

« Info Berlin N°3 – Février 2010 »

Par M. Joël Guidez, Conseiller CEA à l'Ambassade de France à Berlin

Et Melle Claire Vaille, Volontaire International.

Le projet Desertec (ou le solaire par concentration)

Qui a visité le désert, sait que sur une boîte en tôle peinte en noir et laissée au soleil, on peut se faire cuire un œuf sur le plat ! La même boîte remplie d'eau, avec quelques miroirs paraboliques pour augmenter l'intensité, va permettre de faire bouillir l'eau. Cette vapeur va alors faire tourner une turbine, qui produira du courant électrique. Un sel fondu sera utilisé comme liquide intermédiaire pour augmenter les niveaux de température et pour minimiser les volumes sous pression. C'est le solaire par concentration (voir Annexe 2).

Avec le photovoltaïque, les photons sont directement transformés en énergie électrique, ce qui permet leur utilisation, indépendamment de la thermique, dans toute zone ensoleillée. Par contre, avec le solaire de concentration, on est dans un problème de thermique. Le rendement global est déplorable dans un pays froid, où il faudra augmenter de manière intolérable à la fois l'isolation et la surface de miroirs paraboliques, pour atteindre les températures nécessaires. Pour la France, on se rappellera par exemple, la centrale Thémis construite dans les Pyrénées orientales et arrêtée faute de rentabilité en 1986.

Curieusement c'est cependant un constructeur allemand **Siemens** qui est un des leaders mondiaux dans ce domaine (voir Annexe 2) alors que par rapport à leurs concurrents Américains, Israéliens ou Chinois, les Allemands ont le désavantage de ne pouvoir travailler qu'à l'exportation car n'ayant ni déserts, ni départements d'outremer.

Or le solaire par concentration est encore une technologie très chère, qui ne peut fonctionner que subventionnée et la majorité des pays désertiques sont pauvres. Ils ne peuvent donc se payer ces technologies plus luxueuses qu'une centrale à charbon ou à gaz. De plus il est délicat de demander au contribuable allemand de subventionner, pour raisons écologiques, des centrales qui seraient installées en Tunisie ou en Lybie. Il y a eu pourtant des tentatives dans ce sens, au dernier meeting de Copenhague.

D'où l'idée allemande du projet Desertec (voir Annexe 1), qui consiste à installer dans le désert ces centrales et de transporter le courant sur 3000 kms vers l'Europe. D'autant plus que là aussi, Siemens est leader mondial dans le transport d'électricité sur grandes distances. Il a récemment remporté le marché **chinois** de transport du courant du barrage des trois gorges vers le sud, sur 2000 km (voir Annexe 3).

Ce projet est donc fortement soutenu par l'industrie allemande et même par le gouvernement. Il pose clairement deux problèmes distincts (voir Annexe 5). D'une part, il y a clairement un **problème économique**, car une électricité déjà très chère au départ, le sera encore plus avec le coût de la ligne de transport et les pertes correspondantes. Les budgets annoncés sont à la fois pharaoniques et peu crédibles. D'autre part, il y a un **problème politique**. Les pays récepteurs sont légitimement en droit de demander leur part financière et leur part de production, ce qui augmentera encore le coût. L'installation de lignes de transport est aussi un problème, ce dont témoignent par exemple en France les fortes oppositions des écologistes quand il faut tirer des lignes haute tension, pourtant indispensables.

La société de planification DII (DESERTEC Industrial Initiative) créée le 30 octobre 2009 par les 12 entreprises partenaires de Desertec commencera par clarifier les questions **économiques, techniques et juridiques** pour la construction de centrales dans le désert et des réseaux électriques nécessaires. Un **plan d'investissement** doit être réalisé au cours des **3 prochaines années**, dont devrait émerger un concept présentant les sites potentiels, les sommes d'investissements nécessaires ainsi que des plans de construction. Les premiers **projets pilotes** doivent prouver à court terme la faisabilité du projet, avant de débiter une nouvelle phase avec la réalisation à grande échelle (voir annexe 1).

Au niveau politique, les relations de la France avec les pays du Maghreb, renforcées par le **Plan Solaire Méditerranéen (PSM)**, initiative **de la nouvelle Union pour la Méditerranée (UPM)**, qui regroupe de nombreux pays du MENA), peuvent nous conduire à jouer un rôle, et créer un cadre nécessaire au développement du concept DESERTEC en EU-MENA. Le transfert technologique et le développement de programmes de formation et d'études sur les énergies renouvelables en MENA sont d'ailleurs clairement soutenus du côté européen dans le cadre de **l'Union pour la Méditerranée**.

Il y a peu de chances que ce projet pharaonique débouche globalement à court terme, pour des raisons économiques (on parle de 400 milliards d'euros!) et politiques. Par contre le déroulement des études et des négociations conduira certainement à des retombées techniques et politiques. L'installation de centrales prototypes sera sûrement effectuée dans ces pays désertiques pour tester déjà, en local, le coût et le fonctionnement. Quant au transport de courant à grande échelle c'est aussi quelque chose qui, indépendamment du projet Desertec, aurait aussi des applications pour le transport et la répartition d'énergie éolienne ou nucléaire en surcapacité locale ainsi que pour la sécurisation correspondante du réseau.

