques.

Fig. 23 : longueur du réseau électrique belge d'ELIA, par niveau de tension (source ELIA)

Pour la haute tension (≥ 110 kV) on peut présenter la comparaison suivante ligne-câble qui a été réalisée au sein de la CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques à Haute Tension) en 1995. Elle est basée sur une enquête regroupant 19 pays, 58 compagnies et 800000 km de circuits. Les considérations sur l'aspect global de la durée de vie (y compris le démantèlement, recyclage des composants, etc.. - life-time assessment) ne sont pas pris en compte. Cette comparaison a été établie pour le transport en courant alternatif uniquement.

Comparaison ligne aérienne et câble souterrain :

En regard avec la planification

Les lignes sont soumises plus fréquemment que les câbles à des interruptions de courte durée. Cependant les câbles nécessitent une durée de réparation plus longue que les lignes, ce qui peut avoir un effet préjudiciable sur la sécurité du système.

Des surcharges de longue durée sont plus critiques en souterrain qu'en aérien. Le vieillissement des câbles risque d'être fortement affecté. Par contre les surcharges de courtes durée sont plus facilement supportées par les câbles.

Les câbles souterrains ont une impédance plus faible que leur équivalent aérien, ce qui donne des courants de défaut plus élevés et une rétrogradation de la sélectivité des protections. La répartition de charge est également fortement modifiée.

Les contraintes environnementales et de coûts, ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'alimentation doivent être parallèlement envisagées lors d'une comparaison souterrain-aérien.

Environnement

L'impact visuel des lignes peut nécessiter un acheminement approprié.

Champ électromagnétique (fig 24, 25 et 26) :

les câbles souterrains génèrent moins de champs électromagnétiques (sauf aux bornes terminales et au droit de la liaison dans les dispositions en nappe où il peut être jusqu'à trois fois plus élevé), pas de bruit couronne et peu d'interférence.

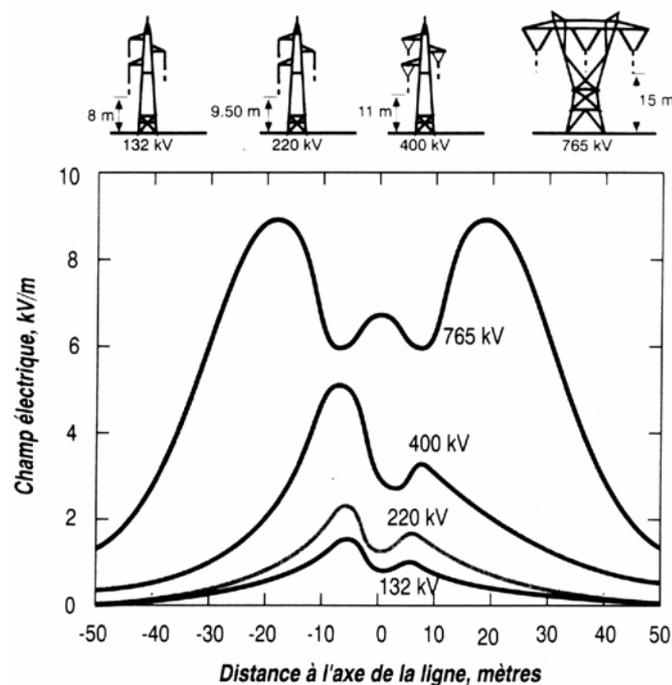


Fig. 24 : évolution du champ électrique (kV/m) à 1.5 m du sol, dans un plan perpendiculaire à la ligne à mi-portée, au sein du couloir de ligne. (le champ est perpendiculaire au sol) (source CIGRE)

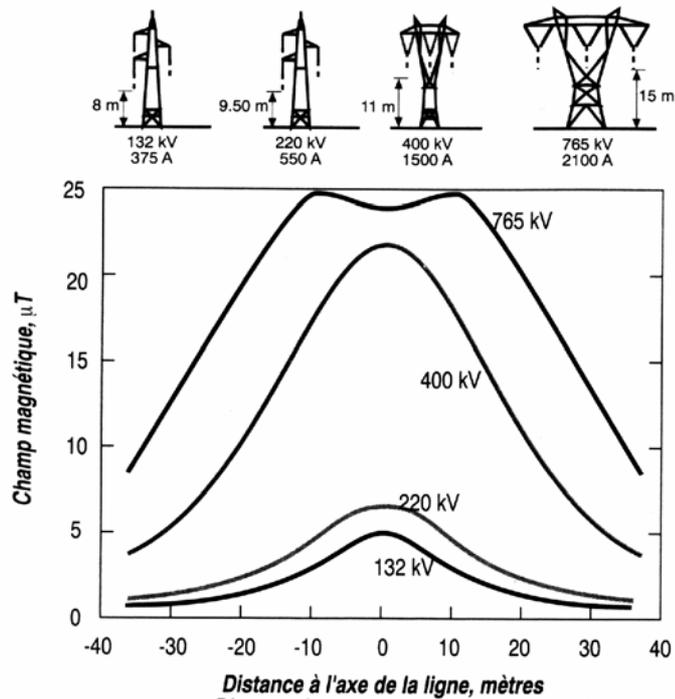


Fig. 25 : évolution du champ d'induction magnétique (μT) à 1.5 m du sol, dans un plan perpendiculaire à la ligne à mi-portée, au sein du couloir de ligne. (la direction du vecteur champ dépend de la position, souvent un champ tournant dont l'axe principal de l'ellipse est orienté vers la tête du pylône). L'intensité de courant prise en compte est indiquée sur la figure. (source CIGRE)

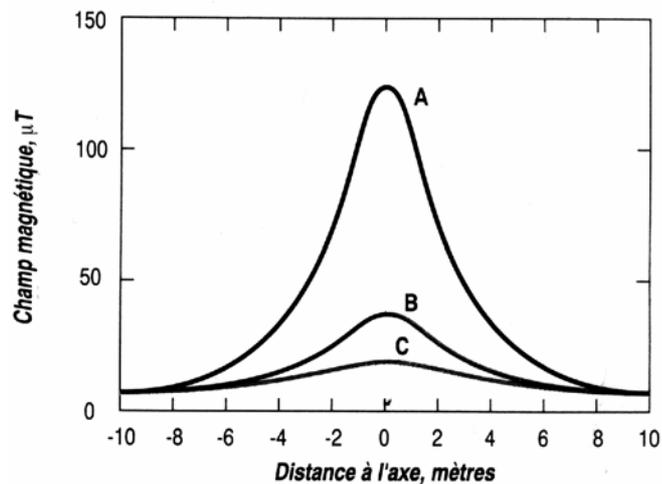


Fig. 26 : évolution du champ d'induction magnétique (μT) au niveau du sol, au dessus d'un câble souterrain 150 kV (A), 70 kV (B) et 30 kV (C), en traversant le couloir de « ligne ». (la direction du vecteur champ dépend de la position, souvent un champ tournant dont l'axe principal de l'ellipse est orienté vers le câble). Intensité nominale. (source CIGRE)

Un liaison souterraine occupe moins de passage au niveau du sol.
 La dépréciation du sol est souvent associée aux lignes, rarement aux câbles.
 Les câbles à huile fluide peuvent, en cas de rupture, présenter un danger de pollution pour le sol. Ce n'est pas le cas pour les câbles à isolation synthétique ni pour les lignes.
 En très haute tension, les systèmes de refroidissement des câbles accroissent le risque de pollution.

