

Le concept d'énergie non distribuée, outil d'aide à la décision dans la gestion des réseaux électriques

Gérer un réseau de grande taille comme un réseau électrique à l'échelle d'un pays suppose de disposer d'outils d'aide à la décision conduisant à un juste compromis entre le coût de l'électricité et l'ampleur de la gêne que peut ressentir le client lorsque l'électricité vient à manquer. Le concept d'énergie non distribuée (END) a constitué jusqu'à présent un outil efficace, dans une approche macro-économique, chaque fois qu'EDF a été confronté à la construction de programmes d'amélioration de la qualité de fourniture sous contrainte financière.

**par Alain Doulet
EDF GDF Services,
Délégation Réseaux Electricité**

La satisfaction de la clientèle est l'objectif premier d'une compagnie de distribution d'électricité. Elle lui garantit la pérennité et la légiti-

mité, valeurs que recherchent les distributeurs dans une période de mise en concurrence croissante. En fait, cette satisfaction se construit à partir de plusieurs éléments dont les principaux sont :

- la continuité et la qualité de fourniture (avoir, en tout temps, de l'électricité de bonne qualité (c'est-à-dire faisant normalement fonctionner les matériels raccordés sur l'installation) ;
- la qualité du service clientèle associé, ce qui implique de pouvoir obtenir de son distributeur les informations nécessaires (conseil sur le tarif, explication de la facture), les services adaptés à sa situation (déménagement, augmentation de puissance) - le tout à un niveau de prix le plus bas possible, notamment par comparaison avec les autres énergies ou les autres fournisseurs.

La qualité objective distribuée

Le volet qualité de l'électricité comprend essentiellement deux facteurs :

- la qualité objective de la distribution, caractérisée par le nombre et la durée des coupures et le niveau de tension fourni, mais aussi - et surtout pour le monde industriel - par des performances plus spécifiques, comme la qualité de l'onde de tension (absence de micro coupures, surtension transitoires, déformation de l'onde de tension) ;
- l'information fournie au client sur les événements d'exploitation (prévenir avant une coupure programmée pour travaux, expliquer le plus rapidement possible ce qui se passe lors d'un inci-

dent, informer de l'heure possible de rétablissement et *a posteriori* expliquer ce qui s'est passé).

La qualité objective distribuée est donc un élément important de la satisfaction de la clientèle, même si la relation entre qualité de fourniture et satisfaction ne se traduit pas toujours par une très forte corrélation. En effet, le phénomène est complexe : la satisfaction du client est globale et une insatisfaction dans un domaine se traduit dans tous les aspects de la relation (on a ainsi clairement vu la satisfaction des clients d'EDF chuter lors de l'accident de Tchernobyl). La satisfaction se construit sur la qualité mais aussi sur sa perception subjective (un incident à 20 h ne sera pas perçu de la même façon qu'un incident à 3 heures du matin). Le client est sensible à la qualité, mais aussi à sa dérivée. Il est plus marqué par les événements récents que par les événements anciens. Enfin, le client vit dans un monde où la performance technologique progresse, où l'électricité joue un rôle croissant dans l'accomplissement des fonctions de la vie quotidienne, où la démarche qualité est omniprésente : il attend donc de son distributeur un progrès régulier de sa prestation technique.

De ce fait, la qualité objective est un des indicateurs clé de la performance technique d'un distributeur. Pour progresser, le distributeur va agir sur plusieurs leviers complémentaires :

- il doit dépanner rapidement lors de tout incident, pour réduire le temps d'interruption ;
- il doit entretenir son réseau pour que la fiabilité de ses composants ne descende pas en dessous d'un certain

seuil, et le renforcer pour améliorer son comportement, ce qui va réduire le nombre d'interruptions prévisibles. Tout ceci sous contrainte financière, puisque l'on n'oublie pas que le niveau de prix est un des éléments majeurs d'appréciation du service rendu.

Nous allons approfondir la méthode utilisée par EDF pour piloter cette amélioration de qualité sous contrainte.

La problématique de l'évolution du réseau électrique

La gestion d'un réseau de distribution d'électricité du type de celui dont EDF a la concession en France présente des caractéristiques remarquables au moins sur deux points.