Vous trouverez en Annexes :

- Annexe 1 : la description du projet Desertec
- Annexe 2 : les centrales thermiques solaires à concentration (CSP) et stockage par sel fondu
- Annexe 3 : les lignes de transmission Courant Continu Haute Tension (CCHT)
- Annexe 4 : coopérations entre l'Allemagne et les pays du MENA (exemples de projet en cours)
- Annexe 5 : les défis politiques et économiques du projet Desertec.
- Annexe 6 : un lexique des principaux sigles utilisés

Bonne lecture

1. L'idée fondatrice – les trois études de la DLR

L'idée du projet DESERTEC est née au sein d'un réseau mondial de scientifiques, de responsables et d'entrepreneurs, le **TREC**¹, qui l'a développée en collaboration avec la branche allemande du **Club de Rome**². Le TREC a participé à la réalisation de 3 études techniques qui ont permis d'évaluer le **potentiel des énergies renouvelables (EnR)** dans les pays de la région du MENA (Moyen-Orient et Afrique du Nord), les besoins attendus pour 2050 en **eau et en énergie** de ces pays, et la faisabilité d'une construction d'un **réseau de transport électrique** entre l'Union Européenne (UE) et le MENA. Le **Centre allemand de recherche aérospatiale (DLR)** a mené les trois études, financées par le Ministère allemand fédéral de l'Environnement (BMU). Les études 'MED-CSP'³ et 'TRANS-CSP' ont été conduites entre 2004 et 2006. L'étude 'AQUA-CSP' couvrant les aspects relatifs au dessalement solaire de l'eau de mer a été achevée fin 2007.

L'étude MED-CSP a permis de conclure qu'**en moins de 6 heures, les zones désertiques du globe reçoivent du soleil la quantité d'énergie que l'humanité consomme en une année**. Des études satellites réalisées par la DLR ont aussi démontré qu'il suffirait d'installer des champs de collecteurs solaires sur moins de **0,3% des surfaces désertiques de la région MENA** (soit quelque **20 km² par être humain**) pour produire suffisamment d'électricité et d'eau douce pour répondre à **l'augmentation des besoins de ces pays et de l'Europe**. La production d'électricité à partir de **l'énergie éolienne** est particulièrement intéressante au Maroc et dans les régions autour de la Mer Rouge. L'électricité d'origine solaire et éolienne pourrait être distribuée en MENA au moyen de **lignes en courant continu haute tension (CCHT)** et acheminée vers l'Europe. La nouvelle **Union pour la Méditerranée (UPM)**, qui regroupe de nombreux pays du MENA, est intéressée par ce type de coopération.

2. Coïncidence des intérêts – naissance du projet DESERTEC

La fondation DESERTEC s'est lancée le défi d'exploiter cette énergie inépuisable à un coût raisonnable, dans le cadre international critique de **raréfaction des réserves énergétiques fossiles, d'accroissement de la demande énergétique** et de **réchauffement climatique**. Le projet DESERTEC propose ainsi la construction de **vastes centrales solaires thermiques à concentration (CSP)** en divers points d'Afrique du Nord. En complément, il est prévu d'exploiter **l'énergie éolienne** le long de la côte marocaine et en Mer Rouge, et d'utiliser d'autres techniques solaires telles que le **photovoltaïque concentré**. Ces centrales seront reliées aux **réseaux électriques** de plusieurs pays d'Europe et du Bassin Méditerranéen par un **réseau CCHT** afin de les approvisionner en électricité «verte». Il est aussi prévu de produire de **l'eau dessalée**.

Pour l'Union Européenne, DESERTEC pourrait apporter un complément aux ressources européennes en **EnR** ainsi qu'un moyen d'accélérer le processus de **réduction des émissions européennes de CO₂**⁴ et d'augmenter la **sécurité d'approvisionnement énergétique**.

Pour les pays du MENA, ce projet pourrait apporter une production d'**énergie propre**, des **emplois**, des sources de **revenus économiques**, une amélioration des **infrastructures** et des possibilités de **dessalement d'eau de mer**.

Douze entreprises se sont ainsi réunies au sein du projet DESERTEC. Une réunion de lancement du consortium a été effectuée le **13 juillet 2009**, sous la direction de l'assureur bavarois Munich Ré.

3. Les membres initiaux de l'initiative DII – un leadership allemand

Le consortium DII réunit pour le moment 12 entreprises, dont 9 allemandes. Les entreprises partenaires sont l'assureur **Münchener Rück**, les banques **Deutsche Bank** et **HSH Nordbank**, les énergéticiens **E.ON** et **RWE**, le groupe industriel **Siemens**, la société d'ingénierie et construction industrielle **M+W Zander**, les entreprises solaires **Schott Solar** et **MAN Solar Millenium**, ainsi qu'une entreprise solaire espagnole **Abengoa Solar**, une entreprise de techniques de transmission électrique suisse **ABB AG** et un groupe agro-alimentaire algérien **Cevital**.