L'installation de câbles prend beaucoup plus de temps et cause plus d'ennuis au trafic et aux fermiers que la construction d'une ligne.

Il n'est pas possible d'installer des câbles souterrains dans certains types de terrains.

Aspects techniques

Le courant capacitif d'un câble souterrain haute tension est significativement plus élevé que celui d'une ligne aérienne. De longs tronçons nécessitent l'installation de compensateurs réactifs onéreux.

L'accroissement du transit sur une ligne peut être effectué à bon marché en changeant de conducteurs, ce n'est pas possible en souterrain.

La plupart des défauts en aérien sont fugitifs, tandis qu'ils sont permanents en souterrain. Un réenclenchement automatique rapide peut être employé en ligne aérienne pour améliorer la sécurité du système, mais ce n'est plus possible si le circuit comprend une longueur significative de câbles souterrains.

Il est possible de transiter plus de puissance en hiver sur les lignes.

Les jonctions de câbles 400 kV sont possibles en 2006, mais coûteuse et demandent une réalisation très délicate.

Aspects de coûts

Plus haute est la tension, plus cher sera le rapport du coût du câble par rapport à la ligne aérienne.

dans la gamme 110 - 219 kV	rapport de 3.6 à 16
dans la gamme 220 - 362 kV	rapport de 5.1 à 21.1
dans la gamme 363 - 764 kV	rapport de 13.6 à 33.3

ces rapports de coûts dépendent du tracé, de la planification, des compensations accordées.

On peut espérer une diminution de ces rapports avec l'intensification du transport en souterrain.

Le coût de la maintenance est généralement plus élevé en aérien qu'en souterrain, mais l'impact sur le coût global est mineur.

7. Etapes à la conception (lignes, câbles, postes)

Les étapes à la conception d'une liaison haute tension sont nombreuses et rassemblées sur le graphique ci-joint (fig 27) :

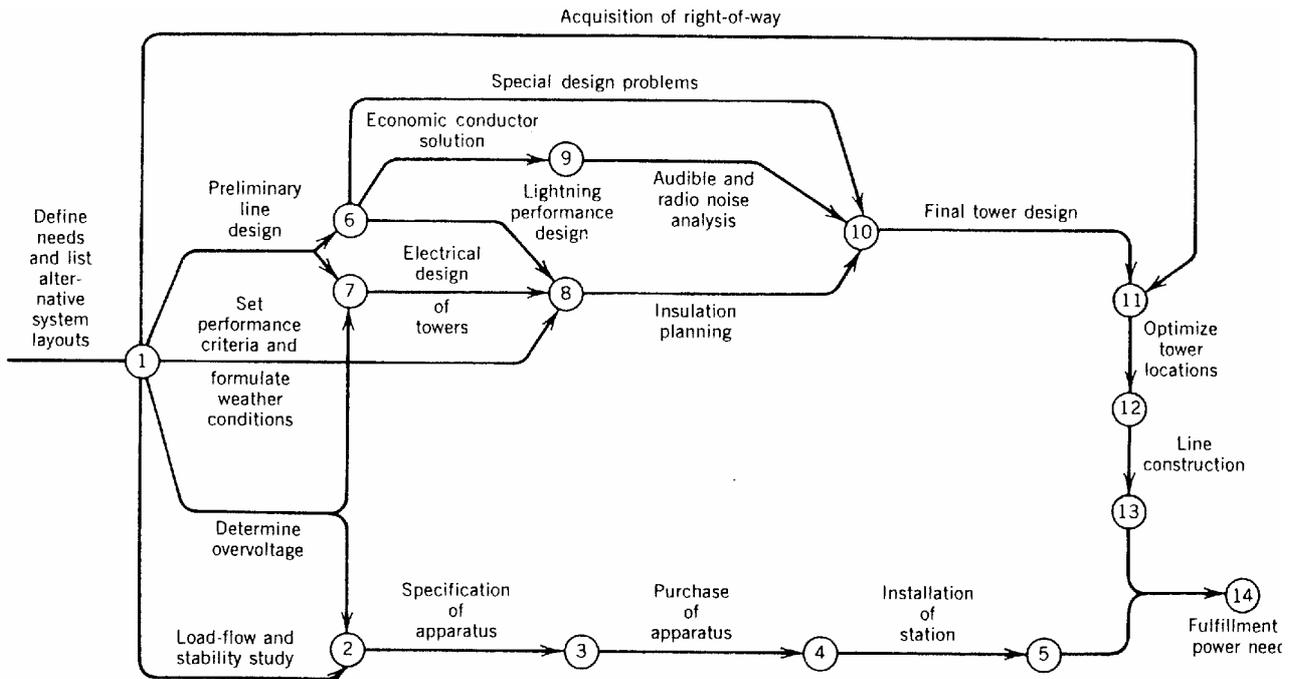


Figure 1.1. Critical path steps in extra-high-voltage line design. (From Electric Power Research Institute, 1979. Used by permission. © 1979 Electric Power Research Institute.)

Fig. 27 étapes à la conception d'une ligne (source T. Gonen)

(ce graphique est valable également chez nous moyennant quelques adaptations, en effet en Belgique la notion de ROW (right-of-way) n'existe pas, seule l'emplacement des pylônes doit être acquis par la compagnie d'électricité. La difficulté majeure provenant du tracé et des autorisations administratives à obtenir auprès des nombreuses instances régionales, communautaires, communales, notamment.

Nous détaillerons ultérieurement le dimensionnement des câbles, lignes et postes aux différentes contraintes diélectriques, thermiques et mécaniques.

8. Planification

La décision d'implantation de nouvelles liaisons résulte d'analyse de prévision de charges (détermination de la demande de crête annuelle pour tout le système, pour chaque région, chaque poste existant et en prévision) et d'études économiques en accord avec une planification globale selon le schéma, l'objectif clé étant la limitation des coûts d'exploitation en maintenant un niveau de fiabilité "adéquat" avec des contraintes liées à l'environnement. Sont notamment envisagées la répartition de la tension (avec prise en compte des régulateurs des générateurs, transformateurs, des compensateurs), les surcharges, la sensibilité à une perte d'un groupe générateur. Le planificateur choisit en définitive la taille, la localisation et le nombre de lignes et de postes pour satisfaire tous les critères économiques et d'exploitation. Pour ce choix il prend en compte un optimum entre le coût lié à la perte de fourniture en cas de défaut (coût du kWh non vendu) et le coût d'investissement nécessaire pour éviter cette perte, comme montré ci-dessous (fig 28) :

