



**Conseil Économique
et Social**

Distr.
GÉNÉRALE

ENERGY/2001/14
27 août 2001

FRANÇAIS
Original: ANGLAIS

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE

COMITÉ DE L'ÉNERGIE DURABLE
Onzième session, 21 et 22 novembre 2001
(Point 9 c) de l'ordre du jour provisoire)

**PROJETS CONCERNANT L'INTERCONNEXION DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES
SOUS-RÉGIONAUX, EN COURS DANS LE CADRE DE L'INITIATIVE
DE COOPÉRATION POUR L'EUROPE DU SUD-EST (SECI)**

**(Document présenté par le Gouvernement de l'ex-République
yougoslave de Macédoine)¹**

1. Introduction

1. Conformément à la décision prise par le Comité directeur de l'Initiative de coopération pour l'Europe du Sud-Est (SECI), il a été créé un groupe chargé des projets concernant le «développement de l'interconnexion des réseaux d'électricité des pays de l'Initiative pour mieux les intégrer dans le réseau européen». L'ex-République yougoslave de Macédoine a été désignée comme pays hôte et coordonnateur du Groupe des projets.

2. Le Gouvernement de l'ex-République yougoslave de Macédoine a organisé en coopération avec la compagnie d'électricité ESM la première réunion, tenue le 30 janvier 1998. Jusqu'à janvier 1999, cinq réunions ont eu lieu, dont quatre dans l'ex-République yougoslave de Macédoine et une à Ankara (Turquie). Des représentants des gouvernements et des experts

¹ Établi par M. Trajce Cerepnalkovski, Coordonnateur des projets relevant de l'Initiative, Entreprise d'électricité d'État (ESM), Skopje.

des compagnies d'électricité de l'Albanie, de la Bosnie-Herzégovine, de la Bulgarie, de la Croatie, de la Grèce, de la Yougoslavie, de l'ex-République yougoslave de Macédoine, de la Roumanie, de la Slovénie et de la Turquie, pays adhérant à l'Initiative, ont volontairement participé à cette phase préparatoire. Des représentants de la CEE-ONU, du Bureau de l'Initiative, de la Commission européenne, des États-Unis d'Amérique, de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE), des institutions financières internationales, d'entreprises et autres suivent les activités du Groupe des projets.

3. Au cours de ces réunions, les principaux sujets d'intérêt commun concernant la coopération entre les réseaux d'électricité de la région ont été examinés et il a été convenu de donner la priorité, dans la suite des travaux aux cinq questions brièvement exposées ci-après:

1. Remise en état des lignes et postes électriques existants en Bosnie-Herzégovine et en Croatie afin de rétablir le raccordement de l'aile sud de l'UCPTE

Des études techniques et de faisabilité approfondies pour la reconstruction du réseau de 400 kV en Bosnie-Herzégovine (remise en état des postes de transformation 400/220 kV de Mostar 3 et Mostar 4) et en Croatie (Ernestinovo et ligne Adriatique) ont déjà été réalisées par deux groupes spéciaux du SUDEL (deuxième projet de rapport, annexe III). Le problème principal a été le financement de ces projets. En Bosnie-Herzégovine, des activités ont été entreprises par trois producteurs d'électricité en vue de la création d'un centre de coordination commun pour l'électricité, condition préalable au financement.

Le Groupe des projets a invité le Coordonnateur de l'Initiative à prendre d'urgence des mesures concrètes, à titre d'effort supplémentaire, quant aux possibilités de financement pour le rétablissement de la connexion entre cet îlot de l'UCPTE et le réseau européen principal.

(Commentaire: Dans l'intervalle, le Centre de coordination commun a été mis en place avec succès en Bosnie-Herzégovine et les travaux de reconstruction du poste de Mostar ont commencé dans le cadre du programme électrique 3. Les travaux de reconstruction d'Ernestinovo ont été déclarés prioritaires en Croatie et devraient commencer sous peu.)

2. Étude technique et de faisabilité d'un couloir Est-Ouest dans les réseaux de transport haute tension des pays de l'Europe du Sud-Est, y compris les questions relatives à l'interconnexion de la région avec le réseau électrique de la Turquie.
3. Étude des avantages économiques et techniques de l'exploitation intégrée des réseaux électriques balkaniques interconnectés.
4. Système de téléinformation pour la connexion des centres répartiteurs des réseaux électriques de la région afin d'améliorer la coopération, des échanges d'électricité et l'ouverture du marché de l'électricité.
5. Étude tendant à définir une méthode pour la remise en service des lignes à haute tension et des postes de transformation selon un ordre de priorité.

4. Pour les projets 2, 3, 4 et 5, le Groupe des projets a adopté le texte définitif du cahier des charges des études concrètes à réaliser. Il a proposé que le Comité directeur de l'Initiative et d'éventuels donateurs fournissent les fonds nécessaires à l'exécution des études.

2. Contexte

A. Statut et interconnexion des réseaux électriques

5. Les réseaux électriques des pays de l'Initiative n'ont pas tous le même statut quant à l'appartenance à l'UCTE: certains en sont membres (Slovénie, Croatie, Bosnie-Herzégovine, Yougoslavie, ex-République yougoslave de Macédoine et Grèce); la Bulgarie et la Roumanie sont très avancées sur la voie d'une pleine adhésion à l'UCTE et la Turquie a présenté une demande et engagé une procédure dans ce sens. La Hongrie, par l'intermédiaire du CENTREL, est, elle aussi, membre de l'UCTE.

6. Toutefois, du fait des activités de guerre dans l'ex-Yougoslavie, des éléments très importants du réseau haute tension de la région ont été endommagés et sont hors service depuis de nombreuses années. Il en est ainsi notamment du poste de 400 kV de Mostar et des lignes connexes, qui ont provoqué la rupture de la ligne Adriatique, du poste de 400 kV d'Ernestinovo et des lignes connexes qui ont provoqué la rupture du couloir d'électricité du nord de l'ex-Yougoslavie. De ce fait, l'aile sud-est de l'UCTE s'est trouvée isolée du réseau principal européen interconnecté. Cependant, des membres du secteur sud-est de l'UCTE (Grèce, ex-République yougoslave de Macédoine, Serbie, Monténégro et une partie de la Bosnie-Herzégovine) ont été interconnectés et fonctionnent en parallèle et de manière synchronisée avec la Bulgarie, la Roumanie et l'Albanie. La Turquie a récemment demandé son adhésion à l'UCTE. Pour le moment, il n'existe qu'une seule ligne d'interconnexion entre la Turquie et la région et elle sert uniquement aux échanges d'électricité en mode d'exploitation par îlotage. Une deuxième interconnexion de 400 kV, entre la Bulgarie et la Turquie, est en construction et une nouvelle interconnexion de 400 kV, entre la Grèce et la Turquie, est à l'étude.

B. Initiatives connexes dans la région

7. Le projet de la Commission européenne intitulé «Balkan Energy Interconnection Task Force» (Équipe spéciale pour l'interconnexion des réseaux d'énergie dans les Balkans) a été mené à bien en 1997 et constitue le thème de l'un des documents de base dont s'inspirent les activités du Groupe chargé des projets de l'Initiative. Cette équipe spéciale a notamment recensé les possibilités d'interconnexion dans les Balkans. Ce projet avait pour but de contribuer à l'efficacité et à la coordination des initiatives en matière d'investissement pour l'interconnexion des réseaux électriques, des oléoducs et gazoducs dans les Balkans. M. Cendrowicz, de la Direction générale DG XVII, en a présenté les résultats à la première réunion du Groupe.

8. Parallèlement aux activités du Groupe, l'étude d'un marché régional de l'électricité, entreprise sous les auspices de la Commission européenne, a été menée à bien en 1999. À partir de cette étude, deux mémorandums visant à créer un marché de ce genre ont été signés par les ministres de l'énergie de la région.

9. Un pacte de stabilité a été mis en place et un grand nombre d'études d'infrastructure et de possibilités d'investissement dans le secteur de l'électricité ont été envisagées et des engagements financiers ont été pris.

10. Ayant toutes ces activités présentes à l'esprit, le Groupe a recommandé d'en assurer la complémentarité dans une perspective de coopération.

3. Choix et préparation des projets

11. L'examen des possibilités de réaliser des projets figurant sur la liste d'intérêt commun, en corrélation avec les autres initiatives, a permis d'organiser et de mettre en route les deux projets ci-après avec le soutien, principalement, de l'Agency for International Development des États-Unis (USAID) par l'intermédiaire du Bureau de l'énergie et de l'infrastructure pour l'Europe et l'Eurasie dirigé par M. Robert Ichord:

1. Système de téléinformation entre les centres répartiteurs nationaux des pays de l'Initiative;
2. Planification des réseaux de transport à l'échelle régionale.

12. Dans le cadre de la définition des projets, USAID, se fondant sur l'étude et l'évaluation précédentes des besoins et des possibilités à l'échelle régionale ainsi que sur les activités du Groupe chargé des projets, a décidé que le projet intitulé «Système de téléinformation entre les centres répartiteurs nationaux des pays de l'Initiative» pourrait être d'un grand intérêt pour la région et inciter efficacement au renforcement de la coopération et à une meilleure exploitation des réseaux électriques. Il a été tenu compte également à ce sujet de la nouvelle initiative visant à améliorer le cadre régional du marché de l'électricité. Toutes les compagnies d'électricité de la région ont leur propre stratégie en ce qui concerne le développement interne de la téléinformation et l'amélioration de leur système de gestion de l'énergie à différents niveaux. Ce sont surtout les institutions financières internationales qui pourvoient au financement de ces projets dans les pays. Le programme d'appui du pacte de stabilité accorde également une grande attention aux projets en question. Compte tenu de toutes ces considérations, le projet de téléinformation au niveau régional a été jugé contribuer au renforcement des efforts internes déjà déployés à ce niveau ainsi qu'au développement du système TI conformément aux critères de l'UCTE et à son intégration dans le réseau URTICA de l'UCTE.

13. Le second projet, concernant la planification des réseaux de transport à l'échelle régionale, a été défini et mis en route sur la base des points 2 et 3 de la liste établie pour l'Initiative et compte tenu de l'intérêt manifesté par les compagnies d'électricité de la région. L'autre aspect concernait la nécessité de mieux évaluer les investissements éventuels dans le cadre du pacte de stabilité. L'un des buts du projet à cet égard consistait à évaluer les avantages pour la région des investissements nouveaux envisagés dans l'interconnexion des réseaux électriques.

14. Pour les deux projets, USAID, principal apporteur de fonds, a engagé le consultant chef de file faisant office de directeur de projet. Un consultant de l'entreprise ESM faisant office de coordonnateur, avec la participation et sous le contrôle d'USAID, a passé en revue les cahiers des charges existants et rédigé le mémorandum d'accord et le plan de travail. Avant de mettre

en route le projet, il a fallu en outre évaluer l'intérêt qu'il y aurait pour les compagnies d'électricité d'y participer.