Le caractère de DESERTEC devrait **s'internationaliser** radicalement dans les prochaines années. Les coordinateurs du projet visent un nombre d'entreprises partenaires compris entre 20 et 30⁵, dont un nombre significatif en provenance de pays du pourtour méditerranéen. D'autres partenaires sans droit de vote devraient aussi

¹ **TREC** : Trans-Mediterranean renewable Energy Cooperation, fondée en 2003 par le Club de Rome, la Fondation Hambourgeoise pour la Protection du Climat et le National Energy Research Center de Jordanie (NERC), pour fournir de l'énergie propre et bon marché pour l'EU-MENA.

² **Club de Rome** : association non gouvernementale, groupe de réflexion réunissant des scientifiques, des économistes, des fonctionnaires nationaux et internationaux, à l'initiative d'industriels de 53 pays qui financent leurs travaux. Le but est de proposer des solutions ayant trait à la "gouvernance" mondiale dans son aspect environnemental et énergétique.

³ "Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region" (MED-CSP) : http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6575/

⁴ Objectifs exprimés dans le Paquet climat-énergie

⁵ Parlements avec ENEL (Italie), EDF (France), Red Electrica (Espagne) et des entreprises du Maroc, de Tunisie et d'Egypte.

être associés. Torsten Jeworrek, Président du conseil de surveillance de Münchener Rück, s'il se montre très optimiste quant à la participation de **l'Italie** et des pays **d'Afrique du Nord**, doute en revanche d'une éventuelle participation **française**, car la France continue de miser très fort sur l'énergie nucléaire.

4. Fondation de la société DII - DESERTEC Industrial Initiative - 30 octobre 2009

Les 12 entreprises fondatrices de DESERTEC ont créé le 30 octobre 2009 la **société de planification "DESERTEC Industrial Initiative" (DII)**. Le néerlandais **Paul van Son** a été nommé à la tête de ce nouveau consortium DII. Il a occupé de multiples postes dans le secteur de l'énergie : ancien PDG de la branche allemande du groupe d'approvisionnement énergétique néerlandais Essent entre 2003 et 2008, il a aussi dirigé l'entreprise d'énergies renouvelables Econcern, avant sa mise en faillite en mai 2009. Il est aussi président de la Fédération européenne des négociants d'énergie EFET, qu'il a fondée en 1999, et de la fondation Energy4All, chargée de développer l'accès à internet en Afrique par l'utilisation de sources d'énergie décentralisées. Le siège de la société devrait se situer à **Munich**, mais il est prévu de monter des succursales locales, notamment dans les pays d'Afrique du Nord.

5. Rôle de la DII

La société de planification DII commencera par clarifier les questions **économiques, techniques et juridiques** pour la construction de centrales dans le désert et des réseaux électriques nécessaires. Un **plan d'investissement** doit être réalisé au cours des **trois années à venir**, dont devrait émerger un concept présentant les sites potentiels, les sommes d'investissements nécessaires ainsi que des plans de construction. Les premiers **projets pilotes** doivent prouver à court terme la faisabilité du projet, avant de débiter une nouvelle phase avec la réalisation à grande échelle. Selon les prévisions, les premiers foyers allemands devraient être approvisionnés en électricité africaine d'ici **2020 ans**. Selon Torsten Jeworrek, le projet DESERTEC serait en mesure de produire **15% de l'énergie consommée en Europe d'ici 2025** (soit 100GW de puissance électrique).

6. Prévisions de départ d'investissements

Estimation du montant total : Les experts estiment à **400 milliards d'euros**⁶ le montant des investissements nécessaires d'ici 2050. Les méga-installations solaires coûteraient quelque **350 milliards d'euros**. Les **50 milliards d'euros** restants devraient être utilisés pour construire le **réseau CCHT** afin de transporter l'énergie produite en Afrique vers le continent européen. Pour le moment, chacun des 12 partenaires investira **150.000 euros** par an comme contribution à l'activité de la société DII. D'après Thomas Rüschen, responsable de DESERTEC à la Deutsche Bank, il faudra attendre vraisemblablement entre 5 et 10 ans avant que les investissements majeurs ne leur parviennent. En attendant, ils ont besoin d'un **cercle robuste d'investisseurs**.

Soutien public : Les investissements nécessaires à la construction des réseaux et des centrales électriques pourraient être pris en charge par les **gouvernements**. Des signaux forts de la part du monde politique (**Union européenne** et **Gouvernement fédéral allemand**⁷) ont été envoyés, signe que des moyens publics pourraient être débloqués. Selon le DLR, moins de **10 milliards d'euros d'aide publique** seraient nécessaires pour rendre la technologie CSP compétitive avec les centrales électriques à combustibles fossiles, état qui pourrait être atteint plus rapidement étant donnée l'augmentation actuelle des coûts du pétrole et du gaz.