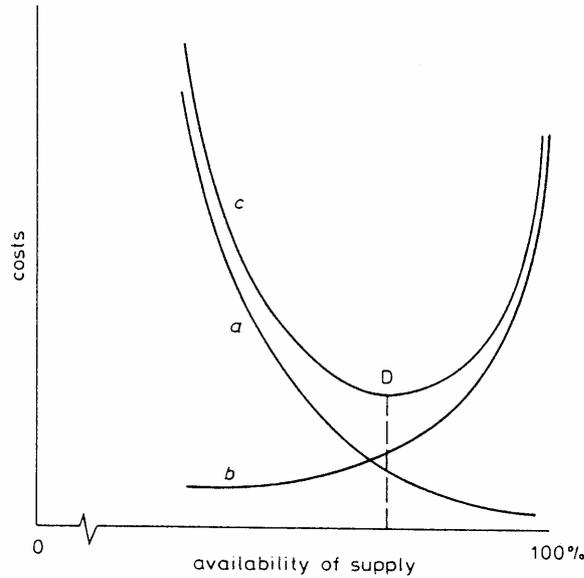


Fig. 1.7 *Balance between utility and customers' costs*
a Cost incurred by customers as a result of loss of supply
b Cost incurred by utility in providing the availability of supply
c Total cost = $a + b$

Fig. 28 Courbes des coûts pour le fournisseur d'énergie ou pour le consommateur en fonction de la disponibilité de la fourniture (source T. Gonen)

Il est évidemment très difficile d'estimer le coût du kWh non vendu. Des tentatives ont été faites pour estimer ce qu'un kWh apportait à la « société » (en se basant sur le PNB), on trouve environ 1.50 € /kWh avec l'industrie chimique et 7.50 € /kWh sans industrie chimique...

On peut également « tirer au sort » des défaillances et en déduire une espérance mathématique de kWh non vendus par millions de kWh.

L'autre fonction fait intervenir le facteur d'actualisation (sur 40 ans généralement) et l'intégration d'un produit de facteurs de coûts (intérêt x amortissement x conduite x entretien), qui nécessite un hypothèse sur la croissance de la charge).

Après ce choix, le planificateur étudie le comportement du réseau en cas de défaut pour :

- fixer la capacité des disjoncteurs (pouvoir de coupure)
- établir un système de relais capable de détecter les défauts et provoquer les déclenchements des disjoncteurs.
- évaluer les tensions en cas de défaut ou lors du réenclenchement, qui peuvent affecter la coordination de l'isolement et nécessiter l'utilisation de parafoudres
- concevoir le système de mise à la terre.
- évaluer les effets mécaniques qui ont un impact sur le dimensionnement.

Finalement le planificateur conduit une étude de stabilité pour s'assurer qu'un défaut ou une perturbation sévère ne cause pas d'ennuis majeurs (notion de sécurité N-1, N-2, etc...). Par exemple, une surcharge de ligne (suite par exemple à la perte d'un transfo) causant son déclenchement et entraînant dès lors la surcharge de lignes voisines pour finalement provoquer la coupure en cascade des disjoncteurs. Le réseau peut s'effondrer et plonger une région, voire un pays en "blackout", cela s'est produit en France, et dans certaines régions aux Etats-Unis, Japon et Europe dans les 20 dernières années, le dernier date d'août 2003 qui a vu plongé dans le noir l'état de New York et l'Ontario (50 millions de personnes). A ce titre la rapidité de coupure des disjoncteurs et donc la durée d'un défaut est déterminante. Il faut savoir que les recherches ont permis d'améliorer

considérablement ce temps de coupure qui aujourd'hui devient inférieur à 100 ms.(60 ms dans le meilleur des cas), tant par le gain au niveau de la décision prise par le relais que par la conception de la chambre de coupure et le gaz d'extinction de l'arc

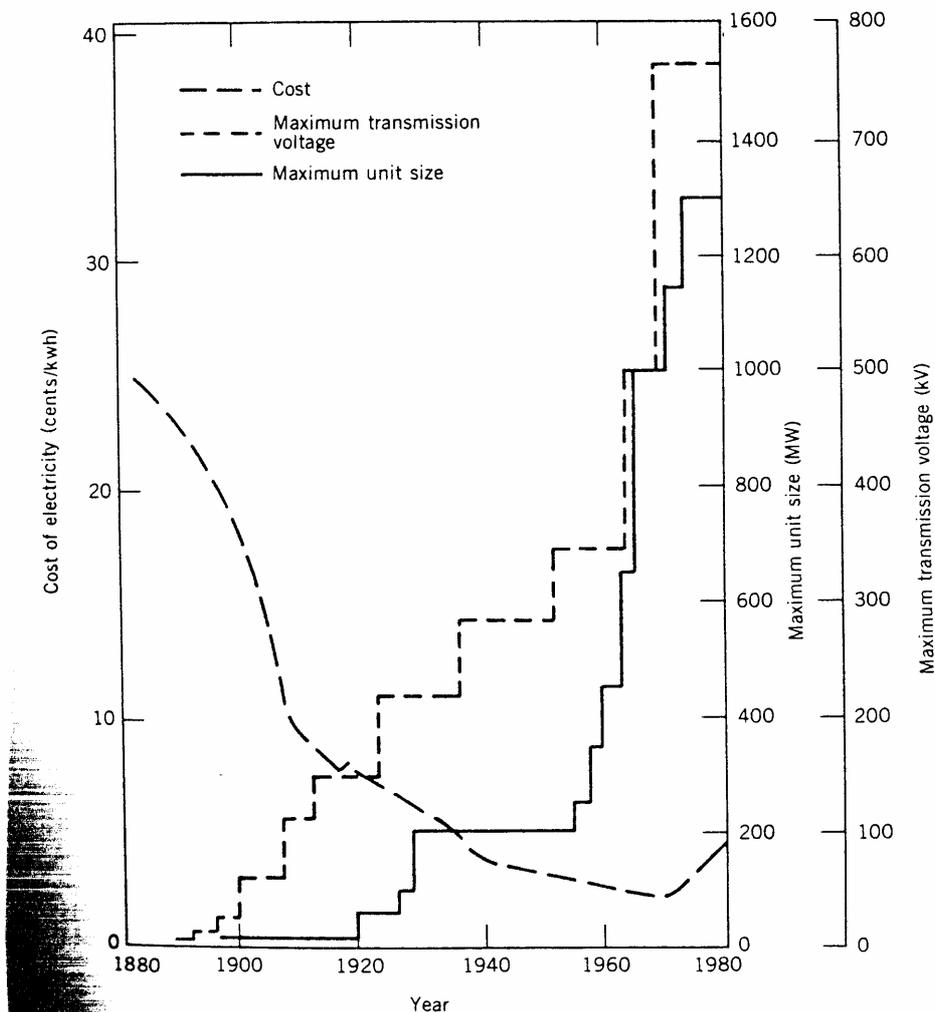


Fig. 29 : Evolution historique de la taille des unités de production, de la tension maximale utilisée pour le transport et du coût du kWh depuis l'aube de l'électricité.(source EPRI, 1979)

A titre informel la fig 29 donne l'évolution historique de l'évolution de la taille des unités et du niveau de tension le plus élevé utilisé dans les réseaux.

La fig 30 donne quant à elle un block diagramme des études menées dans le cadre de la planification.

