

III. ÉNERGIE

A. ASPECTS CONCEPTUELS ET MÉTHODOLOGIQUES

Comme dans les autres domaines, les dommages survenus dans le secteur de l'électricité se divisent en dommages directs et indirects, à partir desquels on peut établir les effets secondaires. Les premiers se rapportent aux dégâts immédiats subis par l'infrastructure physique et par les stocks disponibles lors de la catastrophe. Les seconds couvrent les coûts encourus pour répondre à la demande d'électricité au cours de la période de réhabilitation et les revenus nets ou bénéfiques non perçus pendant cette période, lesquels sont inclus, avec les autres effets, dans l'évaluation des impacts macro-économiques globaux (effets secondaires).

Pour ce qui est de l'infrastructure endommagée, il faut considérer les coûts de réparation et de reconstruction nécessaires pour que les installations retrouvent leur capacité opérationnelle antérieure. Comme dans les autres secteurs, on doit décider si la capacité opérationnelle rétablie doit être équivalente à ce qu'elle était auparavant ou s'il faut plutôt opter pour les caractéristiques normales de rendement et de sécurité que présentent ce genre d'installations au moment des réparations ou de la reconstruction. En fait, ce dernier critère est utilisé quand il faut refaire ou remplacer des ouvrages et des équipements inutilisables. Répétons encore une fois que l'évaluation au coût de remplacement, qui comprend les améliorations techniques, donne une idée plus juste du coût des travaux à effectuer et des ressources financières nécessaires.

Soulignons que l'évaluation des coûts doit inclure une estimation de la période requise pour réaliser les travaux, qui permettra ensuite d'établir les coûts de satisfaction de la demande provisoire, comme on le verra plus loin dans la partie sur les dommages indirects.

Fondée sur les coûts de remplacement, selon les prix du marché en vigueur, l'évaluation des équipements, du matériel et des matières premières touchés ou détruits par la catastrophe est beaucoup plus facile. S'il n'existe pas de produits identiques au moment de l'évaluation, on utilise ceux qui donnent les résultats les plus proches ou semblables.

La quantification des dommages indirects est plus complexe car elle repose, en grande partie, sur des estimations. Il faut d'abord prévoir le comportement de l'offre et de la demande pendant la période de réhabilitation. On doit ensuite comparer les résultats financiers obtenus au cours de cette période à ceux qui auraient pu être atteints s'il n'y avait pas eu de catastrophe. La projection « après la catastrophe » est forcément inférieure à la prévision « sans catastrophe », car les besoins ou le pouvoir d'achat des principaux consommateurs sont réduits. Il peut également se produire, quoique cela soit moins probable, une hausse de la demande attribuable aux besoins extraordinaires en

énergie liés aux travaux de reconstruction. En fait, les deux situations peuvent survenir simultanément, auquel cas il est nécessaire d'établir le bilan net.

Une fois déterminée la demande après la catastrophe, qui peut être égale, inférieure ou supérieure à la normale, on procède à l'identification des moyens permettant d'y répondre. L'énergie nécessaire doit être fournie de manière à obtenir des résultats opportuns et fiables; c'est le critère général à observer. On évalue ensuite les coûts d'investissement et d'exploitation, ces derniers étant fondés sur le temps requis pour la réhabilitation des installations. Les coûts d'investissement se rapportent essentiellement à l'acquisition d'équipements, à l'exploitation et aux coûts des pièces et de la main-d'oeuvre. Soulignons que l'élément main-d'oeuvre doit comporter les salaires du personnel permanent ayant temporairement cessé de travailler pour diverses raisons imputables à la catastrophe.

On effectue enfin l'évaluation des dommages indirects. Pour ce faire, il faut d'abord estimer les revenus nets susceptibles d'être perçus pendant la période de réhabilitation. À cet égard, le coût de fourniture de l'énergie supplémentaire dont il a été fait mention plus haut, outre les frais d'exploitation normaux de l'entreprise pendant la période de remise en état, doit être soustrait du chiffre d'affaires estimé pour cette période. Il faut noter que ces revenus nets peuvent être plus ou moins négatifs en fonction du pouvoir d'achat des consommateurs après la catastrophe. On évalue ensuite les revenus nets qui auraient été perçus s'il n'y avait pas eu de sinistre, en soustrayant les coûts totaux des rentrées brutes, comme dans l'exercice précédent. On trouve souvent ces informations dans les registres des entreprises du secteur, plus précisément auprès des services de programmation à court et moyen terme. Dans le cas de revenus réels négatifs, la différence algébrique entre les deux revenus nets représente le coût total des dommages indirects. Il faut noter que les coûts additionnels de fourniture provisoire d'énergie ainsi que le manque à gagner en raison de la catastrophe sont dûment pris en compte dans ces dommages.

Les estimations des coûts des dommages directs et indirects se divisent, d'une part, en leurs composantes monnaie nationale et monnaie étrangère pour les calculs globaux concernant la balance des paiements et, d'autre part, en leurs composantes gouvernement et entreprises privées en vue de l'estimation des comptes nationaux pour le calcul des effets secondaires.

Les méthodes d'évaluation employées dans les secteurs de l'électricité et du pétrole sont décrites ci-après .

B. SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

1. Dommages directs

Dans le secteur de l'électricité, les dommages directs se divisent en trois grandes catégories : installations de production, systèmes de transport et de distribution et centres de répartition.

a. Installations de production

La production d'énergie électrique comprend, d'une part, les complexes hydro-électriques et géothermiques et, d'autre part, les centrales thermiques classiques à vapeur, diesel et gaz. Il sera d'abord question ici des ouvrages publics servant à emmagasiner l'énergie hydraulique et géothermique correspondant à ces types de production, selon leurs caractéristiques propres, et ensuite des centrales proprement dites où se trouvent les équipements de transformation de l'énergie primaire en électricité

Dans la production hydro-électrique, la gestion des ressources hydriques exige souvent toute une gamme d'installations : barrages réservoirs et de dérivation, canaux, tunnels, réservoirs à oscillation, canalisations renforcées, etc. À cet égard, soulignons que les dommages subis par ces ouvrages doivent être réparés de manière à pouvoir rétablir les débits d'eau nécessaires à la production d'électricité, faute de quoi la centrale ne pourrait recommencer à fonctionner, avec les pertes qui s'ensuivent sur le réseau dans son ensemble. Les installations en question sont souvent éloignées des voies principales de communication et peuvent être difficile d'accès, du moins à certaines époques de l'année. Il faut alors inclure dans les effets directs les coûts additionnels d'établissement des voies de communication (qui ne sont pas pris en compte dans le secteur des transports).

Pour évaluer les coûts de réhabilitation et de reconstruction, on doit d'abord établir les valeurs suivantes : mètres cubes de terrassement, y compris le matériel particulier nécessaire, quantités de béton par type et résistance, longueur et autres caractéristiques des ouvrages d'acheminement, liste des éléments mécaniques principaux et des installations spéciales. On estime ensuite les coûts à partir des valeurs unitaires actuelles correspondant à ce type d'ouvrage. On peut aussi, en fonction des informations disponibles, suivre une procédure plus détaillée qui tiendrait compte de la main-d'oeuvre par spécialité, des quantités de matières premières, du temps d'utilisation des équipements de construction, ainsi que des coûts unitaires correspondants. Il faut noter que dans les deux cas, le type de dommage subi, l'accessibilité des matières premières essentielles (terre, sable et gravier) et la disponibilité de la main-d'oeuvre, qualifiée ou non, sont des facteurs très importants dans l'évaluation des coûts directs. Dans ce domaine, les prix fixés et les évaluations établies par les entrepreneurs ayant travaillé récemment dans la zone concernée ou dans des régions présentant des conditions semblables constituent une source utile d'information

En ce qui a trait à la production d'énergie géothermique, l'extraction et la gestion des ressources comprennent les puits d'alimentation, les canalisations d'acheminement et les équipements spécialisés servant au traitement et à la concentration de la vapeur d'eau. L'évaluation des dommages se rapportant à la disponibilité et à l'accessibilité des ressources souterraines requiert l'intervention d'experts et la réalisation d'études sur le terrain, éléments qui ne seront pas abordés ici. L'expert chargé de l'évaluation doit toutefois tenter d'effectuer des estimations à partir des coûts moyens actualisés des puits dans la zone concernée ou dans d'autres lieux dont les caractéristiques naturelles sont semblables. Pour le reste des installations, il faut suivre les procédures décrites précédemment pour les ouvrages hydro-électriques.