D'une part, sa taille est telle que le nombre de décisions à prendre pour en assurer le maintien en conditions opérationnelles et le développement est considérable. On ne peut imaginer définir en un seul lieu le contenu des actes d'entretien et des investissements à réaliser. On en déduit que si on souhaite garantir une égalité de traitement entre les différents lieux géographiques, des outils d'aide à la décision devront permettre de façon suffisamment objective de valoriser l'intérêt des différents projets pour choisir localement les plus pertinents, sans avoir à réaliser un interclassement de niveau national. Les tableaux I et II, ci-contre, donnent quelques éléments chiffrés sur le réseau exploité par EDF.

D'autre part, un réseau électrique (comme d'autres réseaux d'infrastructure) représente un actif considérable, évoluant forcément lentement, et l'inertie qui le caractérise fait que les décisions prises n'ont d'effet que dans le temps. Ceci

signifie que la boucle de retour liant les actions sur le réseau à la satisfaction du client utilisateur de ce réseau est un indicateur à utiliser avec prudence. En effet, l'absence d'investissement sur un réseau ne se traduira pas immédiatement par une baisse du niveau de qualité de la fourniture ni par une baisse de la satisfaction du

TABLEAU I
Quelques chiffres pour situer le réseau électrique de distribution géré par EDF
Statistiques de stock et de flux annuels sur les réseaux HTA et BT

2000	(en km)	BT	HTA
	Stock souterrain	178 068	185 627
Souterrain	Pose souterrain	8 333	6 404
	Dépose souterrain	747	93
	Stock aérien	456 876	388 684
Aérien	Pose aérien	6 740	941
	Dépose aérien	16 273	3 795
	Stock total	634 944	574 311
Total	Pose totale	15 073	7 345
	Dépose totale	17 020	3 888

TABLEAU II
Nombres de postes de transformation

2000		Nombre
Postes sources	Total	2 102
	Dont 225 kV/MT	197
	Dont 90 kV/MT	562
	Dont 63 kV/MT	1 343
Postes MT/BT	Total	693 370
	Dont en urbain	192 908
	Dont en rural	492 478
	Puissance totale installée	129444 MVA

client. A l'inverse, un effort d'amélioration de la qualité au travers d'actions de renforcement de l'infrastructure de distribution ne modifiera pas instantanément la satisfaction du client. D'où la nécessité de disposer d'une boucle de retour plus courte pour le pilotage des investissements. La boucle de retour « satisfaction client » garantit sur le moyen terme l'atteinte des objectifs majeurs du distributeur.

Indépendamment de la volonté du distributeur de faire progresser la performance de son réseau, deux facteurs l'y contraignent :

- la charge croissante du réseau, dont la progression est certes moindre qu'il y a 10 ou 20 ans (les chutes de tension aug-

mentent et peuvent devenir inacceptables, les intensités dans les ouvrages

augmentent avec la consommation et peuvent dépasser les limites de tenue des ouvrages) ;

- les ouvrages vieillissants doivent être entretenus, rénovés, voire totalement renouvelés sinon leur fiabilité baisse et les pannes se multiplient.

Le distributeur doit donc définir et appliquer des règles de développement

du réseau. Il doit également définir et appliquer des règles permettant de garantir son niveau de performance et, notamment, choisir entre entretien lourd, renforcement du réseau existant, rénovation, restructuration.

Deux questions se posent ainsi au distributeur :

- que faire pour maintenir ou améliorer au moindre coût la qualité ? comment, par exemple, choisir entre accroissement de la fiabilité des composants et augmentation du nombre d'ouvrages ?
- comment définir le niveau de qualité que l'on va viser et quel en sera le coût ? comment, ensuite, s'assurer que l'on va atteindre la cible au coût convenu ?

La notion d'END, reflet de la qualité de la distribution d'électricité

En réponse à ces questions, EDF a retenu depuis plus de trente ans un processus décisionnel basé sur la valorisation de l'END, c'est-à-dire de l'énergie non distribuée, associé à des calculs classiques de bilans actualisés.