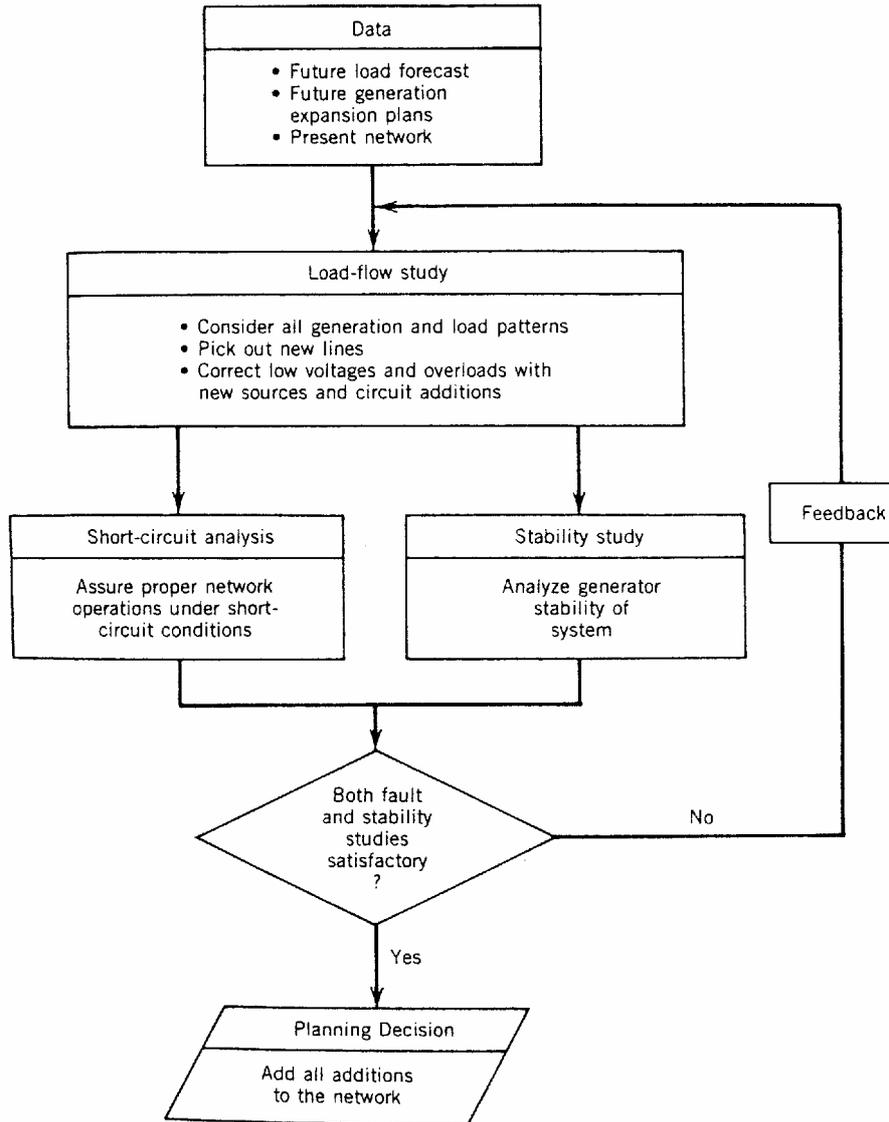


Fig. 30 : Etudes typiques menées pour l'extension d'un réseau dans le cadre de planification.

Suite à la libéralisation du marché, les flux entre pays s'accroissent. La gestion des liaisons entre pays, principalement utilisée par le passé pour soutenir un pays lors de perturbation pendant les 15 premières minutes après problème, servent aujourd'hui en continu pour assumer les transferts. Les lois de l'électricité (Kirchoff entre-autre) n'ont que faire des flux financiers. Ainsi si l'Allemagne du nord achète de l'énergie à la Suisse (disons pour un niveau de « 100 »), les flux physiques suivent les trajets indiqués sur la figure suivante (fig 31) :

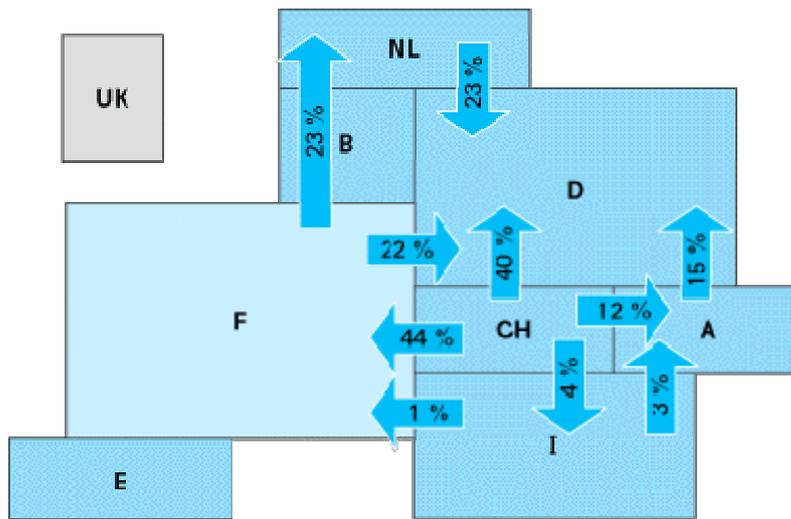


Fig. 31 Flux d'énergie entre pays pour une fourniture de 100 MW de la Suisse à l'Allemagne.

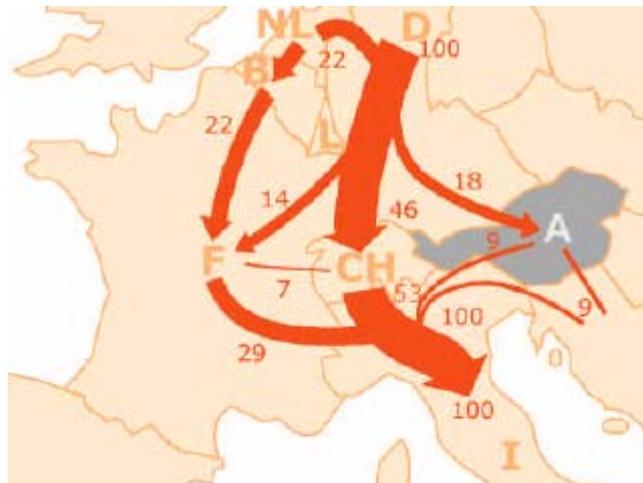


Fig 31 bis : idem fig 31 pour un flux de 100 MW entre l'Allemagne et l'Italie (source Elia)

Il s'ensuit des flux entre la Belgique et la France qui doivent être pris en considération car ces liaisons capitales en cas de problème (perte d'un groupe nucléaire par ex) ont évidemment une capacité limitée.

La gestion de ces liens particuliers, les décisions d'accroître leur capacité, etc... doivent être prises par des autorités régulatrices au niveau européen et leur coût doit être réparti sur tous les acteurs concernés.

Il apparaît donc une différence essentielle entre les flux physiques et les flux contractuels (capacité de transfert) qui proviennent de transactions commerciales. Cela veut aussi dire que par exemple, deux flux identiques et opposés sur la même ligne (qui s'annulent donc totalement sans affecter en rien la capacité de transfert sur cette ligne) seront rémunérés séparément bien que n'affectant pas la capacité de transit.