Les autres éléments d'infrastructure servant à la production d'électricité sont les centrales elles-mêmes, c'est-à-dire le bâtiment avec tous les équipements mécaniques, électriques et électroniques. On doit d'abord considérer les équipements qui fournissent la force motrice à l'alternateur. Ils diffèrent beaucoup selon qu'il s'agit d'une centrale hydro-électrique ou d'une centrale qui utilise l'énergie thermique fournie par des chaudières, des réservoirs sous pression, des turbines à vapeur et à gaz, etc. Les premières sont conçues individuellement en fonction des caractéristiques des sites et leur remplacement doit également être envisagé au cas par cas. Les coûts respectifs peuvent toutefois être estimés en actualisant les investissements d'origine à partir d'indices reflétant la tendance des prix internationaux d'équipements semblables. Il est aussi possible de consulter les statistiques et les catalogues des fabricants qui présentent les coûts des équipements de concentration d'énergie hydraulique dans les centrales hydro-électriques, en fonction de la hauteur d'eau (mètres) et du débit (m^3/s).

L'équipement de contrôle mécanique de l'énergie thermique produite par la vapeur d'eau et la combustion de dérivés du pétrole est à peu près toujours le même, malgré des caractéristiques spécifiques propres à la taille et au type d'installation. Dans cette catégorie entrent les centrales géothermiques ainsi que les centrales classiques classées selon le type de combustible employé-, c'est-à-dire la vapeur, le diesel ou le gaz.

Le calcul des coûts de remplacement peut s'inspirer des procédures générales indiquées pour les centrales hydro-électriques, ce qui s'avère généralement moins difficile dans ce cas, en raison de l'uniformité des installations. Les centrales sont dotées de toute une gamme d'équipements principalement électromécaniques qui, à partir de l'alternateur, convertissent en électricité l'énergie hydraulique, l'énergie géothermique et l'énergie provenant des dérivés du pétrole-. De manière générale, ces équipements sont semblables pour les divers types de centrales électriques. Ils peuvent toutefois présenter des variations selon leur degré de modernité et les fonctions spéciales qu'ils accomplissent. Pour déterminer les coûts de remplacement, il faut d'abord connaître les investissements initiaux, en particulier - s'ils ne sont pas trop anciens-, et les actualiser de manière à tenir compte de l'inflation à l'échelle internationale. On peut aussi consulter les catalogues des fabricants ou les publications spécialisées (sur ce point, voir les informations présentées dans l'annexe).

Les remarques précédentes valent lorsqu'il est nécessaire de remplacer toutes les installations. Si les dégâts sont moins importants et ne requièrent que des réparations ou une réhabilitation, l'évaluation des coûts doit être précédée d'une estimation technique de l'ampleur des dégâts et des possibilités réelles de réparation. Les travaux doivent être effectués par un personnel spécialisé possédant une solide expérience dans la réparation et l'entretien de ce type d'équipement. Afin d'obtenir des chiffres plus précis, il convient de réaliser des tests en laboratoire sur les éléments touchés, ce qui ne peut être fait pendant le laps de temps relativement court dont dispose l'expert chargé de l'évaluation pour déterminer les dommages directs causés par une catastrophe.

L'estimation des dommages directs subis par les bâtiments qui abritent les installations de production se fait comme celle des autres bâtiments (voir plus loin).

b. Systèmes de transport et de distribution

Cette section traite des lignes de transport, de transport secondaire et de distribution, ainsi que des sous-stations de tous types associés directement au transport de l'énergie électrique, des centres de production jusqu'aux consommateurs.

On considère d'abord les lignes haute tension montées sur de grands pylônes coûteux. Pour évaluer les dommages, il faut procéder à des inspections visuelles en utilisant un moyen de transport rapide, un véhicule automobile quand les lignes sont situées à proximité de routes praticables, un avion ou un hélicoptère quand elles sont isolées. On doit compter le nombre de pylônes endommagés, spécifier leurs types et déterminer ensuite le nombre de kilomètres de câbles concernés. En ce qui a trait aux autres lignes sur pylônes à portée uniforme, il suffit de connaître le nombre de kilomètres de lignes endommagées, en précisant si les dégâts se limitent aux structures de soutien ou s'ils touchent également d'importants tronçons de câbles. Il convient par ailleurs de connaître le nombre de transformateurs et autres équipements des réseaux de distribution ayant subi des dommages.

On établit ensuite une liste des sous-stations touchées en indiquant le plus précisément possible les équipements endommagés, notamment dans les bâtiments constituant les sous-stations principales et à l'extérieur

À partir des renseignements recueillis lors de l'inspection de ces installations, on détermine les coûts correspondants. On utilise pour ce faire les informations disponibles dans les centrales électriques en question ou dans celles qui se trouvent à proximité. Comme il s'agit de données employées assez fréquemment, on devrait être en mesure de les obtenir dans un délai raisonnable. On peut également se servir, comme dans le cas des ouvrages de production, des coûts globaux ou ventilés détenus par les entrepreneurs possédant une expérience pertinente dans la région, et consulter des statistiques et des catalogues de coûts.

Les remarques précédentes concernant l'évaluation des dommages partiels, c'est-à-dire qui ne nécessitent pas le remplacement total des installations, valent également pour les installations de transport et de distribution d'électricité.

c. Centres de répartition et autres ouvrages

Les autres installations importantes des entreprises d'électricité sont les centres de contrôle et de répartition de l'électricité et les bâtiments administratifs. Les premiers abritent toute une gamme d'équipements de surveillance et de contrôle du transport de l'énergie électrique, des centrales aux zones de consommation. Ces installations vont des plus élémentaires, avec contrôles manuels, aux plus complexes, dotées de systèmes modernes de télémessure et de calcul électronique permettant d'atteindre un degré élevé d'automatisation et d'optimisation des fonctions essentielles. Pour évaluer les dommages nécessitant la reconstruction totale des ouvrages, il faut utiliser les coûts globaux applicables selon le type de centre de répartition. Quand il s'agit d'équipements et de structures partiellement endommagés, on établit un inventaire des parties touchées et on estime l'importance et l'étendue des dégâts, ce qui requiert, dans le cas des appareils spécialisés, l'aide d'experts.

Les dommages causés aux bâtiments administratifs et autres installations peuvent être évalués assez facilement car ce sont des structures et des constructions bien connus. Il faut d'abord obtenir les prix globaux moyens par unité de surface au sol ou couverture horizontale. Pour une estimation plus précise, on se sert du prix unitaire des principaux éléments des ouvrages : planchers, murs, plafonds, fenêtres, etc

2. Dommages indirects

Comme cela a été mentionné précédemment, les dommages indirects comprennent le coût additionnel de satisfaction des besoins en énergie pendant la période de réhabilitation des installations, de même que les revenus nets ou les bénéfices qui ne sont pas perçus par les entreprises au cours de cette période

a. Distribution provisoire d'électricité

Pour pouvoir calculer le coût associé à la fourniture provisoire d'énergie électrique, il faut estimer la période de remise en état de l'infrastructure ou de rétablissement des conditions normales de fonctionnement. Ce facteur dépend essentiellement de l'étendue et de l'intensité de la catastrophe naturelle et doit être déterminé à partir de l'évaluation des dommages directs dont il a été question plus haut. On estime ensuite la demande réelle en électricité pendant la période concernée. Pour bien mesurer et caractériser cette demande, il faut tenir compte de l'incidence de la catastrophe dans les principaux secteurs de consommation (qui comprennent normalement l'industrie, le commerce et le secteur résidentiel). On doit initialement prévoir la demande à partir des critères suivants : demande résidentielle en fonction du nombre d'habitations non touchées, besoins industriels établis à partir des usines en mesure de continuer à fonc-

tionner et de la demande de leurs produits, et besoins commerciaux en tenant compte de la capacité opérationnelle des établissements se trouvant dans la zone concernée. Il convient d'estimer, dans tous les secteurs, le pouvoir d'achat des clients pendant la période suivant la catastrophe, lequel influe nécessairement sur la demande. Tous ces éléments serviront à établir l'importance et les caractéristiques de la demande globale en énergie électrique.