Tout réseau présente des défaillances potentielles qui, si elles surviennent,

vont se traduire pour les clients par des coupures. Ces coupures se traduiront par des kW non fournis pendant des durées variables et se quantifient, donc, en kW et en kWh. La valeur en kW identifie la profondeur de la coupure. La

La valeur en kWh intègre à la fois la profondeur et la durée.

Ces coupures seront plus ou moins longues et profondes :

- selon la qualité de la structure du réseau, la redondance des équipements, c'est-à-dire la capacité à remplacer un équipement par un autre déjà existant au moment de l'incident et la fiabilité des composants déterminant ce niveau de qualité ;
- selon la réactivité lors de l'incident (le niveau d'équipement en automatismes de reprise, en appareils télécommandables, la qualité de l'organisation vont déterminer le niveau de performance).

L'absence d'investissement sur un réseau ne se traduit pas immédiatement par une baisse du niveau de qualité de la fourniture ni par une insatisfaction du client

La nature de ces interruptions évolue dans le temps en fonction de l'évolution des réseaux et des charges. Au fil des années, la charge sur le réseau croît. La coupure en cas de défaillance devient donc de plus en plus importante, de plus en plus difficile

à éliminer. Si le réseau n'évolue pas, il apparaît même des contraintes, soit d'intensité, soit de chute de tension.

Parallèlement, le réseau vieillit et sa fiabilité décroît. La probabilité de défaillance va donc augmenter.

En fait, cette situation se trouve corrigée au moment où une action d'investissement (pour pallier la croissance ou la vétusté) ou de maintenance (pour pallier une situation de vétusté) est réalisée.

L'alimentation d'une zone va donc faire l'objet d'une analyse annuelle avec identification des éléments suivants :

- la charge transitée sur les ouvrages (Pmax) ;

- la probabilité de défaut sur chaque tronçon ; cette valeur peut être normative ou spécifique à un tronçon (p) ;
- le coût d'exploitation comme, par exemple, pour entretien ou élagage (Ce valorisé en €) ;
- le coût des pertes joules (Cpj valorisé en €) ;
- la probabilité de défaut va permettre de définir le nombre annuel de coupures probables, qui, multiplié par le temps de coupure (Tc) en cas de défaut et par la charge coupée, fournira une évaluation du nombre de kWh non desservis durant l'année, soit $End = Pmax \times p \times Tc$;
- cette valeur d'End, multipliée par le coût unitaire de l'énergie non distribuée (Cu) valorisera la défaillance sur l'année d'étude ($Cend = End \times Cu$, valorisé en €) ;
- à ces différents coûts de fonctionnement, on ajoutera les investissements I réalisés et mis en service dans l'année. Ce même calcul sera mené chaque année.

En résumé, le coût annuel de la stratégie ainsi examinée sera :