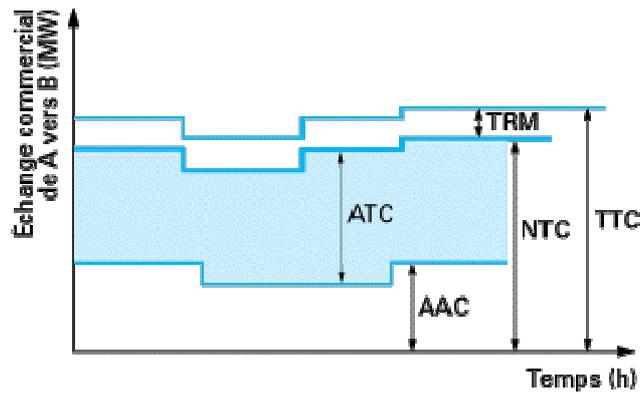


Fig. 32 Capacité de transfert entre deux zones, exprimées en MW.

Pour présenter les principales définitions, plaçons-nous dans un cas simple où seulement **deux zones A et B** s'échangent de l'énergie (fig 32). On présente généralement les différentes capacités de transfert au moyen du diagramme ci-dessus, où plusieurs échelles de temps successives figurent en abscisse.

- **TTC** (*Total Transfer Capacity*) représente la valeur maximale que peut prendre une transaction entre deux zones contiguës, sans violer aucune règle de sécurité de réseau, ni dans une zone ni dans l'autre, que ce soit en situation normale ou en cas d'aléa (N - 1...), et que la limite soit une intensité maximale, une borne de tension ou de stabilité. Pour faire le calcul, on suppose l'avenir parfaitement connu en termes de prévision de consommation, de disponibilité de réseau et de production.
- **TRM** (*Transmission Reliability Margin*) est la marge de sécurité réservée aux gestionnaires de réseau pour assurer en permanence en temps réel les services systèmes prioritaires (réglage de fréquence, secours d'urgence entre zones...). Cette marge inclut également l'effet d'imprécisions de mesure, mais pas celui d'aléas de réseau puisque ceux-ci sont réputés déjà entièrement pris en compte dans TTC.
- **NTC** (*Net Transfer Capacity*), différence des deux précédents, est la quantité maximale qui peut être effectivement allouée sur le marché aux acteurs.
- **AAC** (*Already Allocated Capacity*) représente ce qui a été déjà alloué dans les phases de marché qui ont précédé.
- **ATC** (*Available Transfer Capacity*) représente ce qui reste encore disponible pour les phases de marché à venir.

9. Qualité de Service

La vente de l'énergie électrique repose sur la qualité de la marchandise; qualité demandée par le consommateur pour l'usage bien particulier qu'il veut en faire; qualité offerte par le producteur distributeur, compte tenu des conditions économiques de la production de l'énergie électrique.

Les principaux facteurs qui interviennent pour définir la qualité du service sont :

- La constance de la mise à disposition de l'énergie électrique; (toutes tensions)
- la constance de la tension
 1. variation lente
 2. rapide (flicker ou papillotement)
 3. creux de tension (voltage dip)
- la constance de la fréquence;
- la pureté de l'onde (harmoniques);
- le déséquilibre de tensions polyphasées : apparition de tension inverse ou homopolaire.
- stabilité à court, moyen et long terme (uniquement grand transport)

On a longtemps défini la qualité du service en se contentant d'imposer des limites rigides aux variations de fréquence et de tension et aux interruptions. C'est encore ce que font les cahiers des charges. Ils imposent que la fréquence ne s'écarte pas plus de 1 Hz en plus ou en moins de la valeur nominale de 50 Hz ($\pm 2\%$).

Pour la tension, les dispositions du cahier des charges sont plus complexes et introduisent : la tension nominale du réseau, la tension figurant au contrat entre le fournisseur et l'utilisateur et la tension en service. Il stipule que :

- la tension du contrat ne doit pas s'écarter de plus de ± 5 à 7 de la tension nominale respectivement pour les réseaux à moyenne tension, de répartition et de transport,
- la tension en service ne doit pas s'écarter de plus de ± 7 à 10 de la tension du contrat respectivement sur les mêmes réseaux.

On peut dire approximativement que la première de ces deux limites intéresse la tension moyenne au point de livraison et la seconde les fluctuations de tension, autour de cette moyenne.

Les normes européennes (EN 50 160) définissent les limites suivantes :

Caractéristiques de la tension d'alimentation	Valeurs et domaines de valeurs		Paramètres de mesure et d'évaluation			
	BT	MT	Valeur de base	Intervalle d'intégration	Période d'observation	Pourcentage
Fréquence	49,5 Hz à 50,5 Hz 47 Hz à 52 Hz		moyenne	10 s	1 semaine	95 % 100 %
Variations de tension	230 V ± 10 % ¹⁾	$U_n \pm 10 \%$	valeur eff.	10 min	1 semaine	95 %
Variations rapides de tension	5 % max. 10 %	4 % max. 6 %	valeur eff.	10 ms	1 jour	100 %
Papillotement (spécific, seulement pour pap. de longue durée)	$P_{It} = 1$		algorithme du papillote-ment	2 h	1 semaine	95 %
Creux de la tension d'alimentation (≤ 1 min)	des dizaines à 1000 par an (au-dessous de $85 \% U_n$)		valeur eff.	10 ms	1 an	100 %
Interruptions brèves d'alimentation (≤ 3 min)	des dizaines à centaines par an (au-dessous de $1 \% U_n$)		valeur eff.	10 ms	1 an	100 %
Interruptions accidentelles (> 3 min)	des dizaines à 50 par an (unter $1 \% U_n$)		valeur eff.	10 ms	1 an	100 %
Surtensions temporaires à fréquence industrielle (phases - terre)	la plupart < 1,5 kV	1,7 à 2,0 U_n (en fonction du régime du neutre)	valeur eff.	10 ms	pas de données	100 %
Surtensions transitoires (phases - terre)	la plupart < 6 kV	en fonction de la coordination d'isolement	valeur crête	aucun	pas de données	100 %
Déséquilibre de tension (relation système inverse - système direct)	la plupart 2 % en cas particulier jusqu'à 3 %		valeur eff.	10 min	1 semaine	95 %
Tension harmonique (valeur de référence U_n)	harm. rang 3 max. 5 % U_N harm. rang 5 max. 6 % U_N taux global de distorsion harmonique = 8 %		valeur eff.	10 min	1 semaine	95 %

La continuité du service ne fait l'objet d'aucune obligation dans les cahiers des charges, sans doute parce que la qualité actuelle est suffisante. Les règlements de sécurité imposent cependant aux utilisateurs ne pouvant supporter aucune coupure (hôpitaux p.e.) qu'ils prennent eux-mêmes les mesures nécessaires (groupe de secours).

Cette façon de définir chacune des qualités du service par des limites rigides a l'avantage d'être simple et facile à contrôler. Mais elle peut conduire à des conclusions fausses dans l'appréciation de ces qualités.

En effet elle considère comme également acceptable un réseau où la tension oscillerait en permanence de plus ou moins 9 % autour de sa valeur nominale, et un autre où la tension ne différerait jamais plus de 1 pour-cent de cette valeur.

De plus si, dans ce dernier réseau, pendant un court moment chaque semaine, la variation de tension dépassait 11 %, tout en restant inférieure à 1 % tout le reste du temps, la qualité du service de ce réseau serait théoriquement considérée comme plus mauvaise que celle du premier. Les décisions que l'on serait donc amené à prendre pour respecter les conditions du cahier des charges pourraient conduire à un gaspillage sur certains réseaux, tandis que les usagers continueraient à être plus mal desservis sur d'autres.