L'expert chargé de l'évaluation examine ensuite les autres moyens de satisfaire la demande provisoire qui, comme nous l'avons mentionné précédemment, est généralement plus faible que ce qu'elle aurait été en l'absence de catastrophe, même s'il peut arriver exceptionnellement qu'elle soit plus élevée. Il faut envisager des solutions qui assurent un rétablissement rapide du service

Dans le cas des installations isolées, il est intéressant d'utiliser des ensembles d'équipements qui peuvent être transportés et installés rapidement dans les principaux centres de distribution. On peut obtenir assez facilement les coûts d'investissement dans les catalogues spécialisés ou à partir des achats récents de ce type d'équipements pour des besoins particuliers, comme les installations d'urgence destinées aux centres industriels ou aux populations isolées du réseau électrique national

On peut déterminer les coûts d'exploitation à partir de la consommation de combustible et du coût de celui-ci dans la région choisie pour les installations provisoires, lesquelles doivent être situées le plus près possible des centres où la demande est la plus grande. L'estimation est complétée en ajoutant les frais de main-d'oeuvre et de matériel, que l'on peut généralement obtenir dans la comptabilité des entreprises d'électricité, dans les rubriques se rapportant à l'exploitation d'équipements identiques ou comparables.

Pour ce qui est des réseaux interconnectés se trouvant relativement près de réseaux voisins, il est assez facile d'estimer les coûts d'approvisionnement provisoire en électricité. On doit d'abord vérifier si le ou les réseaux voisins sont en mesure de fournir l'énergie et la puissance voulues. Il faut ensuite calculer les coûts réels d'interconnexion, opération qui peut nécessiter, dans certains cas, la réalisation de nouveaux investissements, comme des tronçons de lignes de transport, des équipements de sous-stations, etc. Puis on détermine les tarifs auxquels on peut obtenir l'électricité requise. S'il n'existe pas d'accord pour ce type d'urgence, on établit un tarif raisonnable à partir de la majoration des coûts d'exploitation du réseau assurant le service provisoire. Il peut arriver aussi qu'une partie seulement des besoins soit satisfaite par les réseaux voisins. On applique alors les procédures indiquées auparavant pour les réseaux isolés et intégrés, en fonction du degré de contribution de chacun d'eux. Soulignons que, comme il s'agit d'établir les coûts additionnels du service provisoire, la baisse des coûts d'exploitation, due notamment à l'arrêt du fonctionnement de certaines unités de production en raison de la catastrophe, doit être considérée dans ces estimations et dans toutes les situations décrites précédemment.

b. Autres dommages indirects

Cette partie concerne essentiellement les bénéfices non réalisés par l'entreprise d'électricité pendant la période de réhabilitation des installations et de normalisation de la demande. On peut supposer en toute logique que les consommateurs, qui ont besoin d'électricité pour accélérer le rétablissement de leurs activités (ou au moins d'une partie de celles-ci), possèdent une capacité de payer réduite en raison de la baisse de leurs revenus normaux. Pour tenir compte de ce facteur, on peut fixer provisoirement un tarif moins élevé. On évalue ensuite les revenus bruts de même que la demande réelle prévue, dont il a été question dans les paragraphes précédents. Les coûts totaux pendant la période de relèvement, qui comprennent les frais additionnels du service provisoire indiqués plus haut et les coûts normaux de l'entreprise, doivent être soustraits des revenus bruts. On obtient ainsi les revenus nets, qui peuvent être négatifs quand les frais augmentent et que les revenus diminuent.

On estime ensuite les revenus nets en supposant que la catastrophe n'a pas eu lieu. On établit, d'une part, les revenus prévus, en prenant les revenus moyens attendus à partir de la prévision normale de la demande et, d'autre part, les coûts prévus, directs et indirects, en se fondant sur les tendances récentes, ce qui permet d'obtenir les revenus nets dans les conditions normales. Mentionnons que ces bénéfices sont en principe réinvestis en grande partie par les entreprises d'électricité pour faire face de manière adéquate et opportune à la demande future. Toute diminution importante de ceux-ci entraîne la nécessité de souscrire de nouveaux emprunts qui sont accordés en fonction de la rentabilité de l'entreprise. Les estimations relatives à ce deuxième scénario sont généralement disponibles auprès des entreprises d'électricité, car leur activité requiert une planification à court et moyen terme actualisée en permanence.

Les dommages indirects, qui dans ce cas équivalent aux bénéfices ou excédents non perçus, sont déterminés en calculant la différence algébrique entre les revenus nets dans le scénario normal, sans catastrophe, et ceux correspondant à la situation réelle estimée, qui incluent les coûts additionnels de fourniture du service pendant la période de réhabilitation. Soulignons que lorsque les revenus nets perçus dans ce dernier scénario sont négatifs, on doit les additionner aux revenus nets estimés dans le scénario normal, afin d'obtenir la réduction totale des bénéfices attribuable à la catastrophe.

3. Composante importée et ventilation des coûts

Quand on cherche à évaluer les effets de la catastrophe sur la balance des paiements et sur la comptabilité nationale, on doit ventiler les coûts directs et indirects entre les dépenses en devises étrangères et dans la monnaie nationale et entre les dépenses du secteur public et du secteur privé. En ce qui a trait aux coûts directs, tous les équipements, le matériel et la main-d'oeuvre spécialisée non disponibles dans le pays, qui doivent être importés pour la remise en état des ouvrages, entrent dans les dépenses en devises étrangères.

Les dépenses locales couvrent principalement les coûts de construction et de réparation encourus, par exemple, pour les travaux d'arpentage, le terrassement et la construction des structures. Ce dernier élément peut toutefois entraîner d'importants frais en devises étrangères pour l'achat de matériel spécialisé, de tracteurs, de camions, de grues, etc., que l'on ne trouve pas sur place et qu'il est nécessaire d'importer. L'évaluation se fait en consultant la comptabilité des entreprises d'électricité ou les archives des entrepreneurs ayant réalisé récemment ce type de travaux dans la région.

La composante en devises étrangères des coûts indirects ne s'applique qu'aux dépenses servant à satisfaire provisoirement la demande d'électricité, en fonction des équipements et du matériel devant être importés à cette fin. On doit inclure également les coûts d'importation d'électricité, s'il y a lieu.

La ventilation des coûts entre les dépenses publiques et privées dépend fondamentalement du statut de l'entreprise d'électricité. En outre, quand c'est le gouvernement qui assure les services d'électricité, il faut considérer la participation possible d'entrepreneurs privés aux opérations de réhabilitation, des marchés étant généralement attribués pour les travaux de reconstruction ou de réparation.

C. SECTEUR PÉTROLIER

1. Dommages directs

a. Installations de production

Le pétrole est produit à partir de brut extrait au moyen de puits creusés sur terre ou en mer. Les phases ultérieures, soit le transport et le stockage en vue du raffinage ou de l'exportation, sont comprises dans le transport spécialisé et doivent être considérées dans l'évaluation sectorielle correspondante.

Le creusage et le contrôle des puits nécessitent l'utilisation de structures, d'équipements et d'installations conçus en grande partie selon les besoins et les caractéristiques de l'environnement géographique. Ces éléments comprennent les tours de forage, les foreuses grande profondeur, les plates-formes marines et toute une gamme de canalisations et d'équipements permettant de contrôler les flux. L'évaluation des dommages liés à l'accessibilité des ressources souterraines ou sous-marines et à la capacité de production des puits touchés par une catastrophe naturelle nécessite la participation d'experts chargés d'effectuer des études et des travaux sur le terrain.

En général, ces activités se situent hors du cadre du présent rapport, qui porte plutôt sur les estimations pouvant être réalisées à court terme. Lorsqu'un site est totalement détruit, le montant des investissements déjà réalisés, actualisés à la date de la catastrophe constitue une première approximation des dommages directs; quant aux dommages indirects, ils correspondent à la valeur commerciale nette de la production non perçue pendant la période de réhabilitation. On peut affiner davantage ces es-

timations en évaluant les dégâts causés aux tours de forage, aux foreuses, aux équipements auxiliaires, etc

Quand les installations doivent être complètement remplacées, les estimations peuvent reposer sur des coûts types (actualisés) généralement disponibles dans les archives de l'entreprise. On peut également obtenir des données sur le coût de l'équipement industriel en consultant les catalogues des fabricants. Les entrepreneurs qui détiennent une expérience pertinente constituent une autre source intéressante d'information. Dans le cas de la réparation de structures et d'équipements partiellement endommagés, il faut d'abord déterminer la gravité et l'étendue des dégâts. Cette tâche ne peut être effectuée que par des techniciens qualifiés possédant une bonne expérience dans les travaux de remise en état et de maintenance et connaissant de préférence les installations touchées.

b. Raffineries

Les usines qui transforment le pétrole en produits dérivés peuvent être simples, quand elles ne réalisent que la distillation primaire, ou complexes, quand elles sont dotées de matériel perfectionné destiné à retraiter certains produits ou à extraire des substances nocives, comme le soufre. Les raffineries sont constituées généralement de tours de traitement, de réservoirs de stockage, de canalisations métalliques de diverses tailles, de soupapes et d'autres éléments servant à l'acheminement et à la régulation des fluides. L'évaluation des dommages causés par une catastrophe peut être effectuée en suivant des procédures proches de celles décrites dans la section précédente sur les centrales thermiques de production d'électricité. En effet, une grande partie des éléments constituant ces installations sont identiques ou semblables à ceux utilisés dans d'autres ouvrages industriels.