Investisseurs privés : Des **banques internationales** et des **investisseurs privés** devront être prêts à financer les infrastructures une fois les conditions nécessaires réunies. Les pays d'Europe du Sud pourraient proposer des **tarifs d'achat** pour l'électricité verte produite en MENA. Des politiques de **tarifs d'achat garantis** en MENA pourraient aussi être financées par des «**Crédits Energies Renouvelables**», que les pays européens achèteraient, afin d'atteindre leurs objectifs de lutte contre le changement climatique.

7. Projets en cours, lancements

Projets en cours : La construction de nouvelles centrales thermiques solaires a déjà commencé en **Espagne** (Andasol 1 et 2, Solar Tres, PS 10) et aux **Etats-Unis** (Nevada Solar One). Des projets sont en cours en **Algérie**⁸, en

⁶ Soit l'équivalent d'une centaine de centrales nucléaires de nouvelle génération

⁷ La nouvelle coalition "noir-jaune" (CDU/CSU-FDP) s'est ainsi prononcée en faveur du projet DESERTEC dans son rapport de coalition

⁸ Informations supplémentaires : <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/53037.htm>

Egypte et au **Maroc** et d'autres centrales sont prévues en **Jordanie** et en **Libye** (*voir Annexe 4*). En Europe, des discussions sur la construction d'un réseau CCHT (**Euro-Supergrid**) sont en cours et des projets de **fermes éoliennes offshore** couplées à un réseau CCHT voient le jour en Europe du Nord. Le **Plan Solaire Méditerranéen (PSM)** de l'Union pour la Méditerranée pourrait créer le cadre nécessaire au développement de DESERTEC.

Politique énergétique : Chaque pays du MENA peut choisir de favoriser la **satisfaction de la demande domestique** ou **l'export**. Au Maroc, où les besoins énergétiques sont considérables, une **loi incitative de tarif d'achat** a été créée pour appuyer les EnR et notamment l'énergie éolienne. A l'inverse, la Tunisie et l'Algérie montrent un grand intérêt pour l'export d'électricité solaire.

A partir du moment où les pays d'Europe du Sud commenceraient à importer de l'énergie depuis le MENA, un effet direct serait constatable sur des pays comme l'Allemagne qui **exportent actuellement de l'électricité vers l'Europe du Sud**. Selon l'étude du DLR, une capacité de production plus élevée serait ainsi disponible pour l'Allemagne, réduisant ainsi le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques fossiles et laissant de ce fait plus de temps et de fonds pour développer d'autres **EnR**.

1. Principe de fonctionnement

Les centrales thermiques solaires à concentration (CSP) utilisent des miroirs de section parabolique pour **concentrer le rayonnement du soleil** vers une structure cylindrique et créer suffisamment de chaleur pour échauffer un fluide intermédiaire (sel fondu) jusqu'à 400°C. Sa chaleur est transmise à un circuit d'eau, transformée en **vapeur** qui sert à actionner des **turbines** et des alternateurs produisant de **l'électricité**.

Des **réservoirs de sels fondus** peuvent être utilisés pour stocker de la chaleur durant la journée afin d'actionner les turbines pendant la nuit, par mauvais temps ou bien lors de pics de consommation. L'accumulateur à sel de nitrate est constitué de plusieurs couches de graphite et de matériaux caractérisés par un changement de phase qui permettent un stockage thermique par chaleur latente.

Afin de garantir une production électrique **ininterrompue** en cas de longues périodes de mauvais temps, les turbines peuvent aussi être alimentées avec du **pétrole, du gaz ou des biocarburants**.

La **chaleur résiduelle** du cycle de production d'électricité peut permettre par **cogénération** de **dessaler l'eau de mer ou de produire du froid**.

2. Atouts de la technique

Le potentiel d'énergie solaire que recèle le Sahara : Une surface de **300 km x 300 km** (1/1000 des surfaces de désert) dans le Sahara, équipée de miroirs paraboliques, suffirait pour couvrir les besoins mondiaux en énergie.

- Des études estiment **3.000 h d'ensoleillement annuel en Afrique du Nord, contre 1.600 en Allemagne, avec un rayonnement solaire presque trois fois supérieur par mètre carré**.
- La production du soleil dans le désert s'élève à **2.350 kWh**, contre 1.000 en Europe centrale.
- De plus, les variations saisonnières d'ensoleillement sont beaucoup plus faibles en MENA qu'en Europe.

Une énergie renouvelable pour la réduction des émissions de CO₂ : Les émissions de CO₂ pourraient être réduites de **4,7 milliards de tonnes d'ici 2050** avec Desertec, apportant ainsi un soutien non négligeable aux objectifs climatiques de l'Union européenne et du gouvernement allemand.

Avantages du CSP sur les autres énergies renouvelables :

- Appel à des techniques **classiques** (turbines, vapeur) et des composants éprouvés et optimisés, pour un **amortissement énergétique⁹ plus rapide¹⁰**.
- **Potentiel d'expansion** supérieur aux autres EnR
- **Capacité à fournir de l'électricité sans interruption, stockage d'électricité efficace et bon marché¹¹**
- Alimentation des turbines avec des **biocarburants ou du gaz** en cas de pics de consommation, pour une production d'**électricité en fonction des besoins¹²**.