4. Organisation et mise en route des projets

15. Le Groupe chargé des projets a défini une démarche commune pour l'organisation et le lancement des projets. La figure 1 indique le schéma retenu pour la réalisation des projets. Concernant l'orientation générale et la gestion des projets, le Groupe a créé un comité directeur composé de représentants de chaque pays/compagnie d'électricité participant, de la CEE-ONU, du bailleur de fonds (USAID ou tout autre organisme à l'avenir), du consultant chef de file (entrepreneur engagé par l'USAID), de la Communauté européenne et des institutions financières internationales. Le Groupe de la coordination technique est chargé d'assurer la coordination et la conduite du projet au niveau des experts; il est composé d'experts représentant chaque pays/compagnie d'électricité participant, du coordonnateur du projet (ESM), du consultant chef de file et de l'UCTE. Les groupes de travail (3 ou 4 dans le cas de ces projets), qui ont accompli des tâches d'experts dans le cadre des projets, comprenaient les représentants des pays membres participant au projet ainsi que le consultant chef de file.

16. Les projets ont débuté par une réunion d'organisation (de lancement) officielle au cours de laquelle on a examiné, adopté et signé le mémorandum d'accord, examiné et adopté le plan de travail et arrêté les modalités d'organisation.

GESTION ET ORGANISATION DES PROJETS RELEVANT DE L'INITIATIVE

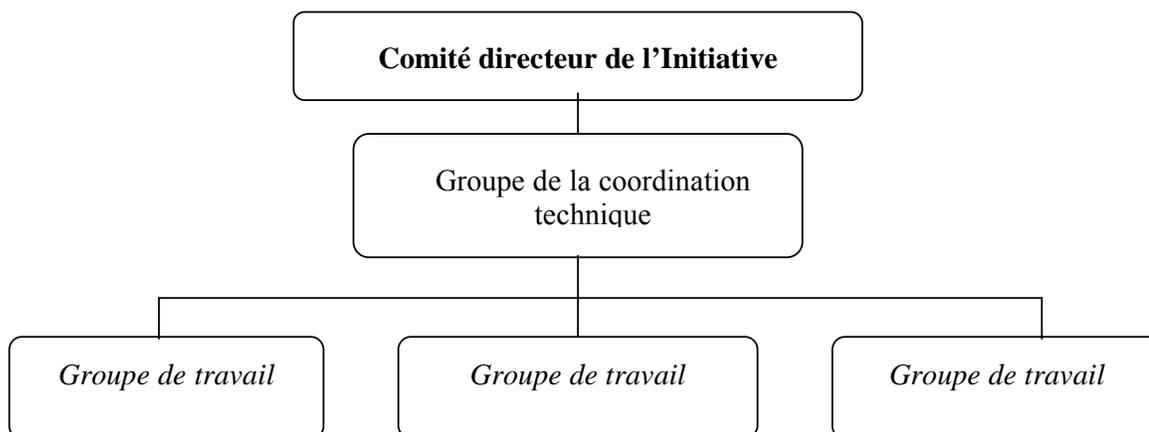


Figure 1. Schéma d'organisation des projets relevant de l'Initiative

5. Système de téléinformation entre les centres répartiteurs nationaux des pays de l'Initiative²

5.1 Introduction

17. À la suite des changements économiques et politiques intervenus récemment dans les pays d'Europe orientale, la coopération au sein du continent s'est renforcée. Les échanges d'électricité en constituent un volet important. Cette coopération est source d'avantages pour les réseaux interconnectés. En outre, la libéralisation du secteur de l'électricité devrait accroître le volume des échanges d'électricité en grosses quantités entre les différents réseaux. Les transactions en matière de courant électrique dans la région devraient par conséquent augmenter, tant en termes financiers que du point de vue des transferts d'énergie. Dans ce cadre, de nouvelles interconnexions sont actuellement à l'étude et le rétablissement de la connexion entre le réseau de l'Europe du Sud-Est et celui de l'UCTE devrait intervenir sous peu.

18. Cette exploitation plus intégrée des réseaux électriques attendue dans la région de l'Europe du Sud-Est et le renforcement de la coopération avec l'UCTE impliquent d'étoffer des échanges de données entre les centres répartiteurs (centres de commande) des compagnies d'électricité en cause et/ou les exploitants de réseau de transport. Ces échanges devraient porter entre autres sur les données relatives à l'exploitation des réseaux électriques et à la comptabilité des transactions. Ils seront élargis afin de couvrir les besoins liés au fonctionnement du marché, c'est-à-dire l'échelonnement des transactions, l'offre et les prix de l'énergie, les ATC et les opérations de règlement.

19. Dans le cadre de l'interconnexion UCTE et du futur marché européen de l'électricité, l'exploitation des réseaux électriques participants sera améliorée par la mise en place de moyens d'échange de données appropriés entre les centres répartiteurs utilisant les solutions techniques et les protocoles de communication recommandés par l'UCTE (réseau URTICA, protocole ICCP TASE-2, Intranet et courrier électronique).

20. Reconnaissant l'importance de ce projet pour la région, USAID a accepté de l'appuyer financièrement avec Electroteck Concepts, Inc. comme entrepreneur principal et la compagnie d'électricité ESM de l'ex-République yougoslave de Macédoine comme coordonnateur du projet de l'Initiative. Un comité directeur ayant à sa tête le président du Groupe des interconnexions électriques a été chargé de la direction générale du projet.

21. Le projet a démarré en février 2000 et la réunion officielle de lancement a eu lieu les 15 et 16 février 2000 à Skopje, dans l'ex-République yougoslave de Macédoine. Le projet de rapport final a été achevé en mai 2001 et le document final devrait être prêt en septembre 2001. Le rapport final comprendra le volume 1 – Infrastructure de téléinformation existante, le volume 2 – Besoins en matière de TI, le volume 3 – Définition des projets de TI, introduction aux projets et résumé.

² Le texte ci-après s'inspire du projet de rapport final établi par le consultant chef de file, Electrotek Concepts, Inc. (États-Unis), avec M. Sudhir Virmani en tant que directeur de projet, la compagnie d'électricité ESM de l'ex-République yougoslave de Macédoine en tant que coordonnateur et des participants des entreprises associées au projet. Les renseignements utilisés dans ce texte seront éventuellement modifiés dans la version définitive du rapport.

22. Les compagnies d'électricité de la région qui participent au projet sont: en Albanie: KESH; en Bosnie-Herzégovine: ZEK, EP BiH, ERS, EP HZHB; en Bulgarie: NEK; en Croatie: HEP; dans l'ex-République yougoslave de Macédoine: ESM; en Grèce: PPC; en Hongrie: MVM; en Roumanie: Transelectrica (anciennement CONEL); en Turquie: TEAS; en Yougoslavie³, Serbie: EPS; au Monténégro: EPCG.

23. Outre USAID, principal bailleur de fonds pour le projet, une contribution financière appréciable a été fournie par l'entreprise ESM de Skopje et toutes les compagnies d'électricité participantes.

5.2 *Déroulement du projet*

24. Le projet comprenait les six tâches ci-après:

Tâche 1: Passer en revue l'infrastructure existante en matière de répartition et de communications et définir les besoins

Tâche 2: Examiner les différentes solutions possibles et choisir la meilleure

Tâche 3: Transfert de technologie

Tâche 4: Définition des besoins en matière de gestion des systèmes de télécommunication

Tâche 5: Élaboration de la stratégie de mise en œuvre

Tâche 6: Mise au point et financement du projet

25. Pour des raisons de calendrier et de restrictions budgétaires, les quatre premières tâches ont été pleinement exécutées tandis que les tâches 5 et 6 ne l'ont été qu'en partie. On en trouvera l'explication plus loin.

26. La tâche 3 – Transfert de technologie – a consisté en un atelier organisé à Ohrid, dans l'ex-République yougoslave de Macédoine, en mai 2000, et en visites du centre de l'UCTE à Laufenburg (Suisse) et du centre de comptabilité du CENTREL à Varsovie (Pologne), en juillet 2000. La documentation résultant de ces trois réunions a été envoyée à tous les participants ainsi qu'aux membres du Comité de direction.

5.3 *Situation actuelle et besoins*

27. Un volume considérable de données – dont le détail figure dans les trois volumes mentionnés plus haut – a été recueilli auprès de tous les participants au projet. Nous en donnons ici un résumé, ainsi qu'une vue d'ensemble dans laquelle nous mettons l'accent sur les conclusions.

5.3.1 *Centres répartiteurs*

28. Les centres répartiteurs nationaux des participants au projet sont les suivants: KESH à Tirana (Albanie); ZEK à Sarajevo (Bosnie-Herzégovine) avec des centres Electroprivreda à Banja Luka; ERS à Mostar (EPHZHB) et à Sarajevo (EPBiH); NEK à Sofia

³ La Yougoslavie a adhéré à l'Initiative et a rejoint le projet à un stade avancé des travaux.

(Bulgarie); HEP à Zagreb (Croatie); ESM à Skopje (ex-République yougoslave de Macédoine); PPC à Athènes (Grèce); MVM à Budapest (Hongrie); Transelectrica à Bucarest (Roumanie); TEAS à Ankara (Turquie); EPS à Belgrade (Serbie, Yougoslavie); EPGC à Podgorica (Monténégro, Yougoslavie); et ELES à Ljubljana (Slovénie).

29. Plusieurs compagnies d'électricité disposent de centres répartiteurs régionaux. Tous les centres régionaux communiquent avec les centres nationaux au moyen de systèmes de télécommunication interne (fibre optique, lignes de transport d'électricité, ondes ultracourtes, satellites). Il suffit par conséquent, aux fins du présent projet, de prévoir une capacité de communication uniquement entre les centres répartiteurs nationaux puisque toutes les données sont dès lors accessibles. En Yougoslavie, il en existe deux, à savoir un par république, et tous deux sont traités comme des centres répartiteurs nationaux.

30. Un grand nombre de compagnies d'électricité ont récemment modernisé leurs centres répartiteurs, ou sont en train de le faire. Il s'agit d'un enjeu important car le système de téléinformation qui est proposé implique l'emploi de normes et de logiciels très perfectionnés. Aussi les compagnies d'électricité qui ne disposent pas de centres répartiteurs nationaux de conception récente pourraient-elles être amenées à améliorer certains éléments des centres en question afin de satisfaire aux exigences de ce projet.

5.3.2 Centre de comptabilité de la seconde zone synchrone de l'UCTE

31. Actuellement, bon nombre des pays qui participent au projet fonctionnent dans la seconde zone synchrone de l'UCTE. D'autres comme la Hongrie, la Croatie, la Slovénie et une partie de la Bosnie-Herzégovine sont connectés au réseau principal de l'UCTE. Il existe un centre de comptabilité pour la seconde zone synchrone à Belgrade (Yougoslavie), dénommé EKC, qui rassemble et transmet certaines données relatives à la comptabilité de l'énergie au centre de comptabilité de la région méridionale de l'UCTE à Laufenburg (Suisse). Même si certaines informations sur ce centre sont fournies dans les volumes 1 et 2 à des fins d'intérêt général, EKC n'est pas considéré comme faisant partie intégrante de ce projet de centres répartiteurs nationaux.