c. Installations de distribution

La distribution et la vente des produits dérivés du pétrole peuvent se répartir ainsi, selon les grands secteurs de consommation : les combustibles gazeux dans le secteur domestique-industriel, les combustibles liquides dans les secteurs du transport routier, maritime et aérien et les résidus bitumineux généralement dans la construction des routes. Les installations de base comprennent, d'une part, les pipelines, les réservoirs de stockage, les stations de pompage et, d'autre part, les stations service pour l'approvisionnement des véhicules automobiles et des petites embarcations. Les premières relèvent essentiellement du secteur des transports ou de l'industrie. L'évaluation des dommages causés au deuxième type d'installations doit être effectuée de la manière indiquée ailleurs pour ce type d'ouvrage.

d. Autres ouvrages

Les bâtiments administratifs de l'entreprise et les centres de loisirs destinés au personnel entrent dans cette catégorie. Comme cela a été mentionné plus haut, ces struc-

tures sont communes à tous les secteurs. Il faut donc employer les techniques déjà décrites pour les habitations détruites.

2. Dommages indirects

Les dommages indirects comprennent, d'une part, le coût additionnel de fourniture du pétrole ou de ses dérivés pour répondre à la demande énergétique pendant la période de reconstruction ou de réhabilitation des ouvrages touchés et, d'autre part, les sommes nettes non perçues au cours de cette période, y compris les coûts additionnels également mentionnés plus haut.

a. Fourniture provisoire de pétrole et de ses dérivés

L'évaluation des coûts relatifs à l'approvisionnement provisoire en hydrocarbures doit se fonder sur l'importance et les caractéristiques des dégâts survenus et sur la durée des travaux de réhabilitation. Ces deux facteurs ont déjà été déterminés lors de l'estimation des dommages directs. On établit ensuite la demande de pétrole et de produits dérivés à satisfaire pour remplacer la capacité de production perdue ainsi que pour la période de reconstruction. Il faut considérer l'incidence de la catastrophe dans les principaux secteurs de consommation : les résidences, les commerces et les industries qui continuent à avoir besoin de gaz domestique, les véhicules automobiles et autres qui continuent à circuler, la construction ou la réfection de routes au moyen de matériaux bitumineux, etc. À partir des données précédentes et en tenant compte du pouvoir d'achat des consommateurs concernés, on complète l'évaluation de la nouvelle situation du marché en fonction des besoins et par type de produits nécessaires.

On analyse ensuite les différentes options permettant de répondre à la demande ainsi déterminée. Il est possible de présenter, à cet égard, diverses possibilités, en fonction de la disponibilité et de l'emplacement des ressources existantes, ainsi que des installations assurant leur transport et leur transfert. Pour les petits trajets et les quantités peu importantes, on emploie des camions-citernes, alors que pour les grandes distances, on peut avoir recours à des pipe-lines déjà installés pour l'acheminement interrégional ou construire de nouveaux tronçons, si l'investissement le justifie. La dernière possibilité est le transport maritime, moyen le plus communément employé pour commercialiser le pétrole et ses dérivés dans le monde. Cette dernière solution nécessite des conditions et des équipements portuaires adéquats. À défaut, il faut recourir à des installations provisoires destinées aux situations d'urgence.

Au vu des considérations précédentes et après avoir choisi l'option la plus économique et la plus viable, on établit les coûts correspondants. Dans tous les cas, ce type d'activité correspondant plutôt au secteur des transports, on doit consulter le chapitre voulu. On obtient alors les coûts d'investissement et d'exploitation, y compris ceux des hydrocarbures achetés. Étant donné que ces produits sont commercialisés à des prix internationaux connus, il est relativement facile de procéder à l'évaluation.

b. Autres dommages indirects

Comme nous l'avons vu plus en détail dans la partie se rapportant au secteur de l'électricité, on peut quantifier les dommages indirects au titre du manque à gagner. On détermine d'abord les revenus nets correspondant au scénario réel après la catastrophe. Répétons qu'il faut s'attendre à ce que les revenus bruts diminuent pendant que les coûts augmentent, du fait de la hausse des coûts de l'approvisionnement provisoire. Les résultats obtenus sont normalement négatifs. On calcule ensuite les revenus nets de l'entreprise s'il n'y avait pas eu de catastrophe, informations pouvant être tirées des archives ou des prévisions de l'entreprise. Dans le cas extrême où les registres ont été détruits, on fonde l'évaluation sur les données provenant d'autres entreprises dont les caractéristiques essentielles sont semblables. En soustrayant algébriquement le revenu net réel après la catastrophe du chiffre attendu en situation normale, on obtient les dommages indirects totaux qui correspondent aux bénéfices non perçus par l'entreprise en raison de la catastrophe.

3. Ventilation des dommages directs et indirects

Dans la section portant sur le secteur de l'électricité, on explique que les coûts directs et indirects se divisent comme suit : d'une part, les coûts en monnaie nationale et en devises étrangères pour la balance des paiements et, d'autre part, les dépenses du secteur public et du secteur privé pour les comptes nationaux.

ANNEXE

Coûts de certaines installations électriques de la région

Cette annexe présente, à titre de référence, une série de tableaux montrant la répartition des coûts associés aux installations de production, de transport et de distribution de l'électricité. S'inspirant d'un document de la CEPALC²⁵ les deux premiers tableaux portent sur une centrale hydro-électrique et sur une centrale thermique, considérées comme représentatives de ce type d'installation en Amérique Latine. Il est recommandé de se servir de ces documents pour évaluer les dommages causés par les catastrophes naturelles dans le secteur de l'électricité.

Le reste des tableaux concernent des installations électriques (lignes de transport) situées dans la République de Panama et proviennent de l'Institut des ressources hydrauliques et de l'électrification (IRHE).

Il est bien sûr nécessaire d'adapter ces informations en fonction du pays ou de la région touchée par la catastrophe naturelle et de l'époque de l'année. En général, les coûts en devises étrangères n'ont pas trop besoin d'être ajustés car ils se fondent sur les prix internationaux. Pour ce qui est des coûts en monnaie nationale, ils nécessitent davantage de modifications en raison des rapports salaires/matériel existant dans les différents pays concernés. Il faut de toute manière tenir compte des fluctuations des prix tant en devises étrangères qu'en monnaie nationale, attribuables aux variations de l'inflation à l'échelle internationale et nationale.

²⁵ Evaluación de la demanda de maquinaria y equipo para la generación, transmisión y transformación de energía eléctrica (LC/L.335/Rev.1), Santiago, 1986. Ce document fait partie d'une étude réalisée par un groupe de travail sur les perspectives de fabrication de biens d'équipement en Amérique Latine. Dans le domaine de l'énergie électrique, ce groupe a produit un autre document intitulé Generación de energía eléctrica. Estudio de posibilidades de fabricación local de equipos (E/CEPALC/G.1312), Santiago, 1984

VENTILATION DES COÛTS DE CERTAINES INSTALLATIONS ELECTRIQUES EN AMÉRIQUE LATINE

TABLE DES MATIÈRES

Schéma 1 :	Ligne de transport de 230 kV. Circuit simple. Conducteur 750 ACAR
Schéma 2 :	Ligne de transport de 230 kV. Circuit double. Conducteur 750 ACAR
Schéma 3 :	Ligne de transport de 115 kV. Circuit simple. Conducteur 636 ACSR/AW
Schéma 4 :	Ligne de transport de 115 kV. Circuit double. Conducteur 636 ACSR/AW
Tableau 1 :	Équipement principal détaillé d'une centrale hydro-électrique de 300 MW
Tableau 2 :	Équipement détaillé d'une centrale thermique de 150 MW alimentée alternativement au charbon et au mazout
Tableau 3 :	Coûts de production hydro-électrique
Tableau 4 :	Coûts de production thermique
Tableau 5 :	Ventilation du coût estimatif d'une ligne de transport de 230 kV. Circuit simple. Conducteur 750 ACAR
Tableau 6 :	Ventilation du coût estimatif d'une ligne de transport de 230 kV. Circuit double. Conducteur 750 ACAR
Tableau 7 :	Ventilation du coût estimatif d'une ligne de transport de 115 kV. Circuit simple. Conducteur 636 ACSR/AW
Tableau 8 :	Ventilation du coût estimatif d'une ligne de transport de 115 kV. Circuit double. Conducteur 636 ACSR/AW
Tableau 9 :	Ventilation des coûts d'un système à barre simple, nouvelle sous-station à un interrupteur. Poste de 230 kV
Tableau 10 :	Ventilation des coûts d'un système d'interrupteur, nouvelle sous-station à deux interrupteurs. Poste de 230 kV
Tableau 11 :	Ventilation des coûts d'un système d'interrupteur, nouvelle sous-station à trois interrupteurs. Poste de 230 kV
Tableau 12 :	Ventilation des coûts d'un système à barre simple, nouvelle sous-station à un interrupteur. Poste de 115 kV
Tableau 13 :	Ventilation des coûts d'un système d'interrupteur, nouvelle sous-station à deux interrupteurs. Poste de 115 kV