L'ombre des panneaux solaires, un atout pour l'agriculture : **L'ombre des panneaux solaires** pourrait être utilisée pour des cultures agricoles, dans une région désertique où l'ombre est rare et précieuse.

3. Contraintes et défis environnementaux :

Entretien du matériel en environnement désertique : évaluation nécessaire du risque d'émoussement des paraboles par le **sable, corrosif puissant**, et de ses répercussions sur la **maintenance** des centrales. Néanmoins, des centrales solaires thermiques sont déjà utilisées depuis plus de 20 ans dans le **désert de Moldavie** et en **Andalousie**, et aucune détérioration notable des paraboles n'aurait été constatée.

Effets sur l'environnement des parcs immenses : études nécessaires pour étudier l'empreinte écologique des centrales dans le désert. Par exemple, les partisans de la protection de la faune et de la flore sauvages du **désert de Mojave** (Nevada – Californie), luttent pour faire classer une partie du territoire en parc national et empêcher la

⁹ Production de l'équivalent de l'énergie nécessaire pour sa construction, sa mise en activité et l'élimination de ses déchets

¹⁰ Etude comparative (BMU) : amortissement énergétique du coût d'une centrale solaire thermique (Maroc) après 5 mois d'exploitation ; installation éolienne : entre 4 à 7 mois ; cellules PV en silicium : de 3 à 5 ans.

¹¹ Contrairement au **photovoltaïque**, qui requiert des systèmes de **stockage d'électricité** relativement coûteux (ex : pompage hydraulique).

¹² Contrairement aux centrales éoliennes et PV qui ont besoin de **centrales d'appoint** à charbon, à gaz ou hydroélectrique

construction de nouvelles centrales solaires géantes. En février 2010, le projet géant Invanpah de la firme américain Brightsource Energy, a été ainsi réduit de 440 MW à 392 MW, en pleine finalisation de la procédure d'autorisation.

4. Le CSP : une technologie déjà appliquée

De nouvelles centrales d'une capacité totale de plus de **2.000 MW** sont aujourd'hui en projet, en construction, ou déjà opérationnelles dans le monde. Voici les principales exploitations impliquant des acteurs allemands :

- Kramer Junction - Californie : Des centrales thermiques solaires sont exploitées commercialement depuis 1985. Cinq systèmes SEGS¹³ de 30 MW sont raccordés au réseau californien, soit **150 MW** de capacité électrique solaire, avec un appoint gaz. Les collecteurs ont été fournis par **RWE Schott Solar**. Les centrales thermiques solaires en Californie ont une puissance totale de 354 MW. Siemens va notamment livrer un groupe turbo-alternateur de **123 MW** au plus gros projet de **tour solaire**, à **Ivanpah Solar Complex** (BrightSource) dans le désert californien de Mojave. La centrale doit entrer en opération en fin 2011.

- Boulder City – Nevada : Une centrale solaire **Nevada Solar One** de **64 MW** a été raccordée au réseau en juin 2007. La turbine de 64 MW a été construite par **Siemens**. Les tubes sous vide au foyer des 19.300 capteurs cylindro-paraboliques ont également été fabriqués par l'entreprise **RWE Schott Solar**.

- Andasol¹⁴ - Andalousie : La centrale est reliée depuis fin 2008 au réseau, accompagnée des acteurs allemands **Solar Millenium** et **DLR**. La fabrication du groupe turbo-alternateur de 50 MW a été confiée à **Siemens**. Le système de stockage d'énergie par sels fondus permet d'emmagasiner 1 GWh, autorisant un fonctionnement nocturne à plein rendement. La puissance de **50 MW** de la centrale devrait permettre de générer **182 GWh / an** d'énergie électrique. Andasol 1 devrait être complété d'ici 2010 par la construction d'une autre centrale de 50 MW, **Andasol 2** (groupe turbo-alternateur aussi fourni par **Siemens**). Une troisième structure (Andasol 3) est également en prévision d'ici 2011, fruit d'une collaboration entre **SWM, RWE Innogy, MAN Ferrostaal, RheinEnergie** et **Solar Millennium**.

- Jülich¹⁵ - sud-ouest de Düsseldorf, Allemagne : Une **tour solaire expérimentale** a été construite, dont le récepteur solaire a été développé et breveté par le **DLR**. Une turbine à vapeur de **Siemens** à capacité de **1,5 MW** est employée. La mise en service régulière de la tour s'est effectuée mi-2009, pour 2 ans de fonctionnement expérimental. A l'issue du projet, la tour continuera à être exploitée pour la production d'électricité solaire. Au total, **1.000 MWh**e devraient être produits chaque année et injectés dans le réseau.

- Hassi R'Mel, Algérie : Centrale à gaz hybride (ISCCS¹⁶), dont Siemens doit livrer une turbine de **81 MW**.