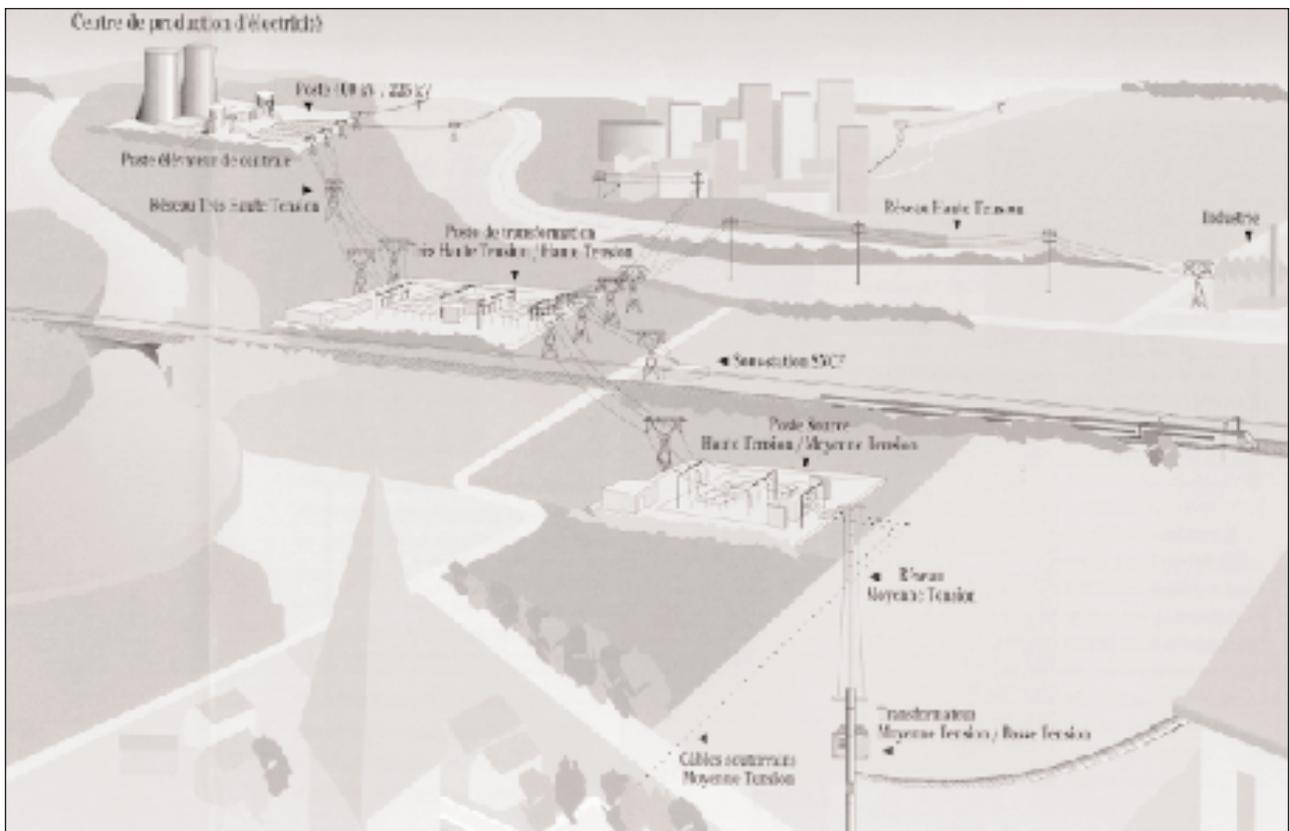


Fig. 1. Les chemins de l'électricité.

Coût total = $C_e + C_{pj} + C_{end} + I$

Et le coût actualisé au taux d'actualisation j sur une période d'étude de n années sera :

$$\sum_{i=1}^n \text{Coût total} = \sum_{i=1}^n (C_e + C_{pj} + C_{end} + I) \frac{1}{(1+j)^i} - V_f$$

dans lequel V_f correspond à la valeur finale de l'actif.

Une telle démarche permet donc d'associer à toute stratégie de développement de réseau un coût total. Elle permet de comparer diverses démarches et de retenir la démarche la meilleure, c'est-à-dire celle qui présente le coût total actualisé minimal.

A ce stade deux remarques peuvent être faites :

- le calcul est complexe et semble défini de façon uniforme pour un simple tronçon basse tension (BT), comme pour un poste source ;
- le calcul permet de comparer l'efficacité de plusieurs démarches d'évolution du réseau, mais ne permet pas de dire s'il est opportun de lancer ou non à un moment donné un renforcement de réseau. Ces deux points sont développés ci-dessous.

Un outil adapté à l'enjeu

En fait, l'équation théorique présentée au paragraphe ci-dessus va se décliner de façon différente selon la nature des ouvrages étudiés.

Pour les ouvrages basse tension, très nombreux mais pour lesquels l'enjeu financier unitaire est réduit, le calcul habituellement mené lors d'opérations décentralisées de renforcement s'appuiera uniquement sur l'identification des coûts d'investissement actualisés à leur année d'apparition et on se contentera de comparer des stratégies d'investissement : par exemple, comparer un renforcement d'un départ BT (de faible coût, mais de faible durée de vie) avec la création d'un nouveau poste HTA/BT (plus coûteux mais résolvant plus durablement le problème). Sur ces niveaux de tension, la notion d'END ne sera utilisée que dans des calculs macro-économiques :