5.3.3 Équipements de télécommunication interne

32. Toutes les compagnies d'électricité font actuellement de gros efforts pour améliorer et moderniser leur réseau de télécommunication interne. Toutes ont décidé de doter les équipements de télécommunication essentiels d'un réseau à fibre optique en les complétant par toute une gamme de supports pour les équipements secondaires. Les progrès réalisés à ce jour ne sont pas uniformes pour diverses raisons parmi lesquelles, principalement, les contraintes budgétaires. On s'attend toutefois à ce que les compagnies d'électricité participantes modernisent tout au moins les éléments essentiels de leurs équipements de *télécommunication interne* afin que l'accès aux données provenant des centres et postes répartiteurs régionaux ne pose plus de problème.

5.3.4 Analyses de trafic

33. Sur la base des réponses à un questionnaire, on a établi une première estimation du volume des données qui seront échangées. On a supposé que celles-ci se décomposaient comme suit:

- Données en temps réel (toutes les quatre secondes). Elles concernent par exemple l'état des commutateurs, les tensions, les débits en ligne, les erreurs de commande de zone;
- Données horaires. Elles concernent les compteurs d'énergie, les renseignements comptables, les calendriers et les données d'application (calculs du débit de puissance).

34. Sur cette base, on a estimé qu'un canal de 128 Kbps serait suffisant. Compte tenu de la géographie, la topologie conceptuelle des télécommunications qui en résulte est représentée dans la figure 2.

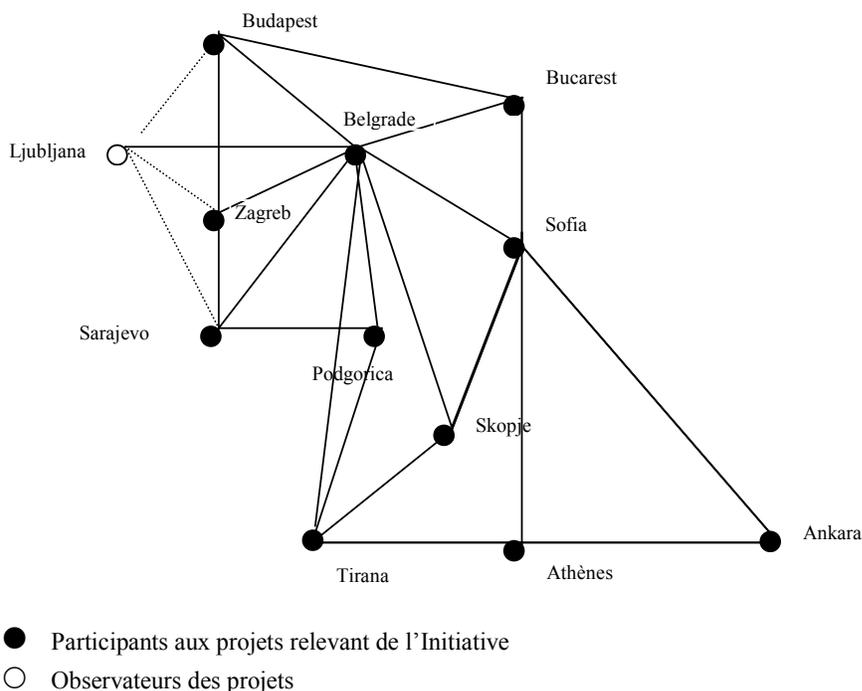


Figure 2. Topologie conceptuelle du système de téléinformation destiné aux centres répartiteurs nationaux relevant de l'Initiative

35. Sur la base des besoins en matière d'échange de données correspondant à un débit de 128 Kbps et de la topologie conceptuelle des télécommunications représentée dans la figure 2, on a calculé la capacité de données requise pour que chaque centre répartiteur national dispose d'un canal de 128 Kbps vers tous les autres centres et on a classé les différentes liaisons selon la capacité de données requise, celle-ci pouvant aller jusqu'à 1 408 Kbps.

36. Compte tenu de la part du trafic vocal et sachant que certaines liaisons achemineront un trafic destiné à des tiers, une capacité d'acheminement de 2 Mbits par seconde (désignée par E1) entre les centres répartiteurs nationaux pris deux par deux dans chaque direction a été jugée adéquate et compatible avec le canal minimum SDH. Même avec le volume maximal de données

de 1 408 Kbps, environ 10 canaux vocaux (10*64 Kbps) peuvent être logés sans aucune compression de voix. À titre de référence, le canal STM-1 sur un réseau SDH a une puissance nominale de 155 Mbits par seconde. La plupart des participants au projet relatif aux centres répartiteurs nationaux ont l'intention d'utiliser le réseau SDH.

5.3.5 Mise en place d'un marché de l'électricité dans les pays participant au projet

37. Tous les pays participant à ce projet ont fait connaître leur intention d'appliquer la Directive 96/92 de l'UE concernant le marché intérieur de l'électricité. Par conséquent, si les participants au projet de centres répartiteurs nationaux se conforment effectivement à cette directive, ils exploiteront leur réseau dans un marché plus concurrentiel. En fait, un grand nombre des participants au projet se sont déjà engagés dans cette voie comme le rapport l'explique brièvement.

38. À supposer que les plans actuels se réalisent, un marché de l'électricité concurrentiel conforme à la Directive de l'UE verra le jour dans les pays qui participent à l'Initiative. Il apparaît qu'il y aura de multiples exploitants de réseau indépendants et que les échanges d'énergie se feront selon des mécanismes permettant à des tiers d'accéder aux réseaux comme le prévoit la Directive de l'UE, les tarifs des échanges transfrontaliers étant fixés conformément à ceux élaborés par l'UCTE/ETSO.

39. Pour ce qui est de la mise en place d'une bourse centrale de l'énergie électrique pour les Balkans, la situation est moins claire. Il s'agirait selon nous d'une organisation comme pour les échanges d'énergie et, éventuellement, de services auxiliaires entre de multiples parties. La Directive de l'UE n'exige pas qu'un tel système soit mis en place par l'une quelconque des compagnies d'électricité. Toutefois, la tendance en Europe veut que ces bourses soient créées par des organismes à but lucratif avec ou sans la participation directe des services de l'électricité. Nous supposons qu'il en ira de même dans la région des Balkans. Dans le cas précis de ce projet, étant donné que ces bourses envisagent de faire appel à l'Internet comme support des transactions, nous ne pensons pas qu'elles puissent influencer sensiblement la capacité du système de téléinformation des centres répartiteurs nationaux.

5.3.6 Fonctions régionales

40. Il existe néanmoins certaines fonctions qui doivent être accomplies à l'échelle régionale. Le premier ensemble de fonctions est lié au système de téléinformation lui-même et le second à l'exploitation des réseaux électriques dans la région.

5.3.6.1 Surveillance du système de télécommunication

41. Dans le marché d'aujourd'hui, la survie de l'entreprise dépend essentiellement de l'excellence des services. Les nouveaux entrants peuvent différencier leurs services en gérant leur réseau selon des systèmes experts modernes garantissant un fonctionnement optimal des services. L'objectif de toute solution de gestion d'un système est de repérer, localiser, reconnaître et corriger le plus rapidement possible un défaut du système et d'en atténuer la fréquence et les conséquences.

42. Dans les fonctions relatives à la gestion du centre d'exploitation du réseau et du système de télécommunication, on peut distinguer les différents domaines ci-après:

- Gestion des défauts
- Gestion des opérations
- Gestion comptable
- Gestion de la configuration
- Gestion de la sécurité.

43. Le système de téléinformation des centres répartiteurs nationaux relevant de l'Initiative étant conçu pour s'appuyer sur les réseaux internes, les fonctions de gestion des télécommunications à l'échelle régionale feront elles aussi appel aux moyens de gestion des communications existant dans les pays. Il s'agira donc plutôt d'une fonction de surveillance et de coordination que d'une fonction de contrôle. Le volume 3 fournit des précisions à cet égard.

5.3.6.2 *Fonctions du réseau électrique*

44. Cet ensemble de fonctions au niveau régional peut être subdivisé plus avant comme suit:

- Surveillance de la sécurité du réseau électrique
- Comptabilité de l'énergie
- Interfaces avec des entités extérieures.

5.2.6.2.1 *Fonctions de surveillance de la sécurité du réseau électrique*

45. Les fonctions relatives à la sécurité du transport ont pour but de suivre et de coordonner la demande et les échanges d'énergie sur les lignes de transport de la région, car les compagnies d'électricité et les intervenants sur le marché achètent et vendent de l'électricité quotidiennement. Étant donné que la production d'électricité doit toujours correspondre à la demande des clients, une surveillance exercée au jour le jour et minute par minute par le centre de sécurité et les compagnies d'électricité membres est indispensable pour assurer la fiabilité du réseau de transport.

46. Le nouveau scénario d'exploitation créé par le futur marché régional de l'électricité en Europe du Sud-Est devra être envisagé tant sur un plan régional que dans le cadre plus large de l'interconnexion UCTE. De ce fait, les activités d'évaluation de la sécurité du transport qui devront être exécutées pour la région comprendront à la fois des fonctions classiques et des fonctions nouvelles, dont:

- La surveillance de la sécurité
- La commande de tension et la commande réactive
- La gestion des encombrements
- L'évaluation des capacités de transfert.

5.2.6.2.2 *Comptabilité de l'énergie*

47. Cette fonction doit permettre de comptabiliser la totalité des flux d'énergie entre les entités régionales. Elle porterait essentiellement sur les flux entre les pays, la comptabilité interne de l'énergie relevant de l'exploitant du réseau/marché local. Il s'agit pour l'essentiel de recueillir les valeurs horaires et de calculer les flux effectifs et de repérer les déséquilibres entre les valeurs prévues et les valeurs effectivement observées chaque jour (puis chaque mois). Ces données sont portées à la connaissance d'un organisme central chargé d'apporter des mesures correctives ou des solutions éventuelles. Cette fonction pourrait être exercée uniquement pour les participants au projet de centres répartiteurs nationaux de l'Initiative ou être incorporée dans un centre existant de l'UCTE comme celui de Laufenburg en Suisse.

5.2.5.2.3 *Interfaces avec des entités extérieures*

48. Il existe en puissance un certain nombre d'entités extérieures avec lesquelles les centres répartiteurs nationaux de l'Initiative pourraient avoir des interfaces. Il pourrait s'agir notamment d'un ou de plusieurs intervenants sur le marché, éventuellement de prestataires de services auxiliaires, d'entreprises de distribution et autres agents. Des interfaces seront également nécessaires avec les centres de l'UCTE existants ou nouveaux chargés d'assurer la fiabilité à l'échelle de l'UCTE et la gestion du réseau de transport. Actuellement, quelques-uns des pays de l'Initiative sont en totale exploitation synchrone avec l'UCTE tandis que d'autres fonctionnent dans la seconde zone synchrone de l'UCTE. Toutefois, on s'attend qu'à terme tous les pays feront partie de la zone synchrone principale de l'UCTE (lorsque l'infrastructure détruite du réseau de transport aura été réparée et amplifiée). Cela exigera l'interconnexion avec le réseau URTICA actuellement mis en place dans la région de l'UCTE.