- Tableau 14 Ventilation des coûts d'un système d'interrupteur, nouvelle sous-station à trois interrupteurs. Poste de 115 kV
- Tableau 15 Ventilation des coûts (coût de base janvier 1988) N° projet 01 Appel d'offres 10. Nom du projet : ligne monophasée 19,9/34,5 kv
****kilomètre type***
- Tableau 16 . Ventilation des coûts (coût de base janvier 1988). N° projet 01 Appel d'offres 12. Nom du projet : ligne monophasée 19,9/34,5 kv
****kilomètre type***
- Tableau 17 : Ventilation des coûts (coût de base janvier 1988) N° projet 01. Appel d'offres 13. Nom du projet : ligne monophasée 19,9/34,5 kv
****kilomètre type***
- Tableau 18 . Ventilation des coûts (coût de base janvier 1988). N° projet 01. Appel d'offres 14. Nom du projet : ligne monophasée 19,9/34,5 kv
****kilomètre type***
- Tableau 19 : Ventilation des coûts (coût de base janvier 1988). N° projet 01. Appel d'offres 07. Nom du projet : ligne monophasée 19,9/34,5 kv
****kilomètre type***
- Tableau 20 : Ventilation des coûts (coût de base janvier 1988). N° projet 01. Appel d'offres 19. Nom du projet : ligne monophasée 19,9/34,5 kv
****kilomètre type***

SCHÉMA 1

**Ligne de transport de 230 kv
Circuit simple
Conducteur 750 ACAR**

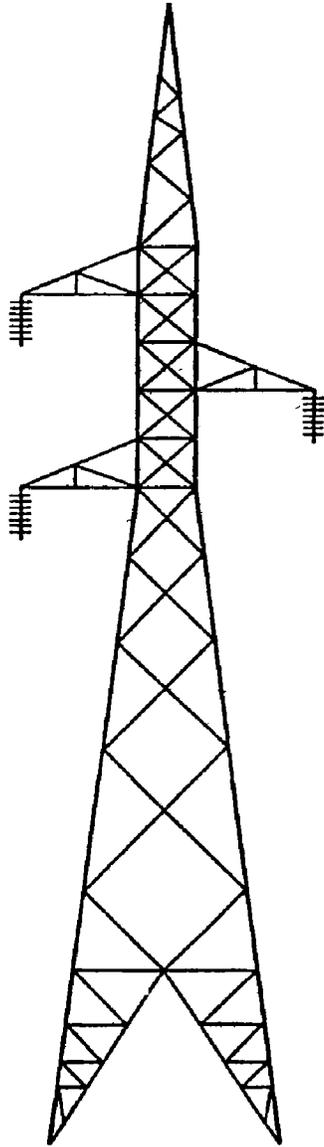


SCHÉMA 2
Ligne de transport de 230 kv
Circuit double
Conducteur 750 ACAR

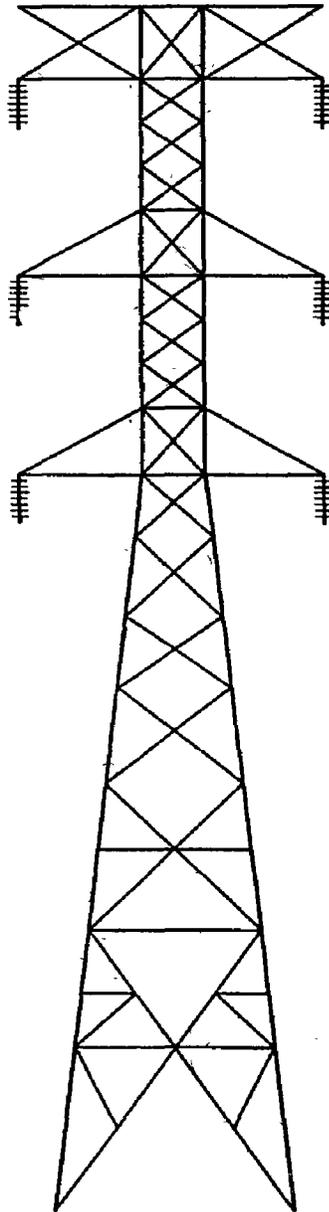


SCHÉMA 3

**Ligne de transport de 115 kv
Circuit simple
Conducteur 636 acsr/aw**

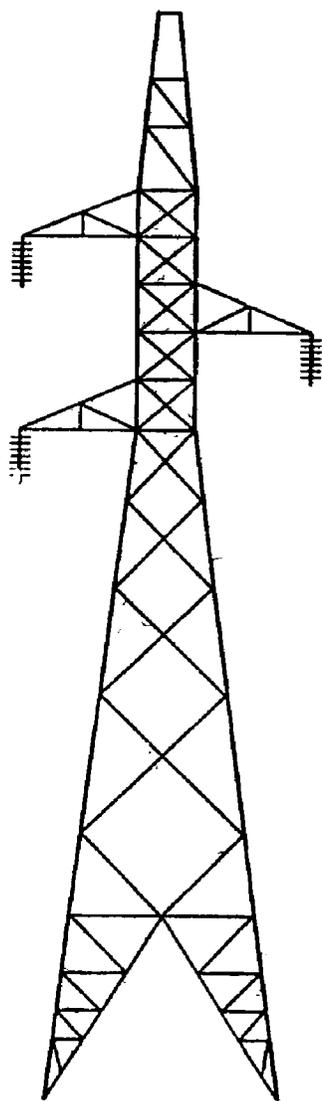


SCHÉMA 4

**Ligne de transport de 115 kv
Circuit double
Conducteur 636 acsr/aw**

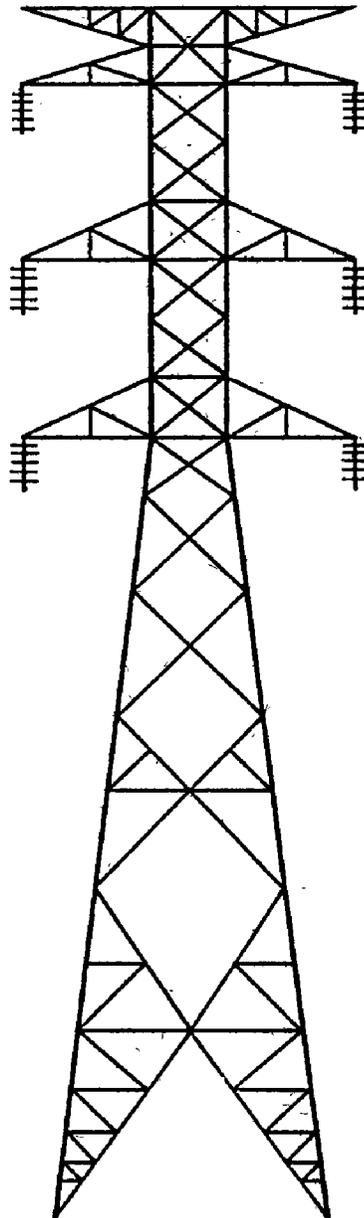


Tableau 1
ÉQUIPEMENT PRINCIPAL DÉTAILLÉ
D'UNE CENTRALE HYDRO-ÉLECTRIQUE DE 300 MW

Équipements	Poids (tonnes)	Poids unitaire Tonnes/M W	Prix unitaire (dollars/kg)	Valeur ex-usine (millions de dollars) a/
<u>Éléments de chaudière et de structure</u>				
Grandes vannes (radiales et plates, plus de 30 tonnes)	703	2,34	5,0	3,52
Vannes de taille petite et moyenne	367	1,22	5,0	1,84
Grilles hydrauliques	71	0,24	3,5	0,25
Structures de grues à pont roulant et de grues sur portique	265	0,88	5,0	1,33
Structures métalliques	580	1,93	3,5	1,74
Structures galvanisées (Poste haute tension)	160	0,53	4,0	0,64
Blindages pour canalisations sous pression	<u>1 500</u>	<u>5,0</u>	<u>2,5</u>	<u>3,75</u>
Sous-total	3 646	12,15	3,6	13,07
<u>Éléments mécaniques et électriques</u>				
Turbines	680	2,27	7,0	4,76
Alternateurs	1 216	4,05	9,3	11,30
Soupapes de protection	834	2,78	8,0	6,67
Transformateurs de puissance	336	1,12	5,5	1,85
Transformateurs auxiliaires et de contrôle	25	0,08	10,0	0,25
Équipements de sécurité et de manoeuvre	20	0,07	20,0	0,40
Éléments mécaniques et commandes des grues à pont roulant et des vannes	s.o.	-	-	4,70
Instruments	s.o.	-	-	2,00
Équipements divers	<u>200</u>	<u>0,33</u>	<u>15,0</u>	<u>3,00</u>
Sous-total	3 311	11,04	10,55	34,93
TOTAL	6 957	23,19	6,9	48,00

Source : Évaluations de la CEPALC, fondées sur des plans.

a/Sans le montage.