5. Stockage de l'énergie par réservoirs de sel fondu

Le **stockage de l'énergie** est effectué grâce au **sel fondu** qui sert de réservoir de chaleur. Ainsi, un accumulateur de chaleur développé par l'**Institut de thermodynamique technique (ITT)** du **DLR** peut stocker, sous forme de chaleur latente, une partie de l'énergie produite par une centrale thermoélectrique solaire. Installé sur la plateforme de recherche solaire d'**Almeria** en Espagne, l'appareil délivre une puissance de **100 kW** avec des températures de vapeur d'eau dépassant les 200 °C. Il est capable de stocker la chaleur pendant 10 heures et d'en restituer jusqu'à 90 %. Les chercheurs du DLR souhaitent appliquer leur concept de stockage à une installation de 1 MW et atteindre des températures de stockage de plus de 300 °C.

6. Les coûts

Le gouvernement espagnol a mis en place les conditions économiques favorables au développement du CSP par des **mesures incitatives** garantissant le rachat de l'électricité à environ **26 c€/kWh** sur une durée de 25 ans. Dans les régions plus ensoleillées, comme par exemple dans certaines régions favorables en **Afrique, Amérique, Chine, Inde, Australie ou MENA**, il est possible de diminuer ces tarifs garantis.

D'après les estimations du DLR, si les centrales thermiques solaires étaient construites en grand nombre dans la décennie à venir, les coûts pourraient être abaissés jusqu'à **4-5 c€/kWh**. Les coûts des matières premières nécessaires à la construction des centrales solaires augmentant moins vite que les prix des énergies fossiles, la technologie CSP pourrait même devenir compétitive plus vite que prévu. Pour l'instant, de **faibles capacités de production des éléments des centrales et une forte demande maintiennent des prix très élevés**.

¹³ SEGS : **Solar electric generating systems** : Système utilisant des capteurs cylindro-paraboliques réfléchissants, suivant le mouvement apparent du soleil dans le sens de la hauteur et concentrant de 30 à 100 fois ses rayons au point focal du miroir parabolique. L'énergie thermique reçue au point focal est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide circulant à l'intérieur du tuyau est chauffé, puis pompé à travers des échangeurs afin de produire une vapeur surchauffée faisant fonctionner une turbine.

¹⁴ Informations supplémentaires <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/058/58801.htm>

¹⁵ Informations supplémentaires sur la tour solaire pilote de Jülich : <http://www.solarturm-juelich.de>

¹⁶ ISCCS: Integrated Solar-Combined Cycle System

1. Principe de fonctionnement

Une ligne de transmission **CCHT**¹⁷ est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la **transmission de l'électricité en courant continu à haute tension**. Une liaison CCHT est, la plupart du temps, insérée dans un système de transmission en courant alternatif : il consiste à prélever l'énergie électrique en un point du réseau alternatif, à la transformer en continu (dans un **redresseur**), puis à l'acheminer sur une **ligne continue de transmission bipolaire** avant de repasser en alternatif (dans un **onduleur**) pour la réinjecter dans le réseau.

2. Inconvénients du CCHT par rapport aux lignes de transmission en courant alternatif

Jusqu'à présent, la majorité des circuits de distribution d'énergie se font en courant alternatif **CA**, qui grâce à des transformateurs est porté à des **tensions élevées** afin de faciliter et de rentabiliser son **transport**. Il offre également une grande **souplesse d'interconnexion** pour constituer un solide réseau maillé, propre à fiabiliser la desserte électrique. Les inconvénients majeurs du CCHT par rapport aux lignes de transmission CA reposent dans la **conversion**, la **commutation électronique**, le **contrôle**, la **disponibilité** et la **maintenance**.

- **Flexibilité de raccordement des charges** : Le principal atout du CA est la **flexibilité de raccordement des charges et de la production** sur le trajet électrique. Au contraire, la **réalisation de systèmes multi-terminaux** en CCHT est complexe. Le contrôle de la circulation de l'énergie dans un système en CC multi-terminal exige une bonne communication entre les terminaux. Le principal inconvénient du CCHT est ainsi **le transit de puissance d'un point à un autre et le coût élevé de la construction de stations de raccordement**.

- **Une conversion difficile** : Les **convertisseurs statiques** sont chers et ont des capacités de surcharge limitées. A de **courtes distances de transmission**, les pertes dans les convertisseurs statiques sont supérieures à celles des lignes de transmission en CA, le coût des convertisseurs pouvant ainsi ne pas être compensé par les réductions de coûts de construction des lignes et les pertes de charge plus faibles.

- **Une disponibilité du système réduite** : Le CCHT est **moins fiable** et a une **disponibilité plus faible** que les systèmes en CA, en particulier à cause de l'équipement de conversion supplémentaire¹⁸ nécessaire.

- **Une commutation électrique délicate** : Les **disjoncteurs** de CCHT sont difficiles à fabriquer (inclusion d'un mécanisme nécessaire pour réduire le courant à zéro, pour limiter le risque d'arcs électriques et l'usure du contact), contrairement au CA dont le passage répétitif à zéro facilite la coupure des courants.

- **Des coûts d'opération et de maintenance élevés** : En effet, les systèmes en CCHT sont **moins standardisés et optimisés** que les systèmes en CA, et la technologie change plus rapidement.