5.3.7 *Infrastructure des communications des centres répartiteurs nationaux de l'Initiative*

49. Il a été reconnu que les besoins futurs et les fonctions régionales ne sont pas suffisamment pris en compte dans le calcul de la capacité E1. Il faudrait prévoir par exemple des échanges de données tenant compte des fonctions de coordination et de comptabilité au niveau régional, des opérations futures sur le marché et de l'accroissement du commerce de l'énergie. Il a été décidé en conséquence de prévoir l'équivalent de quatre liaisons E1 (4*2 Mbps) entre les centres répartiteurs.

50. Il y avait essentiellement deux manières possibles de concevoir la mise en œuvre. La première consistait à superposer aux réseaux internes un réseau de communication propre aux centres répartiteurs nationaux de l'Initiative. La seconde était d'utiliser la capacité du réseau existant et de l'augmenter en fonction des besoins. La deuxième solution a été jugée la moins coûteuse, la plus efficace et la plus rapide et c'est donc elle qui a été choisie. Toutes les parties sont convenues que chaque pays serait responsable de la fraction du réseau allant jusqu'à sa frontière avec le pays voisin. Si la connectivité retenue n'était pas déjà en cours de mise en œuvre, elle pourrait faire l'objet d'un financement au titre du pacte de stabilité ou d'autres mécanismes disponibles pour l'Initiative.

5.3.8 Connectivité physique

51. La connectivité théorique représentée dans la figure 2 et le volume de trafic esquissé en 5.3.4 devraient déboucher sur la connectivité physique, celle-ci faisant ressortir les liaisons de communication effectives appelées à constituer le lien conceptuel. Cette connectivité physique est représentée dans la figure 3. On y trouve uniquement les liaisons pertinentes pour l'échange de données entre les centres répartiteurs nationaux; les réseaux de communication internes ne faisant pas partie des interconnexions des centres répartiteurs nationaux ne sont pas indiqués. L'infrastructure complète des télécommunications dans les différents pays est décrite dans le volume 1.

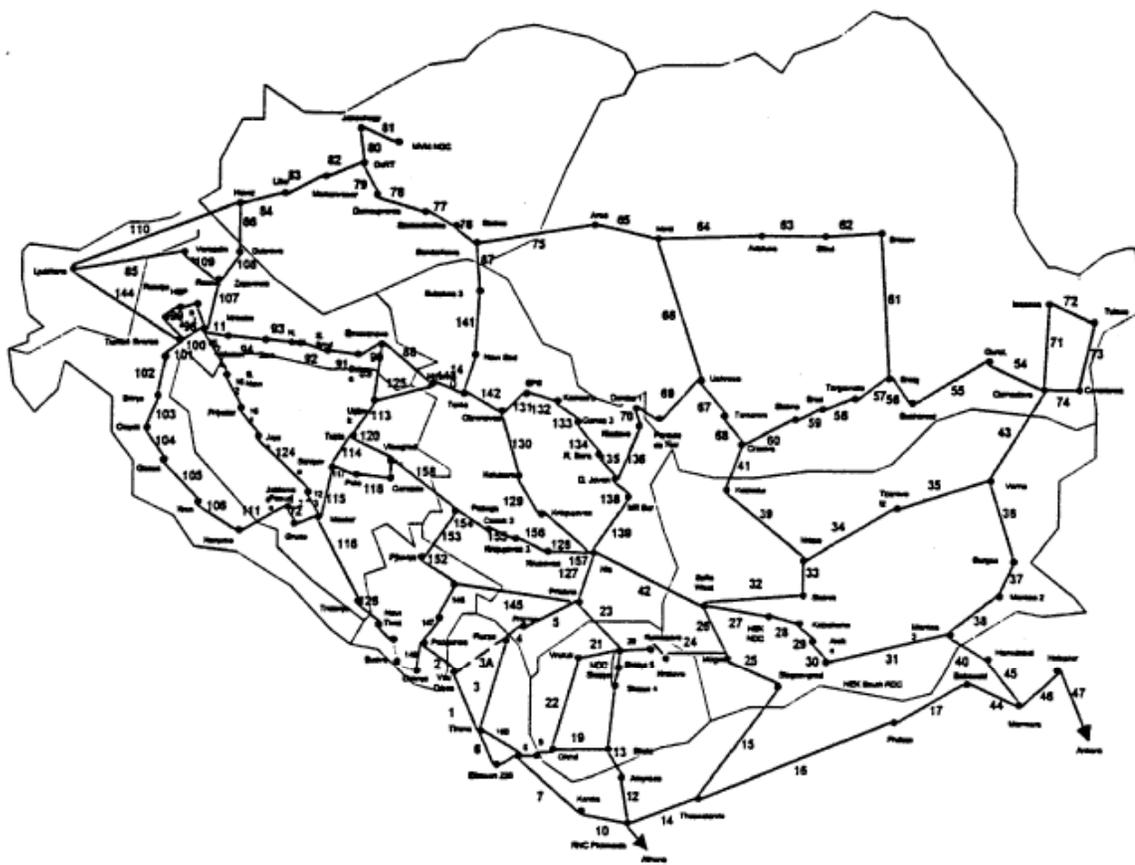


Figure 3⁴. Connectivité physique entre les centres répartiteurs nationaux

Chaque liaison avec son numéro est décrite dans le volume 3 au tableau indiquant l'emplacement géographique des liaisons. Une partie de ce tableau est reproduite ci-dessous au tableau 1 à titre d'exemple.

⁴ Cette figure est fondée sur le projet de rapport et pourrait être modifiée dans le rapport final. On a évité de représenter géographiquement la Grèce et la Turquie pour assurer une meilleure visualisation.

Tableau 1 – Exemples de description de liaisons. Partie du tableau 3.2 du volume 3

Liaison n°	Emplacement 1	Emplacement 2	Trafic à prévoir (kbps)
1	Tirana – Albanie	Vau Dejes – Albanie	1 408
2	Vau Dejes – Albanie	Podgorica – Monténégro	1 280
3	Tirana – Albanie	Fierze – Albanie	256
etc.			

À partir de ces liaisons, on peut représenter la totalité du parcours entre les centres répartiteurs nationaux (tels qu'indiqués dans la figure 2). Une description géographique de chaque parcours est donnée au tableau 3.4 du volume 3 et les premières rubriques de ce tableau sont reproduites ci-dessous au tableau 2 à titre d'exemple.

Tableau 2 – Exemple de connectivité entre les centres répartiteurs nationaux (CRN).
Partie du tableau 3.4 du volume 3

CRN	CRN	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	etc.
Tirana	Athènes	6	7	10	11								
Tirana	Sofia	6	8	9	20	21	22	24	26	27	164	167	
Tirana	Sarajevo	1	2	115	116	126	148	149	150	151			
Tirana	Skopje	6	8	9	21	22							
etc.	etc.												

52. Le tableau 2 doit être interprété comme suit: les deux premières colonnes indiquent l'emplacement des CRN. Les intitulés des colonnes L1 à L11 correspondent à la numérotation des liaisons. Les chiffres portés dans chaque case correspondent aux liaisons physiques indiquées dans la figure 2 et le tableau 1. Ainsi, par exemple, la connexion Tirana-Athènes exige quatre segments correspondant aux liaisons physiques 6, 7, 10 et 11. La connexion Tirana-Sofia exige 11 segments.

5.4 Projets virtuels

53. En se fondant sur la connectivité définie ci-dessus comme nécessaire pour relier entre eux les CRN, on a pu circonscrire des projets qui complètent le réseau de télécommunication. La liste de ces projets est donnée pour chaque pays participant. En outre, on a estimé qu'il faudrait apporter un certain nombre d'améliorations aux installations relativement anciennes du réseau EMS/SCADA. Là encore les indications nécessaires sont fournies. Enfin, les caractéristiques générales des fonctions régionales (sans indication particulière de lieu) sont également énumérées.

5.4.1 Projets dans les pays

54. Afin d'assurer la connectivité physique et de mettre en place le réseau de téléinformation prévu par l'Initiative, on a dressé une liste de plusieurs projets nouveaux plus ou moins complexes. La mise en œuvre de ces projets permettra d'améliorer sensiblement l'infrastructure de téléinformation et de faire en sorte qu'elle puisse satisfaire aux fonctions et aux besoins définis précédemment. Nous présentons ici une liste de projets mentionnés à titre d'exemple; cette liste sera modifiée et améliorée au vu des conclusions de la réunion du Groupe de la coordination technique tenue en juillet 2001 à Sofia. La version définitive en sera disponible en septembre 2001. Les projets ci-après illustrent les améliorations à apporter à l'infrastructure de téléinformation en vue de mettre en place le réseau de TI de l'Initiative:

- Liaison KESH – PPC: Pose d'un fil de terre en fibre optique et installation du matériel connexe sur la ligne aérienne existante de 400 kV entre le poste d'Elbasan (Albanie) et le poste de Kardia (Grèce).
- Liaison KESH – EPCG: Pose d'un fil de terre en fibre optique et installation du matériel connexe sur une nouvelle ligne aérienne en projet de 400 kV entre Elbasan, Tirana (ALB) et Podgorica (MN, YUG).
- Liaison KESH – ESM: Installation d'une liaison en fibre optique entre le poste de Struga (MKD) et le point le plus proche sur une ligne de 400 kV entre Elbasan (ALB) et Kardia (GRE). La longueur estimative est de 15 km.
- Liaison NEK – ESM: Pose d'un fil de terre en fibre optique et installation du matériel connexe et d'un PLC numérique d'appoint, sur un projet de ligne aérienne de 400 kV entre Chervena Mogila (BUL), Stip (MKD) et Dubrovo (MKD), sur une distance d'environ 190 km et mise à niveau de la ligne existante de 400 kV entre Dubrovo et Skopje 4 par la pose d'un fil de terre en fibre optique sur une distance d'environ 82 km.
- Liaison NEK – EPS: Remise à niveau de la ligne existante de 400 kV entre Sofia ouest (BUL) et Nis (YUG), sur environ 123 km, et ensuite jusqu'à Belgrade via Nis Kragujevac 2, Obrenovac A, sur une distance estimative de 324 km, avec pose d'un fil de terre en fibre optique et installation du matériel connexe et d'un PLC numérique d'appoint (la liaison entre Obrenovac A et Belgrade est définie dans l'autre projet).
- Liaisons internes nécessaires en Croatie: Pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne de 110 kV entre Mraclin, Sisak, Medulic et Djakovo. Il existe déjà une liaison Djakovo-Ernstinovo. Il s'agit d'une ligne de 110 kV qui comprendra cinq postes intermédiaires et dont Mraclin et Ernstinovo seront les têtes de ligne.
- Liaison CRO – B-H: Pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante Mraclin (CRO) – Jajce (B-H).
- Liaison CRO – B-H: Pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV entre Ernestinovo (CRO) et Ugljevik (B-H).