Tableau 2

**ÉQUIPEMENT DÉTAILLÉ D'UNE CENTRALE THERMIQUE DE 150 MW
ALIMENTÉE ALTERNATIVEMENT AU CHARBON ET AU MAZOUT**

Équipements	Poids (tonnes)	Poids unitaire (dollars/kg)	Valeur ex-usine (milliers de dollars)
Chaudière et précipitateur électrostatique	1 750	18	31 500
Structure portante, conduites et cheminée	700	5	3 500
Pré-réchauffeur d'air	280	5	1 400
Ventilateurs	50	10	500
Système de pulvérisation et de transport de charbon	147	7,5	1 100
Alimentation en pétrole	200	7,5	1 500
Transport des cendres	200	6	1 200
Groupe turbo-alternateur (158 MW, 3 600 tr/min)	366	24	8 800
Réchauffeurs et échangeurs de chaleur	67	12	800
Condensateur et pompes à air	280	10	2 800
Pompes d'alimentation, de condensation et de circulation	50	10	500
Réservoirs de condensation, de récupération et d'eau	200	3,5	700
Réservoirs à combustible	100	3,0	300
Tour de refroidissement	150	6	900
Système de traitement de l'eau	100	7	700
Système de traitement à condensation	50	8	400
Système de protection-incendie	75	8	600
Structure métallique (bâtiment principal)	750	3,5	2 625
Structures métalliques secondaires	75	3,5	265
Structure de grue à pont roulant 35/10 tonnes et 17 mètres	50	8	400
Système à air comprimé (compresseurs)	4	30	120
Transformateur principal, 175 mVA 230 kV	125	8	1 000
Transformateur de démarrage, 15/20 mVA 4,16 kV	30	9	270
Transformateur auxiliaire, 15 mVA 16 kV	15	10	150
Transformateurs de puissance et de courant	10	10	100
Tableaux et sous-station	50	15	750
Centre de commande des moteurs	20	25	500
Disjoncteurs, paratonnerres, commutateurs	46	20	920
Réseaux de canalisations haute pression	200	5,5	1 100
Canalisations basse pression	400	3,5	1 400
Soupapes (700)	120	10,0	1 200
Éléments divers : conduites, lampes, structures portantes, isolation thermique	250	10	2 500
Mécanisme de grue à pont roulant	b)	--	500
Instruments électriques et de commande	120	25	3 000
Atelier d'entretien et laboratoire	b)	---	1 000
Total	7 030	10,67	75 000

Source : Évaluations de la CEPALC.

a) Sans le montage

b) Poids inclus ailleurs ou peu important.

Tableau 3
COÛTS DE PRODUCTION HYDRO-ÉLECTRIQUE

	ANNÉES D'INTÉRÊT	FACTEUR	TAUX D'INTÉRÊT 12 %			
			S PABLO	SOLEDAD	CHANG1	CHANG2
INSTALLATION MW			33	28	300	301
COÛT/KW SANS IDC			1 972	2 286	2 110	1 752
% ANNÉE 1	3,5	1,49	9,26	9,22	10	10
% ANNÉE 2	2,5	1,33	24,63	24,61	20	20
% ANNÉE 3	1,5	1,19	40,74	40,78	40	40
% ANNÉE 4	0,5	1,06	25,37	25,39	30	30
% ANNÉE 5	0,00	1,00	0,00	0,00	0	0,00
IDC			426,02	493,45	434,24	360,56
COÛT TOTAL/KW			2 398,02	2 779,45	2 544,24	2 112,56
VIE UTILE - ANNÉES			50	50	50	50
E ET E FIXE/KW-ANNÉE			13,8	13,8	13,8	13,8
REPLACEMENT B/KW ANNÉE			0,00	0,00	0,00	0,00
ASSURANCE B/KW-ANNÉE						
COÛT DE PRODUCTION						
COÛT ANNUEL D'INVESTISSEMENT B/KW			288,76	334,69	306,37	254,39
ÉNERGIE MOYENNE GWH			145,9	141,5	1 614	1 567
GWH/KW NOMINAL			4 421,21	5 053,57	5 380,00	5 205,98
FACTEUR DE CENTRALE %			50,47	57,69	61,42	59,43
COÛT UNITAIRE C/KWH			6,53	6,62	5,69	4,89

Tableau 4
COÛTS DE PRODUCTION THERMIQUE

Type	TAUX D'INTÉRÊT 12 % COÛT MAZOUT JUSQU'À L'AN 2 000						
	Années D'intérêt	Facteur	Charbon	Charbon	Pétrole	Pétrole	Tg
Nombre d'unités			1	2	1	2	
MW/UNITÉ (NOMINAL)			75	75	75	75	60
COÛT KW/SANS IDC			1 430	1 245	922	721	410
% ANNÉE 1	3,5	1,00	17	19	17	19	0,00
% ANNÉE 2	2,5	1,00	28	30	28	30	0,00
% ANNÉE 3	1,5	1,00	32	34	32	34	35
% ANNÉE 4	0,5	1,00	16	17	16	17	65
% ANNÉE 5	0,00	1,00	7		7		
IDC			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COÛT TOTAL/KW			1 430,00	1 245,00	922,00	721,00	410,00
VIE UTILE - ANNÉES			35	35	35	35	30
E ET E FIXE KW-ANNÉE			30	30	30	30	1
E ET E VAR.B/MWH			0,5	0,5	0,05	0,5	0,9
REPLACEMENT B/KW-ANNÉE							
ASSURANCE B/KW-ANNÉE			3,58	3,11	2,31	1,80	1,03
COMBUSTIBLE C/MBTU			3,58	3,11	2,31	1,80	1,03
RENDEMENT THERMIQUE BTU/KWH			204,79	204,79	420,23	420,23	613,07
			10 460	10 460	10 000	10 000	13 000
COÛTS DE PRODUCTION (C/KWH)							
COMBUSTIBLE C/KWH			2,14	2,14	4,20	4,20	7,97
COÛT ANNUEL D'INVESTISSEMENT B/KW			226,32	200,30	145,92	116,00	58,39
FC %							
5	438		53,81	47,87	37,52	30,69	21,30
10	876		27,98	25,01	20,86	17,44	14,64
20	1 752		15,06	13,57	12,53	10,82	11,30
30	2 628		10,75	9,76	9,75	8,62	10,19
40	3 504		8,60	7,86	8,37	7,51	9,64
50	4 380		7,31	6,72	7,53	6,85	9,30
60	5 256		6,45	5,95	6,98	6,41	9,08
70	6 132		5,83	5,41	6,58	6,09	8,92
80	7 008		5,37	5,00	6,28	5,86	8,80

Tableau 5
VENTILATION DU COÛT ESTIMATIF D'UNE LIGNE DE TRANSPORT DE 230 KV
CIRCUIT SIMPLE
CONDUCTEUR 750 ACAR
JANVIER 1988
(\$/km)

	DESCRIPTION	MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE	TOTAL
1.	Isolateurs et quincaillene	3 104	1 117	4 221
2.	Conducteurs	12 090	5 199	17 289
3.	Fil de garde	1 195	514	1 709
4.	Système de mise à la terre	1 503	857	2 359
5.	Pylônes	13 680	7 524	21 204
6.	Fondations	3 094	9 745	12 839
7.	Emprise		<u>2 400</u>	<u>2 400</u>
	Coût de base total	34 665	27 356	62 021
8.	Transport			3 467
9.	Dépenses imprévues			3 467
10.	Service technique et administration			10 343
	Coût total			79 297