- par exemple, pour définir les structures optimales de réseau (faut-il alimenter les postes de transformation par une ou deux alimentations selon la densité de la zone desservie ?) ;

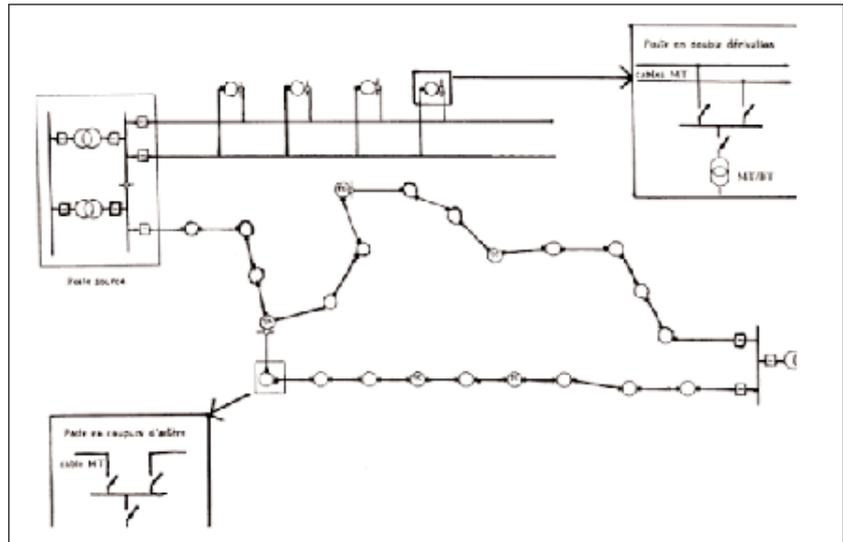


Fig. 2. Le réseau de distribution en zone urbaine. Le réseau est dit en coupure, c'est-à-dire que chaque ouvrage est alimenté par 2 chemins différents.

- ou pour définir de nouveaux matériels plus fiables, en optimisant par intégration du coût objectif d'un composant et du coût d'END probable sur sa durée de vie et en comparant ainsi diverses solutions techniques (cette démarche a ainsi permis de développer un nouveau palier de transformateur plus sûr).

Pour les ouvrages moyenne tension et les postes sources, le calcul est déployé de façon plus complète avec diverses approximations.

Pour une approximation de l'évaluation de la puissance coupée, on peut se limiter à retenir une puissance moyenne coupée lors d'un incident ; par exemple, 50 % de la P_{max} ou, mieux, une valeur P_c traduisant le taux effectif d'utilisation de l'ouvrage

($P_c = E / 8760$) où E représente l'énergie annuelle consommée associée au réseau caractérisé par la puissance P_{max} . On peut également travailler à partir de monotones de charges, c'est-à-dire des courbes de valeurs de puissances atteintes (qui permettent de mieux identifier le risque d'atteindre un niveau de puissance donnée lors d'un incident). Bien évidemment, de telles démarches imposent une automatisation forte du calcul. Pour les ouvrages les plus importants, des méthodes par tirage au sort (Méthodes de Monte Carlo) sont utilisées.

Pour ce qui concerne l'évaluation de la probabilité des incidents, lorsque le problème étudié concerne un renforcement, les probabilités de défaut sont

souvent standardisées à partir de valeurs nationales, reflet de la moyenne. Une telle démarche permet, par exemple, de bien prendre en compte l'intérêt, en termes de qualité, d'un renforcement de réseau étudié et comparé en version aérienne et souterraine.

Lorsque le problème étudié concerne une décision d'entretien lourd ou de renouvellement, on s'attache à évaluer le niveau réel de fiabilité de l'ouvrage et, ainsi, cerner au mieux la non qualité actuelle et future.

En ce qui concerne l'évaluation des temps d'interruption, pour des ouvrages de faible enjeu, on réalise l'étude à partir de temps normatif d'intervention et de dépannage ;

pour des ouvrages plus importants, l'étude est réalisée à partir de simulations des temps de coupure les plus proches de la réalité. On intègre, notamment, les temps de coupure prenant en compte les moyens de réalimentation et, par exemple, l'usage ou non de groupes électrogènes, les temps d'accès variables aux installations.