- Liaison CRO – SER: Pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV entre Ernstinovo (CRO) et Mitrovica (SER, YUG).
- Liaison HUN – ROM: Pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne aérienne interconnectée existante entre Sandorfalva (HUN) et Arad (ROM).
- Raccordements internes aux centres répartiteurs nationaux en MKD:
- Skopje 4 – CRN (pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 110 kV et d'un câble souterrain en fibre optique). La longueur estimative est de 12 km.
- Skopje 1 – CRN (pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 110 kV et d'un câble souterrain en fibre optique). La longueur estimative est de 14 km.
- Mise à niveau de la ligne existante de 400 kV entre Skopje 1 et Skopje 4 par la pose d'un fil de terre en fibre optique. Longueur estimative: 22 km.
- Nouveau système de gestion pour le CRN du Monténégro.
- Liaison MN, YUG – B-H: Pose d'un fil de terre en fibre optique sur la nouvelle ligne aérienne de 110 kV entre Podgorica 2 et Cetinje, mise à niveau de la ligne aérienne existante de 110 kV entre Cetinje, Budva, Tivat, Herceg, Novi (MN) et Trebinje (B-H) par la pose d'un fil de terre en fibre optique.
- Liaison MN – SER: Mise à niveau de la ligne aérienne existante de 220 kV entre Podgorica 1, Mojkovac, Pljevlja (MN) et Pozega (SER) par la pose d'un fil de terre en fibre optique.
- Liaison TUR – GRE: Pose d'un fil de terre en fibre optique et d'une installation terminale sur la nouvelle ligne projetée de 400 kV entre Babaeski (TUR) et Philippi (GRE).
- Formation, services consultatifs et appui technique relatifs à l'infrastructure des communications, du matériel informatique et des compteurs et aux logiciels correspondants.
- Logiciel SCADA/EMS pour l'exploitation dans une nouvelle configuration du marché.
- Liaison SER – HUN: Centre répartiteur EPS-Belgrade 3: pose d'environ 9,5 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 110 kV entre Obrenovac A et Belgrade 3; pose d'environ 32,7 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne de 220 kV entre Obrenovac A et RP Mladost; pose d'environ 5,3 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV entre RP Mladost et Novi Sad 3; pose d'environ 90,5 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV entre Novi Sad 3 et Subotica 3; pose d'environ 81,9 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV entre Subotica 3 (SER)

et Santorfaiva (HUN); pose (sur environ 27,5 km jusqu'à la frontière avec la Hongrie) d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV.

- Liaison SER – MN: Obrenovac A-Valjevo 3: pose d'environ 49,2 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 220 kV entre Valjevo 3 et Bajina Basta; pose d'environ 57,3 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 220 kV entre Bajina Basta et Pozega; pose d'environ 48,9 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 220 kV de raccordement à Pljevlja (MN).
- Liaison SER – ROM: Centre répartiteur EPS – Kumodraz: ondes ultracourtes, Kumodraz-Gorica: ondes ultracourtes, Gorica-Rakova Bara: ondes ultracourtes, Rakova Bara-D. Jovan: ondes ultracourtes, D. Jovan-Kladovo: ondes ultracourtes, Kladovo – HE Djerdap 1: ondes ultracourtes, HE Djerdap 1 (SER) – HE Portide de Fier (ROM): pose d'un fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV.
- Liaison SER – ALB: Poste de transformation Nis 2 – poste de transformation Kosovo B: pose d'environ 124,2 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV; poste de transformation Kosovo B – poste de transformation de Prizren: pose d'environ 71,7 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne de 220 kV; poste de Prizren (SER/KOS) – poste de Fierze (ALB): pose d'environ 45 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 220 kV jusqu'à la frontière avec l'Albanie.
- Liaison SER – MKD: Poste Kosovo B – poste Skopje 1: pose d'environ 83 km de fil de terre en fibre optique sur la ligne existante de 400 kV.

5.4.2 Projets régionaux

55. Dans la section précédente, nous avons recensé les projets susceptibles d'être mis en œuvre dans les différents pays. On dénombre par ailleurs trois projets à vocation régionale qui répondent à un besoin et pourraient être mis en œuvre à des emplacements choisis par les participants à l'Initiative et par l'UCTE. Ces projets sont les suivants:

5.4.2.1 Fonctions relatives à la sécurité

56. Les fonctions concernant la sécurité régionale peuvent être d'une grande diversité. Par exemple, le centre régional pourrait être un gestionnaire de transport régional ou plus simplement un centre de surveillance qui signalerait aux centres répartiteurs nationaux et aux exploitants de réseaux indépendants locaux les problèmes existants ou risquant de se poser dans le transport à court terme. Il n'est donc pas possible d'évaluer la portée de ce projet tant qu'une description fonctionnelle détaillée des logiciels et des services à fournir n'aura pas été établie. Nous estimons toutefois à l'heure actuelle que les quatre canaux E1 entre les centres répartiteurs nationaux et le centre de sécurité devraient suffire à couvrir les besoins.

5.4.2.2 Fonctions relatives à la comptabilité de l'énergie

57. Compte tenu des prescriptions de l'UCTE en vigueur, les fonctions relatives à la comptabilité de l'énergie pourraient s'accommoder d'une liaison à faible débit, car les données ne sont pas transférées en temps réel et leur volume est relativement faible. Cette fonction

devrait donc s'inscrire sur le réseau principal afin de pouvoir recueillir les données provenant de tous les centres répartiteurs nationaux et, au besoin, de transférer des données au centre comptable de l'UCTE.

58. Comme indiqué plus haut, les compagnies d'électricité de la région des Balkans pourraient en théorie devenir partie prenante à l'un des centres existants de l'UCTE comme celui de Laufenburg.

5.4.2.3 Gestion du réseau de téléinformation

59. L'architecture de la gestion du réseau est relativement simple. Elle comprend un ou plusieurs postes de gestion raccordés à un réseau de secteur local. Celui-ci est ensuite relié au réseau de communication. Les postes de gestion communiquent avec les centres individuels de gestion coiffant les réseaux de communication des compagnies d'électricité membres. Dans la plupart des cas, l'information circule des compagnies d'électricité membres vers le centre régional. Cette fonction régionale devrait permettre de surveiller la totalité du réseau et donc de signaler les difficultés que pourraient rencontrer les réseaux des compagnies d'électricité.

60. Les volumes de données et le trafic vocal étant très faibles, la capacité du réseau de téléinformation de base devrait pleinement suffire. Par conséquent, si l'on relie les nœuds de gestion du réseau à l'épine dorsale de celui-ci, soit directement soit par un canal de capacité suffisante, les postes régionaux de gestion du réseau pourront être implantés en n'importe quel point commode choisi d'un commun accord.

5.5 Conclusions

61. Les indications fournies dans ce projet au sujet des installations de répartition et de télécommunication existantes ou prévues dans chaque pays sont tirées du volume 1 où elles sont expliquées.

62. Les caractéristiques du réseau de téléinformation entre les centres répartiteurs nationaux ont été définies compte tenu des éléments ci-après:

- L'analyse des données et du trafic vocal entre les centres répartiteurs nationaux;
- Le soutien en faveur de la création d'un marché de l'électricité concurrentiel dans la région;
- L'intention de tous les pays participants de se conformer à la directive 96/92 de l'UE concernant le marché intérieur de l'électricité.

À partir de ces caractéristiques, on a établi une architecture conceptuelle et déterminé les capacités de liaison telles qu'elles sont décrites dans le volume 2.

63. On a ensuite élaboré le réseau de communication physique destiné à satisfaire aux exigences du système de téléinformation. On a calculé que quatre liaisons E1 entre les centres répartiteurs nationaux suffiraient à répondre aux besoins prévisibles. Sur cette base, les projets à mettre en œuvre ont été recensés (leur liste figure dans le volume 3). Le principal objectif du projet a donc été atteint.

64. Des échanges techniques ont également eu lieu avec les pays du CENTREL et le centre comptable de l'UCTE pour la région méridionale à Laufenburg, tant dans le cadre d'un atelier organisé à Ohrid, dans l'ex-République yougoslave de Macédoine, qu'à l'occasion de visites sur le terrain. Celles-ci ont permis à l'équipe du projet d'améliorer sa connaissance des réseaux de télécommunication URTICA, PIA et CENTREL.

65. L'étape finale consiste à achever l'analyse financière des projets susceptibles d'être retenus afin de déterminer ceux qui pourraient bénéficier d'un concours des institutions financières internationales. Cette tâche implique des ressources supplémentaires et une prolongation du calendrier.

6. Projet relatif à la planification du réseau de transport régional

6.1 Introduction

66. Ce projet a été élaboré à partir des deux études envisagées au titre de l'Initiative dans la liste commune mentionnée au chapitre 1 du présent rapport. Les extraits ci-après des cahiers des charges fixés au cours de la première phase des activités du Groupe chargé des projets permettent de mieux comprendre la démarche suivie dans la mise en œuvre de ce projet.

6.1.1 Faisabilité et étude technique d'un couloir Est-Ouest dans le réseau de transport haute tension des pays de l'Europe du Sud-Est, y compris les questions relatives à l'interconnexion de la région avec le réseau électrique de la Turquie

A. Contexte

67. L'évolution économique et politique récente dans les pays d'Europe orientale a créé les conditions d'une coopération plus étroite au sein de l'Europe. Si le secteur de l'électricité représente un domaine très important, c'est en raison des retombées que l'on peut attendre de l'interconnexion des réseaux électriques en matière de puissance installée, de réserve et de baisse des coûts d'exploitation, d'assistance mutuelle, etc. Suite au prolongement de l'Interconnexion UCTE, les réseaux électriques de l'Allemagne de l'Est et du CENTREL (Pologne, Hongrie, République tchèque et Slovaquie) ont déjà été raccordés à celle-ci, tandis que la Roumanie et la Bulgarie sont sur le point de l'être. Plusieurs études de faisabilité ont été réalisées à cette fin.

68. Lors du conflit récent en Croatie et en Bosnie-Herzégovine, les réseaux électriques de ces pays membres de l'UCTE ont subi des dégâts importants et, de ce fait, la Grèce, l'ex-République yougoslave de Macédoine et la Yougoslavie actuelle se trouvent isolées par rapport à la partie restante du réseau UCTE.

69. On suppose que la Bulgarie et la Roumanie se joindront à l'exploitation synchrone en parallèle du réseau UCTE et que le développement des réseaux électriques européens et la mise en place du marché intérieur de l'électricité en Europe contribueront à l'amélioration du commerce de l'électricité à destination et en provenance de l'UE.

70. Le renforcement de la connexion entre les réseaux électriques de l'Europe du Sud-Est et le raccordement du réseau turc par la Bulgarie et la Grèce ainsi que la création de nouveaux

réseaux électriques dans l'interconnexion auront l'impact économique que l'on peut attendre de l'échange de gros volumes d'énergie par des réseaux interconnectés.

71. Les analyses qui ont été faites jusqu'à présent de la question des possibilités de transit dans la région des Balkans ont montré que les échanges de grandes quantités d'énergie électrique souffrent d'un certain nombre de goulets d'étranglement.