Tableau 6
VENTILATION DU COÛT ESTIMATIF D'UNE LIGNE DE TRANSPORT DE 230 KV
CIRCUIT DOUBLE
CONDUCTEUR 750 ACAR
JANVIER 1988
(\$/km)

	DESCRIPTION	MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE	TOTAL
1.	Isolateurs et quincaillene	6 208	2 235	8 443
2.	Conducteurs	24 180	10 397	34 577
3.	Fil de garde	2 390	1 028	3 418
4.	Système de mise à la terre	1 503	857	2 359
5.	Pylônes	21 803	11 991	33 794
6.	Fondations	5 325	16 774	22 099
7.	Emprise		<u>2 400</u>	<u>2 400</u>
	Coût de base total	61 408	45 682	107 039
8.	Transport			6 141
9.	Dépenses imprévues			6 141
10.	Service technique et administration			17 906
	Coût total			<u>137 277</u>

Tableau 7
VENTILATION DU COÛT ESTIMATIF D'UNE LIGNE DE TRANSPORT DE 115 KV
CIRCUIT SIMPLE
CONDUCTEUR 636 ACSR/AW
JANVIER 1988
(\$/km)

	DESCRIPTION	MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE	TOTAL
1.	Isolateurs et quincaillere	1 865	671	2 536
2.	Conducteurs	11 310	4 863	16 173
3.	Fil de garde	1 195	514	1 709
4.	Système de mise à la terre	1 503	857	2 359
5.	Pylônes	12 184	6 701	18 885
6.	Fondations	2 625	8 269	10 894
7.	Emprise		<u>1 800</u>	<u>1 800</u>
	Coût de base total	30 681	23 675	54 536
8.	Transport			3 068
9.	Dépenses imprévues			3 068
10.	Service technique et administration			9 074
	Coût total			69 566

Tableau 8
VENTILATION DU COÛT ESTIMATIF D'UNE LIGNE DE TRANSPORT DE 115 KV
CIRCUIT DOUBLE
CONDUCTEUR 636 ACSR/AW
JANVIER 1988
(\$/km)

	DESCRIPTION	MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE	TOTAL
1.	Isolateurs et quincaillerie	3 729	1 343	5 072
2.	Conducteurs	22 620	9 727	32 347
3.	Fil de garde	2 390	1 028	3 418
4.	Système de mise à la terre	1 503	857	2 359
5.	Pylônes	19 494	10 722	30 216
6.	Fondations	4 725	14 884	19 609
7.	Emprise		<u>1 800</u>	<u>1 800</u>
	Coût de base total	54 461	40 359	94 820
8.	Transport			5 446
9.	Dépenses imprévues			5 446
10.	Service technique et administration			15 857
	Coût total			<u>121 569</u>

Tableau 9
VENTILATION DES COÛTS D'UN SYSTÈME À BARRE SIMPLE
NOUVELLE SOUS-STATION À UN INTERRUPTEUR
POSTE DE 230 KV
(Balboas, Janvier 1988)

		MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE
1.	1 interrupteur 230 kV, 2 000 A	116 000	
2.	1 couteau tripolaire manuel avec mise à la terre 230 kV	17 500	
3.	1 couteau tripolaire manuel sans mise à la terre 230 kV	16 000	
4.	Système de mise à la terre	3 470	
5.	Services auxiliaires	45 000	
6.	Éclairage	15 000	
7.	3 paratonnerres 192 kV	24 000	
8.	Quincaillene, structures et supports	37 915	
9.	Câbles, conducteurs et conduites	31 244	
10.	Équipements de protection et de mesure	150 000	
11.	Supervision et contrôle	20 000	
12.	Équipement de communication	180 000	
	SOUS-TOTAL MATÉRIEL	656 129	
13.	Terrain		6 275
14.	Installations électriques		98 419
15.	Génie civil	45 929	85 297
	TOTAL COÛT DE BASE	708 334	183 716
16.	Transport	42 500	28 333
17.	Dépenses imprévues	70 833	
18.	Service technique et administration		106 250
	TOTAL	821 667	318 300
	COÛT TOTAL	<u>1 139 967</u>	

Tableau 10
VENTILATION DES COÛTS D'UN SYSTÈME D'INTERRUPTEUR
NOUVELLE SOUS-STATION À DEUX INTERRUPTEURS
POSTE DE 230 KV
(Balboas, Janvier 1988)

		MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE
1.	2 interrupteurs 230 kV, 2 000 A	232 000	
2.	1 couteau tripolaire à moteur avec mise à la terre 230 kV	21 500	
3.	4 couteaux tripolaires manuels sans mise à la terre 230 kV	64 000	
4.	Système de mise à la terre	6 830	
5.	Services auxiliaires	60 000	
6.	Éclairage	15 000	
7.	3 paratonnerres 192 kV	24 000	
8.	Quincaillerie, structures et supports	67 733	
9.	Câbles, conducteurs et conduites	42 053	
10.	Équipements de protection et de mesure	150 000	
11.	Supervision et contrôle	20 000	
12.	Équipement de communication	180 000	
	SOUS-TOTAL MATÉRIEL	883 116	
13.	Terrain	9 500	
14.	Installations électriques		132 467
15.	Génie civil	61 818	114 805
	TOTAL COÛT DE BASE	954 343	247 272
16.	Transport	57 266	38 177
17.	Dépenses imprévues	95 443	
18.	Service technique et administration		143 165
	TOTAL	1 107 144	428 615
	COÛT TOTAL	1 535 758	

Tableau 11
VENTILATION DES COÛTS D'UN SYSTÈME D'INTERRUPTEUR
NOUVELLE SOUS-STATION À TROIS INTERRUPTEURS
POSTE DE 230 KV
(Balboas, janvier 1988)

		MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE
1.	3 interrupteurs 230 kV, 2 000 A	348 000	
2.	2 couteaux tripolaires à moteur avec mise à la terre 230 kV	43 000	
3.	6 couteaux tripolaires manuels sans mise à la terre 230 kV	96 000	
4.	Système de mise à la terre	10 700	
5.	Services auxiliaires	60 000	
6.	Éclairage	15 000	
7.	6 paratonnerres 192 kV	48 000	
8.	Quincaillerie, structures et supports	99 312	
9.	Câbles, conducteurs et conduites	70 001	
10.	Équipements de protection et de mesure	300 000	
11.	Supervision et contrôle	20 000	
12.	Équipement de communication	360 000	
	SOUS-TOTAL MATÉRIEL	1 470 013	
13.	Terrain	9 500	
14.	Installations électriques		220 502
15.	Génie civil	102 901	191 102
	TOTAL COÛT DE BASE	1 582 413	411 604
16.	Transport	94 945	63 297
17.	Dépenses imprévues	158 241	
18.	Service technique et administration		237 362
	TOTAL	1 835 600	712 262
	COÛT TOTAL	<u>2 547 862</u>	

Tableau 12
VENTILATION DES COÛTS D'UN SYSTÈME À BARRE SIMPLE
NOUVELLE SOUS-STATION À UN INTERRUPTEUR
POSTE DE 115 kV
(Balboas, janvier 1988)

		MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE
1.	1 interrupteur 115 kV, 1 600 A	73 000	
2.	1 couteau tripolaire à moteur avec mise à la terre 115 kV	11 600	
3.	1 couteau tripolaire manuel sans mise à la terre 115 kV	10 100	
4.	Système de mise à la terre	2 194	
5.	Services auxiliaires	33 750	
6.	Éclairage	15 000	
7.	3 paratonnerres 96 kV	15 000	
8.	Quincaillerie, structures et supports	25 703	
9.	Câbles, conducteurs et conduites	25 317	
10.	Équipements de protection et de mesure	150 000	
11.	Supervision et contrôle	20 000	
12.	Équipement de communication	150 000	
	SOUS-TOTAL MATÉRIEL	531 664	
13.	Terrain	3 900	
14.	Installations électriques		79 750
15.	Génie civil	37 217	69 116
	TOTAL COÛT DE BASE	572 781	148 866
16.	Transport	34 367	22 911
17.	Dépenses imprévues	57 278	
18.	Service technique et administration		85 917
	TOTAL	664 426	257 694
	COÛT TOTAL	<u>922 120</u>	

Tableau 13
VENTILATION DES COÛTS D'UN SYSTÈME D'INTERRUPTEUR
NOUVELLE SOUS-STATION À DEUX INTERRUPTEURS
POSTE DE 115 kV
(Balboas, Janvier 1988)

		MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE
1.	2 interrupteurs 115 kV, 1 600 A	146 000	
2.	1 couteau tripolaire à moteur avec mise à la terre 115 kV	17 400	
3.	4 couteaux tripolaires manuels sans mise à la terre 115 kV	40 400	
4.	Système de mise à la terre	4 376	
5.	Services auxiliaires	45 000	
6.	Éclairage	15 000	
7.	3 paratonnerres 96 kV	15 000	
8.	Quincaillerie, structures et supports	45 308	
9.	Câbles, conducteurs et conduites	32 424	
10.	Équipements de protection et de mesure	150 000	
11.	Supervision et contrôle	20 000	
12.	Équipement de communication	150 000	
	SOUS-TOTAL MATÉRIEL	680 908	
13.	Terrain	5 750	
14.	Installations électriques		102 136
15.	Génie civil	47 664	88 518
	TOTAL COÛT DE BASE	734 322	190 654
16.	Transport	44 059	29 373
17.	Dépenses imprévues	73 432	
18.	Service technique et administration		110 148
	TOTAL	851 813	330 176
	COÛT TOTAL	<u>1 181 989</u>	

Tableau 14
VENTILATION DES COÛTS D'UN SYSTÈME D'INTERRUPTEUR
NOUVELLE SOUS-STATION À TROIS INTERRUPTEURS
POSTE DE 115 KV
(Balboas, janvier 1988)

		MATÉRIEL	MAIN-D'OEUVRE
1.	3 interrupteurs 115 kV, 1 600 A	219 000	
2.	2 couteaux tripolaires à moteur avec mise à la terre 115 kV	34 800	
3.	6 couteaux tripolaires manuels sans mise à la terre 115 kV	60 600	
4.	Système de mise à la terre	6 888	
5.	Services auxiliaires	45 000	
6.	Éclairage	15 000	
7.	6 paratonnerres 96 kV	30 000	
8.	Quincaillerie, structures et supports	65 806	
9.	Câbles, conducteurs et conduites	54 855	
10.	Équipements de protection et de mesure	300 000	
11.	Supervision et contrôle	20 000	
12.	Équipement de communication	300 000	
	SOUS-TOTAL MATÉRIEL	1 151 949	
13.	Terrain	5 750	
14.	Installations électriques		172 792
15.	Génie civil	80 636	149 753
	TOTAL COÛT DE BASE	1 238 335	322 546
16.	Transport	74 300	49 533
17.	Dépenses imprévues	123 834	
18.	Service technique et administration		185 750
	TOTAL	1 436 469	557 829
	COÛT TOTAL	1 994 298	

Tableau 15

**VENTILATION DES COÛTS (COÛT DE BASE JANVIER 1988)
N° PROJET 01
APPEL D'OFFRES 10
NOM DU PROJET : LIGNE MONOPHASÉE 19,9/34,5 KV *****KILOMÈTRE TYPE******

DESCRIPTION	MATÉRIEL ÉTRANGER	MATÉRIEL NATIONAL	MAIN-D'OEUVRE
SOUS-TOTAL 1	7 027	0,0	3 724
FACTEUR DE MAJORATION	0,0	0,0	0,0
SOUS-TOTAL 2	7 027	0,0	3 724
DÉPENSES IMPRÉVUES (10,0 % DU MATÉRIEL)	703	0,0	
SOUS-TOTAL 3	7 729	0,0	3 724
TRANSPORT (6,00 et 4,00 % DU MATÉRIEL AU SOUS-TOTAL 2)		422	281
SOUS-TOTAL 4	7 729	422	4 005
SERVICE TECHNIQUE (10 % DU TOTAL)			1 216
COÛTS ADMINISTRATIFS (5,0 % DU TOTAL 4)			608
IMPÔTS ET TAXES (30,0 % ÉTR ET 5,0 % NAT. DU SOUS-TOTAL 3)		2 821	
TOTAUX	7 729	3 243	5 829
			9 071
COÛT TOTAL NATIONAL			7 729
COÛT TOTAL ÉTRANGER			16 801
COÛT TOTAL ESTIMATIF			

Source : Institut des ressources hydrauliques et de l'électrification (Tableaux III.3.3.19 à 3.3.24)

Tableau 18

**VENTILATION DES COÛTS (COÛT DE BASE JANVIER 1988)
N° PROJET 01
APPEL D'OFFRES 14
NOM DU PROJET : LIGNE MONOPHASÉE 19,9/34,5 KV *****KILOMÈTRE TYPE******

DESCRIPTION	MATÉRIEL ÉTRANGER	MATÉRIEL NATIONAL	MAIN-D'OEUVRE
SOUS-TOTAL 1	6 789	0,0	3 598
FACTEUR DE MAJORATION	0,0	0,0	0,0
SOUS-TOTAL 2	6 789	0,0	3 598
DÉPENSES IMPRÉVUES (10,0 % DU MATÉRIEL)	679	0,0	
SOUS-TOTAL 3	7 468	0,0	3 598
TRANSPORT (6,00 et 4,00 % DU MATÉRIEL AU SOUS-TOTAL 2)		407	272
SOUS-TOTAL 4	7 468	407	3 870
SERVICE TECHNIQUE (10 % DU TOTAL)			1 175
COÛTS ADMINISTRATIFS (5,0 % DU TOTAL 4)			587
IMPÔTS ET TAXES (30,0 % ÉTR. ET 5,0 % NAT. DU SOUS-TOTAL 3)		2 756	
TOTAUX	7 468	3 133	5 632
COÛT TOTAL NATIONAL		8 765	
COÛT TOTAL ÉTRANGER		7 468	
COÛT TOTAL ESTIMATIF		16 233	

Tableau 19

**VENTILATION DES COÛTS (COÛT DE BASE JANVIER 1988)
N° PROJET 01 APPEL D'OFFRES 07**

NOM DU PROJET : LIGNE MONOPHASÉE 19,9/34,5 kV **KILOMÈTRE TYPE******

DESCRIPTION	MATÉRIEL ÉTRANGER	MATÉRIEL NATIONAL	MAIN-D'OEUVRE
SOUS-TOTAL 1	14 268	0,0	7 562
FACTEUR DE MAJORATION	0,0	0,0	0,0
SOUS-TOTAL 2	14 268	0,0	7 562
DÉPENSES IMPRÉVUES (10,0 % DU MATÉRIEL)	1 427	0,0	
SOUS-TOTAL 3	15 596	0,0	7 562
TRANSPORT (6,00 et 4,00 % DU MATÉRIEL AU SOUS-TOTAL 2)		856	571
SOUS-TOTAL 4	15 695	856	8 133
SERVICE TECHNIQUE (10 % DU TOTAL)			2 468
COÛTS ADMINISTRATIFS (5,0 % DU TOTAL 4)			1 234
IMPÔTS ET TAXES (30,0 % ÉTR. ET 5,0 % NAT DU SOUS-TOTAL 3)		5 729	
TOTAUX	15 695	6 585	11 836
COÛT TOTAL NATIONAL		18 421	
COÛT TOTAL ÉTRANGER		15 695	
COÛT TOTAL ESTIMATIF		34 116	

Tableau 20

**VENTILATION DES COÛTS (COÛT DE BASE JANVIER 1988)
N° PROJET 01
NOM DU PROJET : LIGNE MONOPHASÉE 19,9/34,5 kV *****KILOMÈTRE TYPE******

DESCRIPTION	MATÉRIEL ÉTRANGER	MATÉRIEL NATIONAL	MAIN-D'OEUVRE
SOUS-TOTAL 1	10 347	0,0	5 484
FACTEUR DE MAJORATION	0,0	0,0	0,0
SOUS-TOTAL 2	10 347	0,0	5 484
DÉPENSES IMPRÉVUES (10,0 % DU MATÉRIEL)	1 035	0,0	
SOUS-TOTAL 3	11 382	0,0	5 484
TRANSPORT (6,00 et 4,00 % DU MATÉRIEL AU SOUS-TOTAL 2)		621	414
SOUS-TOTAL 4	11 382	621	5 898
SERVICE TECHNIQUE (10 % DU TOTAL)			1 790
COÛTS ADMINISTRATIFS (5,0 % DU TOTAL 4)			895
IMPÔTS ET TAXES (30,0 % ÉTR. ET 5,0 % NAT. DU SOUS-TOTAL 3)		4 154	
TOTAUX	11 382	4 775	8 583
COÛT TOTAL NATIONAL		13 358	
COÛT TOTAL ÉTRANGER		11 382	
COÛT TOTAL ESTIMATIF		24 740	