Un outil d'aide à la décision

La valorisation ainsi obtenue d'un scénario de développement de réseau permet d'en évaluer l'intérêt économique. Il est notamment possible avant chaque investissement de comparer :

- l'annuité d'investissement induit par la réalisation des travaux projetés ;
- l'économie obtenue grâce à cet investissement (le différentiel d'END annuel selon que le renforcement existe ou non, et le différentiel de pertes et de charges d'exploitation (en supposant que la réalisation de l'investissement va contribuer à réduire ces deux facteurs de charge).

Cette approche par comparaison de bilan sur la première année peut être remplacée par une évaluation sur plusieurs années. On remplace alors l'annuité par une somme d'annuités. Une approche pluriannuelle se justifie surtout lorsque les conditions d'utilisation du réseau évoluent rapidement (fort taux de croissance par exemple).

Si l'on concentre l'analyse sur l'utilisation de l'END et que l'on néglige l'impact de la variation du coût des pertes et des charges d'exploitation, on voit que l'indifférence entre engager l'investissement ou non a lieu lorsque l'annuité de celui-ci correspond à l'END épargnée grâce à l'investissement.

La démarche est en pratique différente :

- selon que l'investissement est prévu pour lever une contrainte d'alimentation directe (on dit, couramment, « normale ») ; compte tenu de la puissance qu'un nouveau client industriel a prévu d'appeler, le réseau risque d'être en surcharge et, si l'investissement n'est pas réalisé, il y a risque de coupure de la clientèle ; dans ce cas, la contrainte, dite d'alimentation normale, déclenche l'investissement (d'ailleurs, un calcul d'END conduirait à une décision similaire, car la valorisation d'une coupure permanente serait très importante ;
- selon que l'investissement est prévu pour lever une contrainte de qualité (ou de secours, c'est-à-dire de ré-alimentation en cas de défaillance de l'alimentation normale) ; dans ce cas, le calcul de l'END sera réalisé et servira effectivement à engager ou non le renforcement du réseau ;

- selon que l'investissement concerne un problème de chute de tension ; dans ce dernier cas, la démarche est variable ; soit le renforcement est engagé sur dépassement de seuil, sans qu'une valorisation de la gêne ne soit effectuée (puisqu'il s'agit d'une contrainte réglementaire), soit on assi-

mile un niveau important de chute de tension, par exemple 20 %, à une coupure, soit on introduit un autre indicateur évaluant économiquement la gêne liée à la chute de tension ; cette démarche expérimentée dans les années 70 est aujourd'hui abandonnée (elle était appuyée sur la notion de %² kWh, signifiant par là que la gêne induite par la chute de tension était proportionnelle à l'énergie utilisée et au carré de la chute de tension).

Comment valoriser l'END ?

On voit le rôle que peut jouer la valeur de l'END dans la détermination de la date optimale d'engagement des investissements. Il importe donc d'en définir une valeur robuste.

Compte tenu de la définition induite par les chapitres précédents - le coût que l'opérateur de réseau est prêt à engager pour éviter que cette énergie ne soit interrompue - il convient de chercher à représenter la valorisation que donne le client au fait de ne pas avoir d'électricité. Cela permet ainsi de passer d'une valorisation implicite à dire d'experts à une valorisation explicite.

Différentes études ont été faites au fil des années sur ce sujet. L'approche est assez différente selon la nature du client. La dernière étude importante date de 1993. Les résultats essentiels sont repris ci-dessous.

Le processus décisionnel est basé sur la valorisation de l'énergie non distribuée (END), associée à des calculs classiques de bilans actualisés

En premier lieu, un sondage mené auprès de clients contenait la question suivante :

«si EDF présentait en option un courant de qualité supérieure, quelle somme seriez-vous prêt à payer en plus pour obtenir cette option ?»

Et l'on constate en fait :

- que les clients ont une idée très approximative du niveau de qualité de leur fourniture ;
 - que leur réaction dépend de la qualité de la fourniture dont ils ont bénéficié dans le proche passé ;
- Les résultats traduits en coût d'END seraient :
- pour les ménages, entre 9 et 21 francs ;
 - pour les ACP, entre 6 et 17 francs ;
 - pour les PME PMI, entre 10 et 54 francs ;
 - pour la grande industrie, entre 24 et 144 francs.