B. Objectifs

72. Cette étude a pour buts:

a) D'examiner la faisabilité de la construction de nouvelles lignes entre l'Albanie et l'ex-République yougoslave de Macédoine et entre l'ex-République yougoslave de Macédoine et la Bulgarie, l'Albanie et la Yougoslavie, la Grèce et la Turquie;

b) D'examiner la possibilité d'exploiter le réseau électrique turc en parallèle et de manière synchronisée avec le réseau électrique interconnecté dans les Balkans, dans le respect des prescriptions de l'UCPTE et compte tenu de la ligne de couplage existante entre la Turquie et la Bulgarie et de la ligne de couplage envisagée entre la Turquie et la Grèce;

c) De calculer tous les coûts techniques qu'impliquent le projet et la construction de la nouvelle ligne et d'évaluer les possibilités d'améliorer le fonctionnement de cette interconnexion après le raccordement d'un nouveau réseau électrique.

C. Portée

73. L'étude portera sur les réseaux électriques de 400 kV et 220 kV de la Grèce, de l'ex-République yougoslave de Macédoine, de la Bulgarie, de l'Albanie, de la Yougoslavie, de la Roumanie et de la Turquie. La partie septentrionale des réseaux électriques de 150 kV de la Grèce et la partie occidentale du réseau électrique de 154 kV de la Turquie seront représentées et les autres réseaux électriques seront simulés par des équivalents appropriés. Les réseaux électriques d'autres pays voisins interconnectés seront simulés jusqu'au niveau propre à garantir la justesse des analyses.

74. La partie technique portera sur le bilan énergétique des réseaux analysés, l'analyse de la courbe de charge dans les conditions d'exploitation normale, en période d'entretien et dans des circonstances imprévues, les calculs du courant de court-circuit, l'analyse de stabilité transitoire et dynamique, les prescriptions en matière de régulation primaire et secondaire, la commande de tension/de puissance réactive, les mesures, les télécommunications, les systèmes de protection et l'analyse transitoire rapide.

75. L'analyse, calée sur l'horizon 2002, prévoit des conditions d'exploitation tant en puissance maximale qu'en puissance minimale, afin d'assurer la compatibilité avec des études similaires. Cette année a été choisie parce que c'est probablement durant cette période qu'interviendront le raccordement des réseaux électriques tant roumain que bulgare à l'UCTE, la connexion des réseaux italien et grec, et la reconnexion des réseaux de la Croatie et de la Bosnie-Herzégovine. L'étude doit également tenir compte de la construction de la nouvelle ligne de 400 kV entre les réseaux électriques grec et bulgare et de la transformation de la ligne de 150 kV entre la Grèce et l'ex-République yougoslave de Macédoine en une ligne de 400 kV.

76. L'analyse technique devrait permettre de déterminer les quantités maximales d'énergie pouvant être transférées massivement en toute fiabilité. Plusieurs hypothèses seront élaborées quant aux échanges éventuels en provenance et à destination des réseaux électriques de l'Europe du Sud-Est. Le volet économique de l'étude fournira une estimation approximative de la totalité des coûts que représentent le projet, sa réalisation, la mise en place des liaisons de télécommunication, les mesures et les systèmes de protection qu'implique la construction des lignes nouvelles.

6.1.2 Étude des avantages économiques et techniques d'une exploitation harmonieuse des réseaux électriques interconnectés de la région des Balkans

A. Introduction

77. Les changements économiques et politiques intervenus récemment dans les pays d'Europe orientale ont permis l'instauration d'une coopération plus étroite au sein du continent. Un domaine important de cette coopération est celui des échanges d'électricité. Cette coopération profite aux réseaux électriques interconnectés, car elle permet de mieux exploiter la puissance installée, de réduire les réserves et les coûts d'exploitation, de pouvoir compter sur une assistance mutuelle en cas d'urgence, etc. Par ailleurs, la nouvelle réglementation (libéralisation) mise en place dans le secteur de l'électricité sous l'impulsion de la directive de l'UE devrait accroître le volume des échanges d'électricité entre les producteurs-distributeurs d'électricité des pays de l'UE et de pays tiers. Le commerce de l'électricité dans la région augmentera du même coup, tant en termes financiers que du point de vue des quantités transférées.

78. Depuis mai 1996, les réseaux électriques de la Grèce, de la Bulgarie, de l'Albanie, de la Roumanie, de la Yougoslavie, de l'ex-République yougoslave de Macédoine et d'une partie de la Bosnie-Herzégovine sont interconnectés et fonctionnent en parallèle et de manière synchronisée. Auparavant, les réseaux électriques de la Grèce, de l'Albanie et de l'ancienne Yougoslavie étaient raccordés au réseau UCTE. Ce réseau interconnecté, dénommé ci-après «interconnexion balkanique» est actuellement isolé des réseaux européens (UCTE) en raison des dégâts subis par les lignes d'interconnexion dans l'ancienne Yougoslavie. La connexion au réseau UCTE devrait être rétablie dans un proche avenir. La commande de «l'interconnexion balkanique» se fait par la coordination des systèmes de gestion de l'énergie des producteurs d'électricité en cause selon un mode de fonctionnement décentralisé. La connexion au réseau de l'UCTE devrait être rétablie d'ici quelques années.

79. Conformément à la directive pertinente de l'UE, le marché de l'énergie de la Grèce, seul pays de la région qui soit membre de l'Union, s'ouvre en 2001. Cet événement devrait entraîner des changements d'orientation correspondants dans le secteur de l'électricité des pays voisins et offrir la possibilité de créer un marché local de l'énergie dans la région. On peut en attendre un accroissement du volume des échanges d'électricité.

80. Afin de mettre en place l'exploitation en interconnexion, les compagnies d'électricité de la région ont étudié dans le détail les conditions de l'interconnexion balkanique du point de vue des capacités et des limites du réseau de transport, ainsi que les questions relatives à la reconnexion au réseau UCTE. Plus précisément, les études effectuées ont porté sur les points suivants:

- Débit de puissance et sécurité en régime permanent
- Niveaux de court-circuit
- Comportement dynamique de l'interconnexion
- Commande primaire et secondaire
- Relais de protection du réseau et autres installés sur les lignes de couplage, etc.
- Calcul des capacités de transfert en toute sécurité dans plusieurs directions possibles.

81. Si les avantages du fonctionnement en interconnexion ont été abondamment étudiés sur le plan technique, les avantages correspondants d'une gestion intégrée des systèmes de production et l'évaluation des volumes d'énergie à transférer n'ont guère retenu l'attention.

82. L'étude envisagée a un double but à savoir:

- Évaluer les avantages économiques d'une exploitation intégrée des systèmes de production des réseaux électriques balkaniques interconnectés, eu égard à la structure différente des profils de charge, aux capacités de production, aux prévisions en matière d'hydroélectricité, etc., ainsi qu'aux changements escomptés dans le secteur de l'électricité.
- Analyser les pratiques d'exploitation en utilisant un cadre réaliste fourni par une structure de formation proche des répartiteurs en temps réel. Dans un régime d'échanges renforcés dans la région, on prévoit qu'une coopération étroite et l'échange d'informations entre les agents d'exploitation des centres de commande seront nécessaires.

B. Objectifs

83. Les objectifs de l'étude sont:

- D'évaluer le volume d'énergie à transférer et les avantages à attendre d'une exploitation plus intégrée des réseaux électriques interconnectés en termes de coûts de production et de sûreté de l'approvisionnement.
- D'analyser les pratiques d'exploitation en vue de la mise en place d'un système d'exploitation de ce genre.
- D'apporter une formation plus poussée aux exploitants des différents réseaux dans un mode de commande décentralisé.

84. Plus précisément, les objectifs du projet sont:

Phase A

- a) De constituer une base de données complète contenant:
- b) Des données sur les systèmes de production, à savoir toutes les données nécessaires pour analyser pleinement le fonctionnement des systèmes de production des réseaux électriques susmentionnés;

- c) Des données de réseau, à savoir les modèles de réseau appropriés à inclure dans les outils en temps réel des centres de commande des compagnies d'électricité en cause;
- d) D'analyser les pratiques d'exploitation actuelles et de calculer les paramètres économiques et de fiabilité correspondants;
- e) D'étudier les possibilités d'assurer une exploitation plus intégrée tenant compte du calendrier de production;
- f) D'envisager des stratégies d'exploitation optimales et d'évaluer les avantages économiques à en attendre;

Phase B

- a) D'analyser les pratiques d'exploitation en temps réel en vue de définir des stratégies d'exploitation optimales;
- b) De mettre sur pied une structure de formation intégrée à l'intention des gestionnaires (régulateurs) de ces réseaux dans un contexte de renforcement des opérations.

C. Portée

C.1. Estimation des transactions économiques

85. Sur la base des données relatives aux systèmes de production et du calcul des capacités de transfert entre les différents réseaux, on établira des prévisions des échanges économiques d'électricité pendant une période à venir selon plusieurs scénarios ayant trait au degré de coordination des systèmes. Ces scénarios concernent:

- a) Le fonctionnement isolé de chaque système;
- b) Les transactions commerciales (pratique actuelle) et autres types de transactions retenus;
- c) Différents degrés d'intégration de l'exploitation des systèmes de production, tels que:
- d) L'exploitation de puissances variables;
- e) L'optimisation des calendriers de production d'hydroélectricité;
- f) Le calendrier d'entretien des grosses unités de production.

86. Les échanges d'électricité résultent de l'optimisation des réseaux électriques exploités de manière plus intégrée, les principales contraintes étant la réserve tournante nécessaire et les capacités de transfert d'un réseau à l'autre. Des indices de fiabilité seront également calculés pour ces différents scénarios afin de chiffrer les avantages de chacun en termes de fiabilité.

87. La comparaison des cas ci-dessus permettra de se faire une idée précise du potentiel exploitable pour les échanges économiques d'électricité dans la région selon plusieurs pratiques d'exploitation.

C.2 Analyse des pratiques d'exploitation

88. Pour les scénarios analysés en C1, organiser un atelier de simulation de la formation des régulateurs en utilisant les instruments existants:

- La première étape consiste à modéliser de manière aussi réaliste que possible les réseaux de production et de transport des systèmes interconnectés. Ce modèle devra tenir compte des paramètres dynamiques des unités de production en cause des principaux paramètres des régulateurs d'unité, ainsi que des paramètres AGC pour chaque réseau interconnecté et pour une partie significative du réseau de transport de chaque pays.
- La deuxième étape consiste à affiner le modèle et à mettre sur pied des scénarios de formation prévoyant notamment des régimes de transactions renforcés et des conditions de sécurité défavorables.
- La dernière étape consiste à réunir le personnel régulateur et les experts des réseaux électriques des compagnies d'électricité correspondantes dans le cadre d'un atelier destiné à reproduire les conditions d'exploitation à différents niveaux d'échange. Les situations normales et les situations imprévues seront envisagées, simulées et analysées de façon approfondie.