3. Avantages du CCHT sur les lignes de transmission en CAHT

La technologie en CA s'est avérée très efficace dans la production et la distribution d'énergie électrique. Elle pêche néanmoins par son **coût** puisqu'elle oblige à construire une infrastructure tout électrique de bout en bout. Cette technologie atteint ses limites économiques et techniques pour certaines tâches, notamment le **transit de puissance sur de très longues distances** ou le **transit de puissance entre réseaux asynchrones ou opérant à différentes fréquences**, tâches pour lesquelles le CCHT représente une alternative réaliste au CA.

- **Grande distance** : Une ligne de transport de l'électricité sur de longues distances doit satisfaire aux impératifs de **stabilité et tenue aux défauts**. Sa conception obéit à la «**règle du N-k**»¹⁹. Pour transporter sur de longues distances des puissances supérieures à 1.000 MW, il semble préférable pour des raisons technico-économiques d'adopter une liaison à CC au détriment d'une liaison à CA classique. Si le coût de l'électronique de puissance est élevé²⁰, elle apporte néanmoins des avantages décisifs :

¹⁷ Ou HVDC (High Voltage Direct Current). Par opposition au courant alternatif CA, ou HVAC (High Voltage Alternative Current)

¹⁸ Les systèmes unipolaires ont une disponibilité de 98,5%, avec un tiers du temps d'arrêt imprévu à cause des défauts. Les systèmes bipolaires à défauts excédentaires ont une haute disponibilité pour 50% de leur capacité de liaison, mais la disponibilité de la capacité complète est de 97-98%.

¹⁹ «**règle du N-k**» : stipule que la perte de puissance maximale, sans compromettre la stabilité du système CA, doit être égale à la puissance de la plus grosse unité de production ou de la ligne ayant la capacité de transit la plus élevée.

²⁰ Informations supplémentaires :

- **Simplicité de transport** : en CC, régulation très rapide des **valeurs de tension/courant** et, partant, de **l'écoulement de puissance** par les stations de conversion (redresseur et onduleur)²¹.
- **Réduction de coûts de matériel et de câblage** : **conducteurs moins nombreux** (2²² en CC contre 3 en CA²³), **et plus fins** (le CCHT ne souffre pas d'effet de peau²⁴).
- **Présence d'effets inductifs et capacitifs** dans les lignes CAHT, à compenser afin de maintenir un contrôle suffisant de la tension. En effet, au delà d'une certaine distance²⁵, les **chutes de tension** le long d'une liaison sont trop importantes pour permettre la transmission. À cet effet, sont installées dans les liaisons classiques des **réactances de compensation** à des **points intermédiaires** (postes électriques) de la liaison. En particulier, la réalisation de **liaisons sous-marines** par câble sur de longues distances en CA impose de **compenser l'effet capacitif** des câbles. Or dans une liaison sous-marine, l'installation d'un poste électrique à un point intermédiaire sous la mer n'est pas envisageable.
- **Pertes de charge** : Elles augmentent avec la distance et diminuent avec la qualité du réseau. Les pertes d'un système CCHT apparaissent à 2 niveaux : **en ligne** (fonction de la résistance des conducteurs et de l'intensité du courant²⁶) **et aux bornes des convertisseurs CA-CC**²⁷. Sachant qu'il n'y a pas de transfert de puissance réactive sur les liaisons continues, les **pertes en ligne du CCHT sont inférieures** à celles du CAHT. Les **pertes totales en CC sont ainsi, à transit de puissance égal, inférieures à celles du CA**. Cependant, avec un transport sur 5.000 km, les pertes de charge devraient environner **15%**²⁸.

Ainsi, le CCHT assure un **faible coût de transport de puissances très élevées sur de longues distances, avec des pertes réduites**.

- *Changement de fréquence* : Interconnecter des réseaux électriques **non synchrones** ou présentant des **fréquences différentes**²⁹, nécessite un dispositif spécifique. Un CCHT représente la réponse la plus courante puisque le courant continu est **dépourvu d'angle de déphasage et indépendant de la fréquence**.

- *Contrôle du transit de puissance entre deux parties d'un réseau électrique* : Les équipements CCHT destinés à cette application ne comportent généralement pas de ligne de transmission, et les deux extrémités sont sur le même site : on parle de **CCHT dos à dos** (en anglais : back to back).

- *Emprise au sol et coûts de terrain* : Le CCHT nécessite une plus faible **emprise au sol** que le CAHT³⁰ : le transfert de 12.000 MW peut se contenter de 2 lignes CCHT à 800 kV, quand le CA en demanderait 8. Par conséquent, la **surface de terrain** nécessaire pour une ligne en CA pour porter 2.000 MW est plus de 70% plus large que celle requise pour une ligne en CC d'une capacité équivalente (avantage dans les zones où le terrain est cher ou les permis difficiles à obtenir). L'**impact environnemental** est également moindre. Le courant CCHT est aussi transmissible par des **câbles souterrains**, ce qui pourrait permettre de réduire les coûts de terrain et environnementaux, mais ce système est plus cher par kilomètre que les lignes aériennes.