Au-delà de ce sondage, les études menées sur l'évaluation de la gêne et des pertes de production ont conduit aux résultats suivants.

Pour un client industriel, l'approche du problème est en général assez rationnelle. L'absence d'électricité empêche l'industriel de produire et il est donc possible de rapporter le manque à gagner au kWh manquant. Le calcul peut devenir difficile et imprécis si on cherche à ajouter à la perte de production des facteurs tels que perte d'image, par exemple. Enfin, on constate que la coupure, même de très courte durée, désorganise la production et se traduit

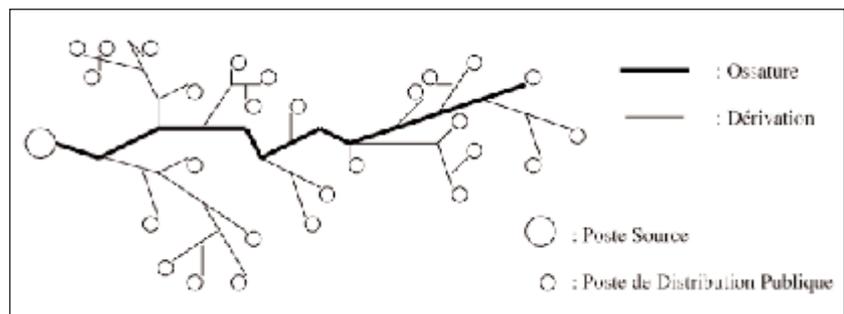


Fig. 3. Le réseau de distribution en zone rurale. Le réseau est dit en antenne. Chaque poste est alimenté par une seule ligne, les postes étant regroupés en grappes.

par une gêne plus liée à la puissance qu'à l'énergie coupée.

On peut retenir des valeurs de l'ordre de :

- en deçà de 15mn, 15 à 20 francs par kWh coupé ;

- en deçà de quelques heures, 50 francs par kWh liée à la perte de production ;

- au-delà, 26 francs par kWh lié à la perte de valeur ajoutée.

Pour un client domestique, l'approche est plus qualitative. La valorisation peut être différente selon l'heure de la coupure et selon sa durée. La nuit, la coupure est peu gênante. Elle le sera beaucoup plus au moment du repas, par exemple. Une coupure de courte durée sur des usages thermiques est totalement compensée lors de la remise en service, la gêne est alors très réduite. La coupure de très courte durée entraîne cependant le dysfonctionnement des appareils électroniques (programmateurs...). L'étude a recherché à valoriser les activités de soirée (télévision, loisirs), les activités liées au repas, les travaux managers, la toilette, le risque de perte de denrées, la gêne liée aux usages collectifs d'immeubles et d'espaces publics. Le chauffage et l'eau chaude ne doivent pas être valorisés pour des coupures de courte durée.

On peut retenir des valeurs de l'ordre de :

- en deçà d'une heure, 57 francs par kWh (avec un pic en soirée à 200 francs) ;

- au-delà d'une heure, 83 francs par kWh ;

- au-delà de 12 heures, 138 francs.

La précision de l'approche voudrait que la valorisation soit différente selon l'heure de la coupure. Ceci a été exclus pour des raisons de complexité de calcul et l'évaluation est moyennée.

Il serait également intéressant de faire varier le coût unitaire de l'END en fonction de la durée de la coupure (fonction croissante). Ceci a été testé, puis abandonné, notamment du fait de la complexité induite.

En fait, seuls deux paramètres sont aujourd'hui retenus, moyennés pour tenir compte des valeurs citées ci-dessus :

- la puissance coupée, permettant de prendre en compte la gêne de la cou-

pure quelle que soit la durée, valorisée aujourd'hui à 0,75 € par kW ;

- l'énergie coupée valorisée à 9,15 € par kWh coupé.

Ces évaluations représentent à peu près la valeur que les clients attribuent à la gêne induite par les coupures.