Une définition correcte de la qualité du service doit en premier lieu permettre de définir l'égalité de deux réseaux différents.

Il est même souhaitable de chercher à comparer des qualités inégales en leur donnant une valeur économique. Ce qui permet de comparer des solutions techniques qui peuvent entraîner des qualités de service différentes.

Le gain sur la qualité est alors mis en balance avec les dépenses qui l'ont permis.

Cette qualité de service est quantifiée par les statistiques d'interruptions et de creux de tension.

On peut regretter qu'actuellement, malgré les demandes de la planification, l'évolution des réseaux HT est très lente (lignes aériennes), les investissements étant dès lors reporté en MT, BT (surtout en souterrain) ce qui fragilise le réseau et fait perdre l'optimum économique.

En distribution il ne sert pas à grand chose d'optimiser (section, portée) - l'optimum est fugitif et valable uniquement pendant la pointe - , c'est beaucoup plus la structure du réseau (double alimentation - cher- double épi non maillé, etc...) qui compte, là où l'homme d'expérience est encore d'un grand secours.

Statistique de défauts

En général on évalue le nombre de défauts (et leurs causes) par 100 km et par an. (Source Laborelec pour la Belgique (moyenne sur 1980-1992) , EDF pour la France (1990)

Sur lignes aériennes :

niveau de tension km de lignes	380 kV 880	220 kV 270	150 kV 2200	70 kV 3000
fréquence/an /100 km de lignes (Belgique)	1.04	3.53	1.91	9.88
(France) 1990	5.7	14.7	non connu	28.2

Cause (Belgique):

Orage :	57 %
Intempéries :	12 %
Défaillance du matériel :	4.5 %
Pollution :	0.4 %
facteur humain :	0.4 %
divers et indéterminé	25.7%

Sur Jeu de barres de postes :

niveau de tension nombre de travées	380 kV 80	220 kV 47	150 kV 642	70 kV 1254
fréquence /100 travées/an	0.63	0.42	0.51	0.56
/100 postes/an (Belgique)	4.31	2.63	3.93	3.4

Cause :

Orage :	10 %
Intempéries :	1.5 %
Pollution :	0.7 %
Défaillance du matériel :	36 %
facteur humain :	27 %

enclench. sur défaut : 11.6%
divers et indéterminé : 13.2%

Sur Transformateurs :

niveau de tension nbre de transfo	production 72	interconnexion 735	distribution beaucoup
fréquence /100 Transfo/an (Belgique)1980	2.7	2.99	3

La cause est généralement extérieure au transfo (61 %), 4% de défaut interne (bobinage) et 10 % du au régulateur.

Sur Câbles :

niveau de tension	150 kV	70 kV
km de câble :	190	200
fréquence /100 km/an (Belgique)	0.54	11.88

Cause :

Défaillance du matériel : 100 %

10. Caractéristiques techniques et économiques

Les coûts de l'énergie ne cessent d'augmenter suite à la raréfaction des ressources non renouvelables utilisées.(fig 33). Or ces fluides sont à la source de l'alimentation de la plupart des centrales de production d'énergie électrique (fig 34).

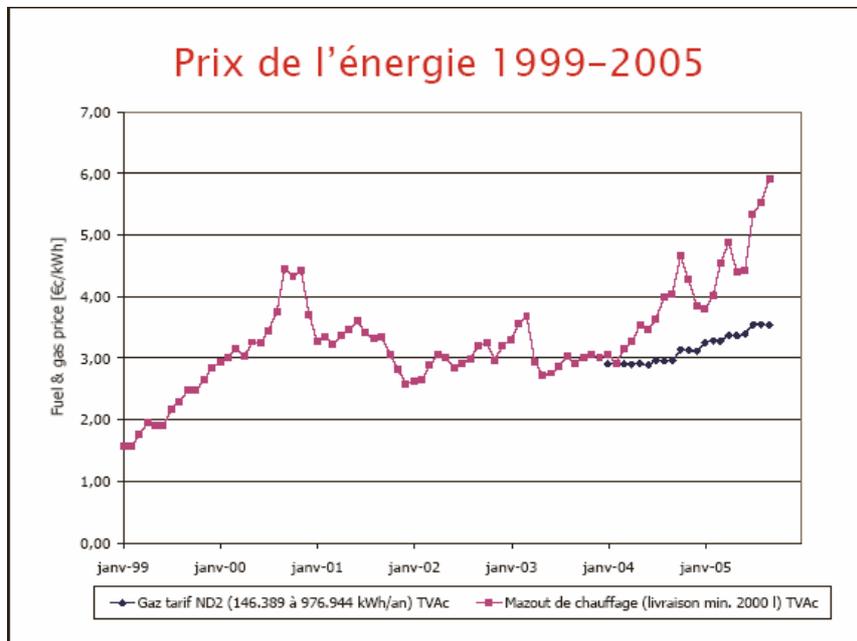


Fig. 33 évolution du prix de l'énergie primaire dans les 5 dernières années.(source IBGE)

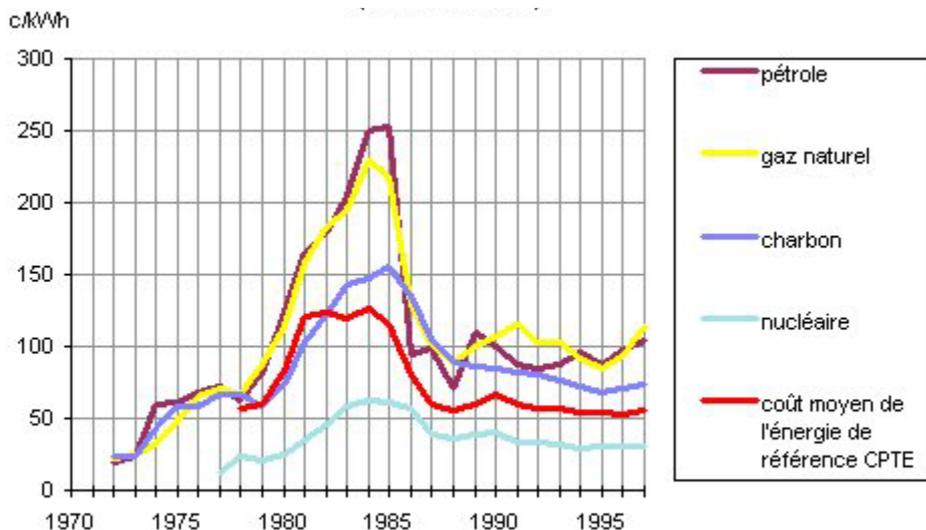


Fig. 34 : fluctuation du coût des combustibles (source Electrabel)

Il s'ensuit une augmentation du prix de l'électricité mais nettement moins prononcée grâce à la diversification utilisée.(fig 35).