6.2 Lancement du projet relatif à la planification des réseaux de transport à l'échelle régionale

89. Dans le cadre de l'élaboration du concept de base, USAID et l'entreprise ESM se sont mises d'accord sur le thème principal du projet. USAID a engagé CMS Energy, États-Unis, comme consultant chef de file et directeur du projet. Après quelques mois consacrés aux négociations et à l'évaluation des besoins dans la région, tâche accomplie par USAID et CMS en coopération avec le Gouvernement de l'ex-République yougoslave de Macédoine et l'entreprise ESM, le projet de texte de memorandum d'accord et le plan de travail révisé ont été rédigés. M. Nikola Cerepnalkovski, chef de la Division de l'énergie du Ministère de l'économie de l'ex-République yougoslave de Macédoine et président du Groupe chargé des projets dans le cadre de l'Initiative, a convoqué la réunion d'organisation officielle qui s'est tenue à Skopje les 6 et 7 mars 2001. Les participants à cette réunion ont adopté et signé le memorandum d'accord et ils ont examiné et adopté le plan de travail. Sont associés à ce projet les pays et entreprises ci-après: Albanie – KESH; Bosnie-Herzégovine – ZEKC, EP BiH, ERS, EP HZHB; Bulgarie – NEK; Croatie – HEP; ex-République yougoslave de Macédoine – ESM; Grèce - PPC/HSTO; Hongrie – MVM; Roumanie – Transelectrica; Turquie – TEAS; Yougoslavie⁵, Serbie – EPS, Monténégro – EPCG.

⁵ La Yougoslavie n'était pas considérée au départ comme un pays remplissant les conditions requises pour bénéficier du soutien de l'agence USAID, mais elle a été inscrite sur la liste des pays bénéficiaires et reçoit de ce fait un appui total.

On trouvera ci-après un extrait du plan de travail.

6.2.1 Plan de travail concernant la planification du réseau de transport régional dans les pays participant à l'Initiative

Contexte

90. Les pays de l'Europe du Sud-Est se sont engagés à améliorer leurs réseaux électriques et à créer un marché régional de l'électricité intégré à l'Europe occidentale d'ici 2006. Un aspect important d'un marché régional de l'électricité pleinement opérationnel réside dans l'aptitude à réaliser la planification du transport de l'électricité à l'échelle régionale afin que les projets ne bénéficient pas seulement aux différents pays, mais aussi à la région dans son ensemble.

91. Pour les compagnies d'électricité des pays participant à l'Initiative, qui connaissent actuellement une évolution structurelle et fonctionnelle plus ou moins prononcée sur le plan politique, la mise en place d'une organisation de planification du transport régional de l'électricité assortie d'instruments et de procédures adaptés à l'évolution du marché répond à une nécessité urgente. Dans de nombreuses parties de la région, le secteur de l'énergie électrique se trouve actuellement dans une phase de restructuration, de dissociation des fonctions et de privatisation alors qu'il reste intégré verticalement ailleurs. L'ouverture du marché de l'électricité et l'évolution du cadre réglementaire dans toute la région visée par l'Initiative vont permettre à la concurrence de s'exercer, introduire le rôle nouveau des producteurs indépendants et requérir le libre accès de tous les producteurs aux réseaux de transport. En outre, l'intérêt croissant que manifeste l'Europe du Sud-Est pour un marché commun de l'électricité devrait offrir aux compagnies d'électricité des pays de l'Initiative la possibilité d'importer et d'exporter de l'électricité afin de répondre aux objectifs nationaux tout en optimisant le transport et l'utilisation des capacités de production à l'échelle régionale. Enfin, la volonté d'un grand nombre des pays de l'Initiative d'adhérer à l'Union européenne implique que chaque compagnie d'électricité, ainsi que la région, dispose d'une capacité de planification du transport pleinement opérationnelle et d'une marge de manœuvre suffisante pour satisfaire aux prescriptions existantes et futures de l'UE et de l'UCTE. Cette initiative du Groupe des projets concernant l'interconnexion des réseaux électriques devrait contribuer à améliorer et à affiner la capacité des compagnies d'électricité de la région d'appliquer des méthodes de planification optimales en matière de flux d'électricité et d'investissements en vue de déterminer les investissements économiquement viables, propres à améliorer les réseaux de transport et à permettre des échanges d'électricité mutuellement avantageux.

92. Ce projet a pour objectif général de promouvoir la coopération régionale dans le domaine de planification du transport par l'élaboration d'instruments et de méthodes communs. Il s'est avéré que des aptitudes communes à la planification du transport étaient le catalyseur technique d'une amélioration des communications relatives à la planification régionale des réseaux électriques, d'une meilleure compréhension des solutions les moins onéreuses, ainsi que le fondement de propositions de projets méritant d'être financés dans d'autres parties du monde. Cela implique la mise en place dans chaque pays (là où il n'existe pas encore) du logiciel bien connu PSS/E de planification du transport ainsi que la formation d'un personnel de planification du transport tant pour l'analyse en régime permanent que pour la simulation dynamique. L'équipe du projet coopérera avec les compagnies d'électricité de la région pour la conversion et l'amélioration des données de planification existantes et elle aidera à mettre au point des

analyses régionales utilisant le logiciel de planification pour cerner les principaux goulets d'étranglement du transport et incorporant les résultats des études de faisabilité en cours ou futures portant sur des projets concrets de remise en état, d'amélioration et d'interconnexion des réseaux de transport.

93. Le projet a plus précisément pour buts:

a) De fournir un logiciel PSS/E ainsi qu'une formation adéquate à chaque groupe de planification du transport des compagnies d'électricité remplissant les conditions requises là où ce logiciel et/ou cette formation n'existent pas encore;

b) De mettre sur pied un groupe de la planification régionale du transport en vue d'harmoniser les buts, les objectifs et les activités de planification régionale;

c) De présenter sous un format régional commun les données nationales existantes sur la planification du transport;

d) De réaliser certaines études sur la planification du transport à l'échelle régionale, selon les orientations définies par le Comité directeur de l'Initiative et le Groupe de la coordination technique.

Démarche

Tâche 1: Besoins en matière de planification du transport et évaluation des capacités

94. La région à étudier comprend tous les pays visés par l'Initiative qui signeront le projet envisagé de memorandum d'accord. Cependant, USAID accorderait un appui financier uniquement aux pays remplissant les conditions requises, à savoir la Croatie, la Bosnie-Herzégovine, l'ex-République yougoslave de Macédoine, l'Albanie, la Roumanie et la Bulgarie. La Yougoslavie sera sans doute elle aussi admise à en bénéficier dans un proche avenir, dès lors qu'elle adhère maintenant officiellement à l'Initiative et au pacte de stabilité.

95. Chacune des entreprises assurant le transport de l'électricité qui participe à l'Initiative fera l'objet d'une enquête destinée à déterminer le logiciel de planification en usage, les compétences du personnel chargé de la planification, le mode de présentation et l'exhaustivité des données relatives au transport, ainsi qu'à recenser les projets concrets relatifs à la planification du transport, et les questions présentant un intérêt particulier pour chaque membre. Ces données seront résumées et serviront de base aux tâches restantes.

Tâche 2: Achat et mise en place du logiciel PSS/E

96. Le logiciel PSS/E sera financé par USAID et acheté par CMS au profit des participants remplissant les conditions requises. Les autres participants à l'Initiative pourront acheter le logiciel et recevoir une formation à leurs frais. La formation sera menée par une équipe composée du fournisseur du logiciel et de CMS qui organiseront un stage de cinq jours d'initiation à l'analyse du débit de puissance en régime permanent à l'aide du logiciel PSS/E, puis un second stage de cinq jours d'initiation à la simulation dynamique à l'aide du logiciel PSS/E. Ces stages seront centralisés en un lieu à fixer. Une formation complémentaire sera dispensée par l'équipe CMS dans chacune des entreprises de service public assurant le transport

de l'électricité, dans la mesure nécessaire au succès de la mise en œuvre. L'équipe CMS aidera à convertir les données dans chacune de ces entreprises pour faire en sorte que les données relatives à la planification du transport soient correctement présentées aux fins de la planification régionale.

Tâche 3: Mise en place du Groupe chargé de la planification du transport de l'électricité à l'échelle régionale

97. Au départ, la coordination de la planification du transport à l'échelle régionale s'effectuera dans le cadre de ce projet en faisant appel au Comité de direction, au Groupe de la coordination technique et aux groupes de travail décrits au chapitre du plan de travail relatif à la gestion et à l'organisation des projets. Toutefois, ce projet a pour but de mettre en place des mécanismes institutionnels qui puissent continuer d'assurer la coordination de la planification et des investissements au niveau régional après l'achèvement du projet de l'Initiative et être utiles à la région au cours des années à venir. Pour ces différentes raisons, la tâche 3 vise à créer le cadre nécessaire au fonctionnement d'un groupe d'utilisateurs de la planification du transport doté des structures, de l'expérience, des connaissances techniques et de l'autorité nécessaires pour être chargé de la planification régionale du transport en Europe du Sud-Est.

Tâche 4: Réalisation d'études sur les investissements dans le réseau de transport à l'échelle régionale

98. Toutes les informations recueillies dans le cadre de ce programme seront utiles pour la tâche 4 consistant à recenser les carences du réseau de transport, les améliorations à apporter et les projets à réaliser. Le but sera de définir correctement un ensemble de prescriptions concernant les caractéristiques et le fonctionnement d'un réseau de transport régional intégré qui réponde aux besoins d'électricité actuels et futurs des pays de l'Initiative visés par ce programme. Dans cette perspective, l'équipe chargée du projet élaborera une base de données sur l'offre et la demande, les unités de production et le réseau de transport, ainsi que sur les projets envisagés en matière de transport. Des modèles de réseau de transport régional seront élaborés et évalués à l'aide du logiciel PSS/E et d'autres instruments du projet afin d'obtenir des configurations affichant un bon rapport coût-efficacité (au moindre coût), ainsi qu'un réseau intégré à l'échelle régionale assorti de projections (de la disponibilité d'exploitation) d'une grande fiabilité.

Résultats escomptés

- Fourniture du logiciel de planification du transport PSS/E à chaque participant qualifié à l'Initiative après signature de l'accord de licence et, moyennant le versement d'une redevance, aux participants non qualifiés à l'Initiative.
- Formation de planificateurs à l'utilisation du logiciel PSS/E pendant 10 jours en un point central de l'Europe du Sud-Est.
- Rapport intérimaire résumant les progrès et les résultats à mi-parcours, mis à la disposition de tous les participants à l'Initiative.

- Rapport final contenant des recommandations relatives à la tâche 3 (structure d'organisation) ainsi que les résultats des études régionales du transport prévues par la tâche 4, communiqué à tous les participants à l'Initiative.

Gestion et organisation du projet

99. Il est proposé de constituer un comité directeur pour définir l'orientation générale du projet (voir pièce n° 1). La composition du comité directeur sera fixée comme indiqué dans le mémorandum d'accord du projet.

100. Il sera créé un groupe de la coordination technique chargé de gérer les activités courantes de trois groupes de travail. Il est recommandé que chaque compagnie d'électricité participante désigne un coordinateur technique ayant pour mission de servir d'interlocuteur unique pour cette entreprise, de faciliter la communication avec CMS et de veiller à ce que les travaux effectués par ladite entreprise se déroulent dans les délais prévus. Les différents coordinateurs techniques deviendront membres du Groupe de la coordination technique. Les autres membres du Groupe seront désignés comme indiqué dans le mémorandum d'accord du projet.