En fait, vu le rôle que va jouer la valorisation de l'END dans le calage de certaines politiques d'amélioration de la qualité, l'entreprise EDF a parfois souhaité retenir une valeur spécifique d'END pour certains types d'incidents, afin de mieux représenter la gêne associée au risque. Ainsi, en 1995, l'entreprise a décidé de renforcer son action de lutte contre les incidents de grande ampleur consécutifs à des incidents de nature technologique ou liés à des aléas climatiques. Pour traduire cette ambition, il a été décidé de valoriser l'END spécifique à ces incidents au double de sa valeur de base, soit 20 €. Il est utile de rapprocher ces valeurs d'END du coût d'acheminement du kWh et, ainsi, constater que la valorisation de la défaillance est de l'ordre de 200 fois la valeur du bien distribué. Ce ratio montre l'ambition de qualité ainsi affichée qui, bien sûr, traduit le rôle essentiel que joue l'électricité dans la vie collective.

Quelles solutions alternatives ?

L'END n'est pas le seul outil permettant de dimensionner les réseaux. Même si de nombreux distributeurs d'électricité l'utilisent sous cette forme, d'autres démarches souvent plus simples peuvent être mises en œuvre, notamment :

- pour ce qui concerne les démarches prescrivant des principes techniques de dimensionnement, on ne cherche pas à valoriser la décision, mais à faire en sorte que la décision respecte un cadre normatif prédéterminé (on dira ainsi : «tout poste raccordé sur un câble souterrain sera connecté par deux alimentations en coupure») ;

- pour les démarches utilisant des seuils, un investissement est engagé dès qu'une grandeur dépasse un seuil («Le réseau sera renforcé dès que la perte d'un ouvrage d'alimentation induit une coupure après manœuvres»).

De telles démarches permettent une décentralisation aisée de la décision. Elles permettent de développer des solutions standards utiles pour définir les niveaux basiques de performance. Les principes techniques peuvent d'ailleurs être issus d'une analyse économique macroscopique intégrant la valorisation de la non qualité.

La démarche de seuil présente une volonté de péréquation du service représentant bien une vision de service public. Elle débouche sur une communication externe aisée : «nous garantissons à tout client tel niveau de performance».

En revanche, elles permettent mal la régulation économique. En effet, la prise de décision n'est conditionnée par aucun critère d'efficacité. Le risque existe alors d'investir pour un bénéfice ou un service très limité.

On en déduit aisément que la bonne solution réside sans doute dans un juste compromis entre une qualité de base fondée sur des seuils et des principes de référence, associée à une différenciation fondée sur l'efficacité économique, qui va permettre de renforcer le niveau de performance chaque fois que cela se justifie.

Garantir un seuil de qualité de base

L'énergie non distribuée telle que présentée ci-dessus répond bien aux objectifs affichés :

- constituer un outil de décentralisation de la décision ;

- garantir la gestion de long terme d'un patrimoine important ;

- mais aussi, tenir compte de l'efficacité économique des investissements et garantir la régulation des investissements.

Chaque fois qu'EDF a été confronté à la construction de programmes d'amélioration de la qualité de fourniture sous contrainte financière, l'END a constitué un outil d'aide à la décision efficace dans une approche macro-économique. L'utilisation d'outils informatiques de calcul de réseau appuyé sur une base de données descriptive de la topologie du réseau a permis de réduire la complexité de l'approche. Les

études de dimensionnement du réseau moyenne tension pour éviter les conséquences des aléas climatiques importants constituent le dernier exemple pouvant être mis à l'appui de cette affirmation.

Il convient de garder présent à l'esprit deux points forts :

- le niveau de valorisation de l'END traduit un compromis entre des objectifs de progrès et des possibilités financières dégagées par l'opérateur ; il ne peut en aucun cas servir d'indemnisation d'une gêne, car il annulerait les possibilités de financement de l'amélioration de la qualité pour l'opérateur ;

- la valorisation de la gêne par un coût au kWh favorise les zones denses et doit donc être rééquilibrée par une logique de seuil (tel qu'existant aujourd'hui dans le contrat entre le distributeur national et l'Etat), garantissant à tous les clients un seuil de qualité de base. ●