Hausse du prix de l'électricité nettement moins prononcée que la hausse des prix des combustibles fossiles

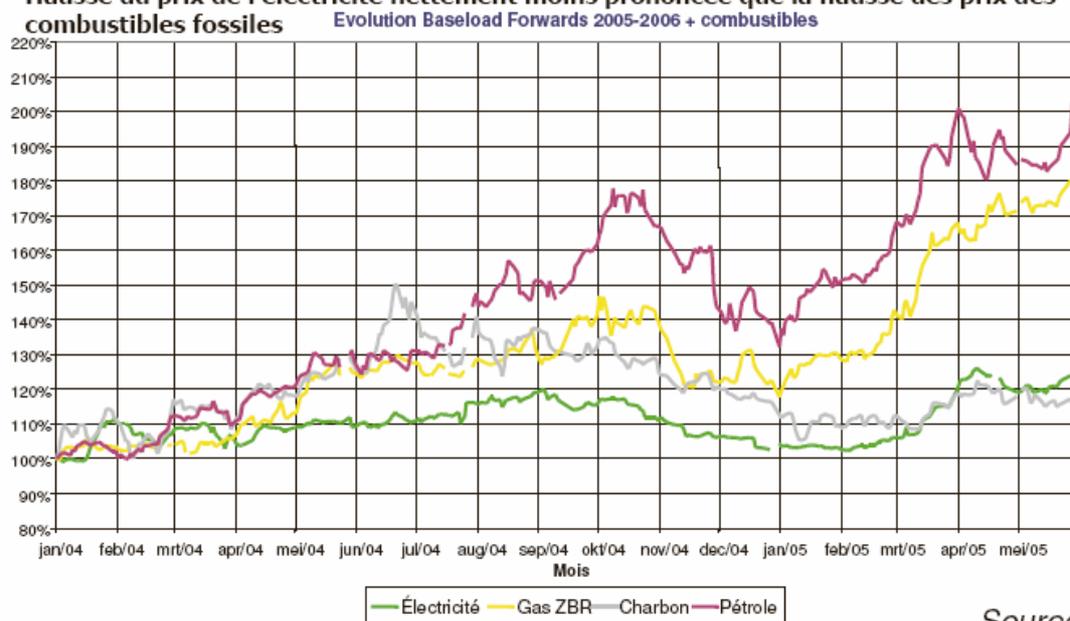


Fig.35 Hausse comparée de l'électricité avec différents combustibles (source Platts)

Le coût de l'électricité comprend de nombreux termes, dont certainement le coût de production (amortissement des centrales dont le coût au kW installé est repris ci-dessous, coût du combustible également repris ci-dessous). Il faut y ajouter les coûts d'utilisation du réseau (transport via GRT (fig 37) distribution via GRD)

L'intérêt de la mise en route des différents types de centrales dépend de plusieurs facteurs :

- le coût du kW installé
- le coût du combustible
- le temps de démarrage

Ainsi on peut citer comme ordre de grandeur :

type de centrale	coût du combustible (1994)	coût du kW installé (1/1/1995)	temps de démarrage
Thermique classique		1300 € /kW	8h
charbon	0.018 € /kWh ²		
fuel oil	0.022 € /kWh		
gaz naturel	0.023 € /kWh		
TGV	0.019 € /kWh	750 € /kW	2 à 6 h
nucléaire	0.008 € /kWh	2100 € /kW ³	24 h
hydraulique	0	variable	5 minutes
pompage	0	900 € /kW	2 à 4 minutes
turbo-jet	0.062 € /kWh	900 € /kW	2 minutes

² 1000 kcal = 4186 kJ = 1.163 kWh

³ traitement des déchets non compris

Décomposition du prix moyen hors taxes et surcharges

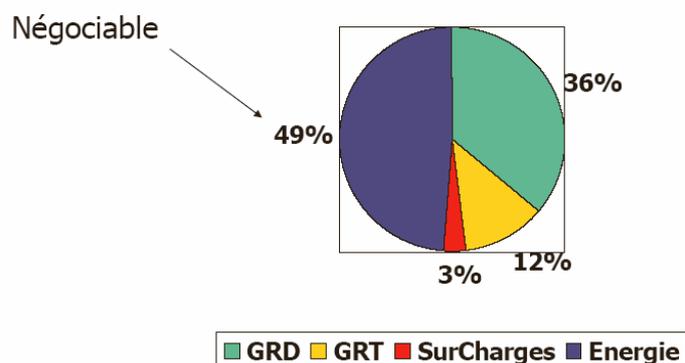


Fig. 36 décomposition du prix moyen du kWh dans le marché libéralisé. (source SEGE)

Évolution du coût de transport de l'électricité, hors surcharges et hors TVA, pour différents niveaux de tension*

Durée d'utilisation (h/an)	Prélèvement dans les réseaux 380/220/150 kV		Prélèvement dans les réseaux 70/36/30 kV		Prélèvement dans les réseaux 70/36/30 kV		Prélèvement dans les réseaux de moyenne tension	
	€/MWh	% par rapport à la période précédente	€/MWh	% par rapport à la période précédente	€/MWh	% par rapport à la période précédente	€/MWh	% par rapport à la période précédente
7000								
6500								
6000								
5500								
2002 janvier-septembre (1)	6,4014		9,0838		13,0100		15,7773	
2002 octobre-décembre et 2003 janvier-mars	5,1503	-19,54%	6,7534	-25,65%	9,2888	-28,60%	11,532	-26,91%
2003 avril-décembre	4,8239	-6,34%	6,3065	-6,62%	8,6259	-7,14%	10,9897	-4,70%
2004	4,4098	-8,58%	5,8862	-6,66%	8,2113	-4,81%	10,0685	-8,38%
2005	3,8417	-12,88%	5,1782	-12,03%	7,4714	-9,01%	8,7815	-12,75%
Diminution tarifaire globale 2005 depuis la période (1)		-39,99%		-43,00%		-42,57%		-44,34%

* Pour chacun des quatre niveaux de tension, il a été tenu compte d'une durée d'utilisation représentative du prélèvement pour les clients directement raccordés au réseau de transport qui ne disposent pas d'une production locale

Source: CREG

⁹³ Voir aussi Partie 3, point 5.1., du présent rapport.

⁹⁴ Rapport annuel 2004, Partie 2, point 2.3.1.2.

CREG RAPPORT ANNUEL 2005

Fig. 37 : évolution du coût du transport de l'énergie électrique entre 2002 et 2005 (source CREG)

A titre d'exemple, le prix du kWh pour une consommation familiale basse tension (environ 4800 kWh/an réparti 70% (jour), 30% (nuit), pour une puissance disponible de 6 kW) est repris ci-après (fig 38, ligne de ALE) :

Résidentiel : 0.057 €/kWh

Industriel MT : 0.062 €/kWh pour une alimentation à 30 kW et 0.023 €/kWh pour une alimentation à 500 kW (nombre d'heure moyenne d'utilisation, voir tableau).