101. Il sera créé des groupes de travail du projet composés d'experts désignés par les participants et dont les tâches seront les suivantes:

- Groupe de travail 1 – Modélisation

102. Ce groupe de travail sera composé de praticiens de la planification du transport dont la tâche consistera à participer au programme d'initiation au logiciel PSS/E, à travailler directement à la conversion des données existantes sur la planification du transport en structures logicielles nouvelles et à réaliser des études sur la planification régionale du transport reprenant les thèmes et les priorités définis par le Groupe de la coordination technique.

- Groupe de travail 2 – Études sur la planification régionale du transport

103. Ce groupe de travail utilisera les résultats et les données de planification réunis par le groupe 1 pour élaborer une étude sur les investissements dans le transport régional qui énoncera les choix prioritaires les moins coûteux pour assurer l'optimisation des investissements dans le réseau de transport régional. Il appliquera par ailleurs des techniques de planification régionale pour analyser certains projets de transport particuliers conformément aux indications données par le Groupe de la coordination technique et en veillant à ce que ces analyses soient fondées et exhaustives sur les plans technique, financier et économique. Il s'agira de faire en sorte que ces études/analyses soient aussi utiles que possible pour l'élaboration de propositions de projet susceptibles de retenir l'attention de telle ou telle institution financière internationale à des fins de financement.

- Groupe de travail 3 – Constitution d'un groupe chargé de poursuivre la planification du transport régional à l'issue du projet USAID/CMS

104. Ce projet a notamment pour but de mettre en place des mécanismes institutionnels qui puissent continuer d'assurer la coordination de la planification et des investissements au niveau régional après l'achèvement du projet de l'Initiative et être utiles à la région au cours des années

à venir. Le groupe 3 établira le cadre nécessaire au fonctionnement d'un groupe d'utilisateurs de la planification du transport doté des structures, de l'expérience, des connaissances technologiques et de l'autorité nécessaires pour être chargé de la planification régionale du transport en Europe du Sud-Est à l'issue du projet USAID/CMS.

6.3 Activités menées à bien ou prévues

105. La tâche 1 a été menée à bien au cours de la réunion d'organisation tenue à Skopje les 6 et 7 mars, par le biais des exposés présentés par les entreprises participantes. Ces hypothèses ont été affinées au cours des réunions techniques tenues en mai 2001 dans tous les pays participants par le groupe de travail composé de représentants de CMS Energy et de l'entreprise ESM. Le Groupe de la coordination technique, lors de sa réunion en juin 2001, a ainsi pu établir la liste des nouveaux projets à prendre en considération dans l'étude. Cette liste figure au tableau 3.

106. Concernant la tâche 2, CMS Energy a acheté à PTI (Power System Technology) le logiciel PSS/E permettant d'effectuer des calculs en régime permanent et en régime dynamique sur les réseaux électriques à l'intention de tous les pays remplissant les conditions requises, et ce logiciel a été remis à tous les participants en mai et début juin 2001. Un appui de PTI aux réseaux pendant deux ans a également été garanti dans le cadre de cette acquisition.

107. Formation: le plan de travail prévoyait initialement cinq jours de formation pour 12 participants au maximum, mais, vu le grand intérêt suscité par cette activité, le programme de formation a été entièrement remanié. L'initiation au logiciel PSS/E a été subdivisée en trois modules:

- Le premier, à savoir l'initiation à l'analyse du débit de puissance et du régime permanent à l'aide du logiciel PSS/E, a été organisé du 2 au 13 avril 2001 à Zagreb (Croatie). L'Institut de l'énergie Hrvoje Pozar de Zagreb a offert un cadre et des équipements excellents pour la formation et a su bien organiser celle-ci aux côtés de la compagnie d'électricité croate HEP. Les deux groupes, soit 25 participants venus de tous les pays intéressés, ont été répartis en deux programmes de formation de cinq jours chacun. Cette activité, dirigée par un éminent professeur de PTI (États-Unis), a été très utile et couronnée de succès. C'était l'un des préalables d'une exploitation fructueuse du logiciel et de la mise en route de la préparation des données pour l'élaboration de modèles régionaux.
- Le deuxième module, qui n'était pas prévu initialement dans le plan de travail, sera la formation au calcul et à l'analyse du débit de puissance optimal. Il a été reconnu que cette formation spécifique serait très utile pour réaliser cette application concrète du logiciel PSS/E. Ces activités de formation se dérouleront du 10 au 15 septembre dans le complexe hôtelier Sv. Stefan, au Monténégro, et concerneront deux groupes de 12 étudiants au maximum chacun, à raison de trois jours pour chaque groupe.
- Le troisième module sera le plus complexe, à savoir l'initiation à la simulation dynamique à l'aide du logiciel PSS/E. Il s'adressera à deux groupes de 12 étudiants au maximum chacun, à raison de cinq jours pour chaque groupe. Les dates et le lieu seront fixés ultérieurement.

108. La tâche 3, constitution du futur groupe de la planification régionale du transport, sera l'objet des prochaines activités. L'idée qui est à l'origine de cette activité est exposée dans le plan de travail.

109. La tâche 4 sera consacrée à la réalisation d'études sur les investissements dans le réseau de transport régional. Comme il l'a déjà été indiqué, l'une des conditions préalables était d'activer avec succès le logiciel PSS/E dans tous les pays participants. Lors de la réunion de coordination technique tenue à Bucarest les 25 et 26 juin 2001, les participants sont convenus de la méthode générale et des grandes orientations. En voici quelques-unes:

- Une coopération avec l'UCTE est nécessaire pour élaborer le modèle et appliquer les normes; coordination avec d'autres programmes et initiatives d'appui (UE, SEETEC, USTDA, etc.);
- Le modèle régional portera sur le réseau de 400 kV et 220 kV; même les entreprises pourraient appliquer la tension la plus basse;
- La liste des meilleures pratiques a été passée en revue et quelques changements y seront apportés;
- L'année retenue pour l'étude sera 2005 et il sera tenu compte des puissances de pointe hivernale et estivale;
- Les études envisagées seront réparties en trois catégories selon l'ordre de priorité ci-après:
 - Études du débit de puissance en régime permanent au niveau régional à l'aide de la liste établie des interconnexions prometteuses mentionnées ci-après;
 - Analyse économique et financière des projets les plus prometteurs recensés à l'étape précédente;
 - Simulation dynamique des projets retenus sous réserve que le délai imparti et la portée des projets le permettent;
- La liste des interconnexions correspondant aux projets ayant le plus de chances d'être pris en considération a été examinée et revue (voir tableau 3 ci-après). Y sont indiqués les projets qui seront opérationnels en 2005. Les autres seront considérés comme des choix possibles pour après 2005. Il a été reconnu toutefois qu'un nombre restreint de projets nouveaux, inconnus à l'heure actuelle, pourraient être découverts dès lors qu'un modèle sera utilisé pour analyser les débits de puissance à l'échelle régionale.

Tableau 3 - Liste des projets d'investissement à considérer dans les études

Projet	Type	Tension kV	Pays concernés	Situation en 2005	Situation actuelle
Mostar	Poste	400	B-H, CRO, YUG	Opérationnel	
Ernestinovo	Poste	400	CRO, YUG, B-H	Opérationnel	
Ernestinovo – Petz	LA	400	CRO, HUN	Option	Idée
Sombor – Petz	LA	400	YUG, HUN	Option	Idée
Nis – Skopje	LA	400	YUG, MKD	Option	Idée
Sremska Mitrovica – Ugljevik	LA	400	YUG, B-H	Opérationnel/ option	Préparation- construction
B. Luka – Prjedor – Bihac – Zagreb	LA	400	B-H, CRO	Option	Idée
Hongrie – Roumanie	LA	400	HUN, ROM	Option	Idée
Arad – Oradea	LA	400	ROM	Opérationnel	Projet d'entreprise
Oradea	Poste	400	ROM	Opérationnel	Projet d'entreprise
Rosario	Poste	400	ROM	Opérationnel	Projet d'entreprise
Isakchea	Poste de conversion	400	ROM	Option	
Burstin Iland		400	ROM, UKR	Opérationnel/ option	En construction
Elbasan	Poste	400	ALB	Opérationnel	En construction
Elbasan – Tirana – Podgorica	LA	400	ALB, MN	Opérationnel/ option	Étude de faisabilité
Kosovo B – Fierza	LA	220	ALB, YUG	Option	
Bitola – Florina	LA	400	MKD, GRE	Opérationnel	Préparation- construction
Dubrovo – Cervena Mogila	LA	400	MKD, BUL	Opérationnel/ option	Préparation- construction
ex-République yougoslave de Macédoine – Albanija	LA	400	MKD, ALB	Option	Analyses préliminaires
Maritza 3 – Hamitabat	LA	400	BUL, GRE	Opérationnel	En construction
Maritza 3 – Filippi	LA	400	BUL, GRE	Option	Décision en attente
Filippi – Babaeski	LA	400	GRE, TUR	Opérationnel	Étude de faisabilité
Grèce – Italie	CC	400	GRE, Italy	Opérationnel	En construction

Abréviations: LA Ligne aérienne
CC Ligne de courant continu (câble sous-marin).

- Des participants hongrois et slovènes élaboreront, en consultation avec des représentants de l'UCTE et du SUDEL et en concertation avec les entreprises ESM et CMS, des équivalents régionaux plus larges.
- Les deux scénarios de base seront analysés, les hypothèses étant que la région est raccordée en mode synchrone à l'UCTE, avec et sans la Turquie.
- M. Cerepnalkovski de l'entreprise ESM et M. Hikmet Sezer de l'entreprise TEAS établiront un projet de tableau d'échanges pour examen par le groupe de travail.
- Il a été convenu que le plan de travail existant du projet ne contenait pas toutes les précisions qui sont actuellement apportées et que ces précisions seraient présentées dans un nouveau descriptif qui sera rédigé par les entreprises ESM et CMS et distribué aux participants pour observations.

110. À l'évidence, certaines des décisions prises lors de la réunion de Bucarest impliquent un élargissement du plan de travail adopté à la première réunion en mars 2001. Un accord général antérieurement à ce sujet était intervenu avec USAID. La réalisation du projet était initialement prévue pour septembre 2001, mais il a été convenu avec USAID qu'il était nécessaire de prolonger le projet tout au moins jusqu'au premier semestre 2002 afin de pouvoir faire une place plus importante à la formation et aux études. Il convient d'ajouter qu'une formation à l'analyse économique et financière interviendra ultérieurement en tant qu'activité nouvelle, le lieu et la date restant à déterminer. La réunion des utilisateurs du logiciel PSS/E de PTI, prévue les 10 et 11 octobre 2001 à Lisbonne (Portugal) constituera elle aussi une activité nouvelle. Les nouveaux utilisateurs de ce logiciel pourraient également mettre à profit la réunion de Lisbonne pour procéder à un échange de données d'expérience avec les représentants de PTI et les autres utilisateurs du logiciel.