Tableau 6: Tarifs de distribution approuvés ou fixés provisoirement par la CREG en 2004 et 2005 (€/kWh)

	Résidentiel			Industriel			Industriel		
	basse tension			moyenne tension			moyenne tension		
	3.500 kWh/an dont			30.000 kWh/an; 30 kW			1.250.000 kWh/an; 500 kW		
	1.300 kWh en heures creuses								
	2004 (1)	2005 (1)	Δ 2005/2004	2004 (1)	2005 (1)	Δ 2005/2004	2004 (1)	2005 (1)	Δ 2005/2004
AGEM*	0,0568	0,0446	-21,5%	0,0521	0,0480	-8,0%	0,0199	0,0184	-7,7%
AIEG*	0,0338	0,0451	33,7%	0,0494	0,0817	65,4%	0,0166	0,0213	28,4%
AIESH*	0,0730	0,0603	-17,4%	0,0741	0,0578	-21,9%	0,0319	0,0244	-23,4%
ALE*	0,0600	0,0572	-4,6%	0,0511	0,0616	20,5%	0,0219	0,0227	3,6%
DNB BA*	non applicable (2)			0,0869	0,0707	-18,7%	0,0306	0,0265	-13,5%
ETIZ	0,0602	(3)	(3)	0,0501	(3)	(3)	0,0124	(3)	(3)
EV/GHA*	0,0717	0,0868	21,0%	0,0689	0,0750	9,0%	0,0184	0,0194	5,2%
GASELWEST	0,0592	0,0469	-20,7%	0,0522	0,0416	-20,4%	0,0169	0,0143	-15,4%
GASELWEST Wallonie	0,0579	0,0485	-16,1%	0,0539	0,0435	-19,3%	0,0189	0,0162	-14,4%
IDEG	0,0528	0,0508	-3,7%	0,0764	0,0711	-6,9%	0,0289	0,0270	-6,6%
IEH	0,0465	0,0456	-2,0%	0,0656	0,0643	-2,0%	0,0248	0,0242	-2,2%
IMEA	0,0434	0,0340	-21,7%	0,0507	0,0307	-39,5%	0,0173	0,0115	-33,4%
IMEWO	0,0495	0,0360	-27,3%	0,0454	0,0365	-19,6%	0,0162	0,0131	-19,4%
INTERELECTRA*	0,0554	0,0535	-3,5%	0,0327	0,0346	5,7%	0,0125	0,0119	-5,1%
INTEREST	0,0603	0,0582	-3,4%	0,0699	0,0700	0,2%	0,0263	0,0263	-0,1%
INTERGEM	0,0485	0,0346	-28,7%	0,0457	0,0299	-34,7%	0,0158	0,0105	-33,4%
INTERLUX	0,0614	0,0619	0,8%	0,0865	0,0852	-1,5%	0,0343	0,0317	-7,6%
INTERMOSANE	0,0540	0,0533	-1,2%	0,0856	0,0780	-8,9%	0,0320	0,0294	-8,0%

Fig. 38 Evolution des tarifs de distribution approuvés par la CREG entre 2004 et 2005. (source CREG), pour différents GRD.

11. Conclusions

Finalement le transport de l'énergie électrique peut être considéré comme un système complexe avec de nombreuses interactions non-linéaires, dont l'optimisation tant technique que financière relève encore de beaucoup de règles de bonnes pratiques même si les recherches en cours permettent d'évoluer progressivement vers une aide à la décision de plus en plus efficace.

Le diagramme ci-dessous, tiré de T. Gönen, résume un peu cette complexité :

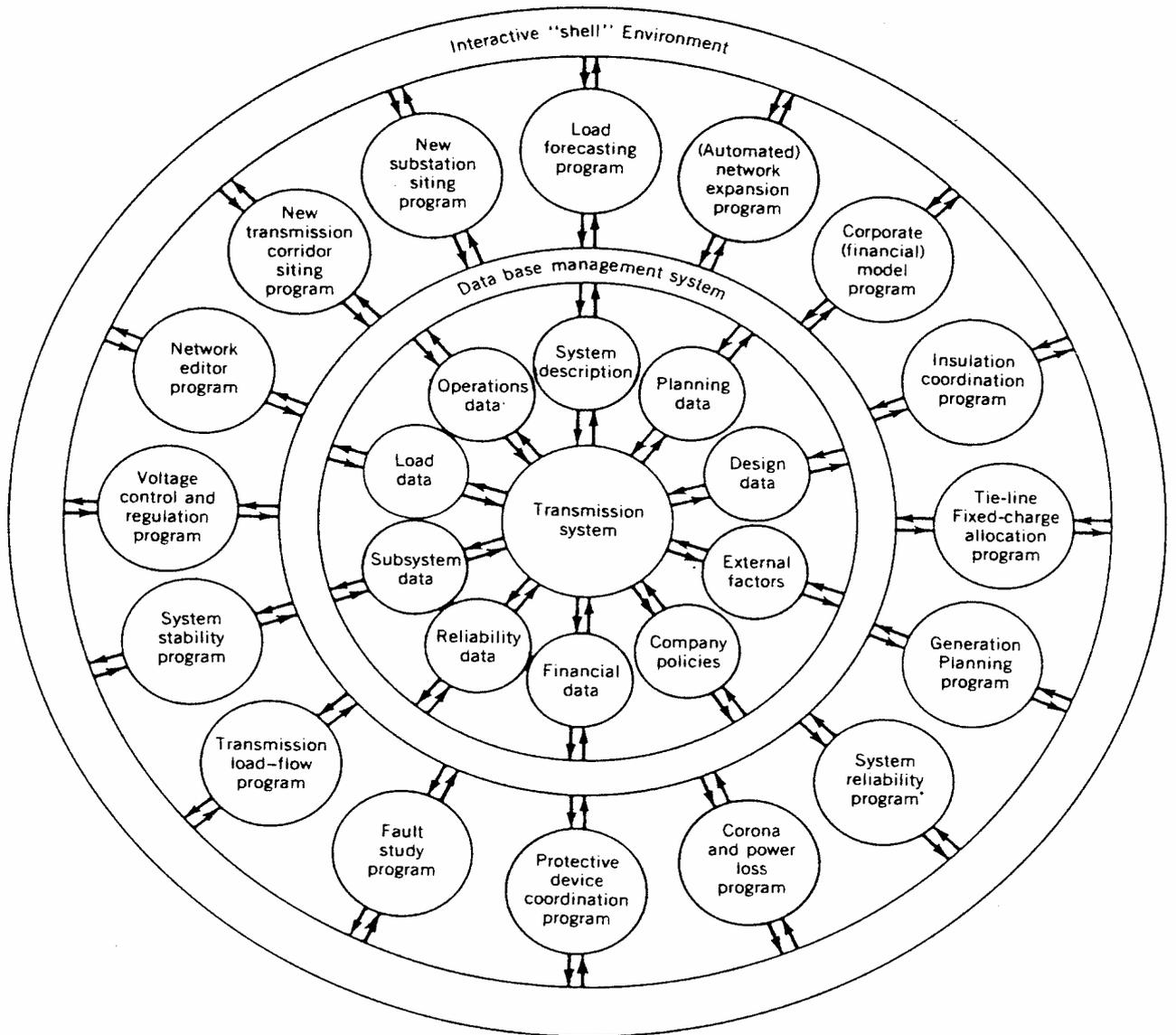


Figure 1.7. Block diagram of transmission system planning process in future.

Abréviations et liens utiles

TSO : Transmission system operator

ETSO : European Transmission System Operators

Références et liens utiles :

www.eurelectric.org

www.ucte.org

www.centrel.org

www.nordel.org

www.elia.be

www.ets-net.org

www.electrabel

www.spe.be

- “Electric Power Transmission System Engineering, Analysis and Design" Turan Gönen, John Wiley & Sons, 1988
- “Overhead Power Lines. Planning, Design and Construction”. F. Kiessling, P. Neftzger, J.F. Nolasco, U. Kaintzyk. Springer 2003.