4. Une technologie déjà éprouvée

Le transport de l'énergie sur de longues distances ne semble plus être un problème technique. Les premiers réseaux de courant continu ont été construits en 1950. Les principales installations existantes sont :

- **Cahora Bassa (Mozambique - Afrique du Sud, mise en service en 1979)** : Plus longue liaison CCHT du monde (**1.420 km**), tension **±533 kV**, capacité **1920 MW**.
- **Itaipu (Brésil, 1984)** : Plus haute tension transitée (**± 600 kV**) sur une liaison CCHT. **6300 MW, 800 km**.
- **IFA 2000 (France – Angleterre, 2000)** : Liaison (**± 270 kV, 2000 MW**) avec 2 paires de conducteurs.
- **NorNed (Norvège - Pays-Bas, 2008)** : Câble électrique sous-marin le plus long au monde (**580 km**). Capacité **700 MW**, composé de deux câbles chacun d'une tension de **± 450 kV**,
- **Basslink (Australie-Tasmanie, 2005)** : L'un des plus longs câbles CCHT en opération (**298.3 km sous-marins, 71,8 km aériens**). (**±400 kV, 600 MW**)
- **Grondines** (fleuve Saint-Laurent, **Québec**) : Liaison CCHT (**± 450 kV**).

²¹ Le déphasage entre extrémités émettrice et réceptrice est insignifiant si la seule liaison est en CC.

²² Soit un seul, en utilisant la terre ou l'eau de mer comme 2ème conducteur. En effet, support des phases multiples non nécessaire en CC.

²³ Si toute la puissance d'un ouvrage de production distant transite sur une seule ligne, le système CA doit résister à cette perte ; s'il faut transporter plus d'énergie, plusieurs lignes parallèles doivent être utilisées et interconnectées tous les 300 à 400 km pour fiabiliser le transit.

²⁴ En CA, la création d'un effet de peau qui concentre le courant à la périphérie des câbles électriques augmente les pertes par effet Joule

²⁵ 50 à 100 km environ pour des liaisons sous-marines, 500 à 1.000 km pour les lignes électriques aériennes

²⁶ Plutôt de l'ordre de 3% de l'énergie sur 1.000 km

²⁷ 1 à 1,5 % de l'énergie transitée, peu comparativement aux pertes en ligne

²⁸ Pour autant que soient employés des câbles à section trois fois plus grosse que la section de câble utilisée actuellement en Europe

²⁹ 50 Hz ou 60 Hz dans la presque totalité des cas

³⁰ Le transport CAHT ne pouvant pas pleinement utiliser la capacité thermique de chaque longue ligne, il faut installer une ligne en **parallèle**.

Autres grands projets :

- **Barrage des Trois-Gorges (Chine)** : construction par Siemens d'un système CCHT de **5 GW** pour transporter sur **1.400 km** l'électricité produite à l'intérieur du pays vers les régions côtières, centres industriels et principales zones de consommation du pays.

- Projet d'interconnexion CCHT (**1.800 MW**) des **pays du golfe Persique**, majoritairement en 50 Hz.

Les ultimes progrès du transport CCHT mettent en œuvre un **convertisseur à source de tension compact, doté d'IGBT³¹** améliorant la qualité de la fourniture électrique sur les réseaux CA. Cette technologie, dénommée **HVDC Ligh**, s'appuie sur de petits postes convertisseurs et des câbles souterrains pour réduire l'impact environnemental. Sa triple mission de contrôle rapide et indépendant des puissances active et réactive, de soutien de la puissance d'appoint et de redémarrage sur défaut élargit les possibilités d'amélioration de la qualité d'approvisionnement des réseaux CA.

5. Objectif : un nouveau réseau électrique interconnecté :

Avec la fin des énergies fossiles et le développement des EnR, l'Allemagne doit recourir à une **solution interconnectée**. De plus, l'**Europe** a besoin d'une nouvelle infrastructure de réseau électrique, notamment pour **développer la concurrence internationale** et **transporter l'énergie très fluctuante** des futurs parcs éoliens offshore en Mer du Nord et Mer Baltique vers les centres de consommation. Néanmoins, comme il n'existe pas encore de réseau d'électricité susceptible de transporter le courant en provenance du MENA et de l'intégrer au réseau européen, les réseaux électriques nord-africain et européen sont à **remodeler entièrement**. Des pays de toute l'Europe peuvent commencer à importer une certaine quantité d'énergie propre depuis les pays du Sud grâce aux câbles existants, mais la **construction de connexions CCHT** à faibles pertes sera nécessaire à court terme. La planification, les autorisations et la construction de lignes transfrontalières nécessitant du temps, de l'argent et de la technique, les études nécessaires doivent être démarrées aussi vite que possible.

6. Les coûts

Les exploitants (AREVA, Siemens, ABB) ne donnent pas d'informations spécifiques sur les coûts d'un projet particulier. Ces coûts varient profondément en fonction des spécificités d'un projet : données en puissance, longueur du réseau, trajet au fond des mers ou en surface, coûts de terrain, améliorations du réseau en courant continu requises à chaque terminal.

Cependant, des informations peuvent être trouvées sur un projet particulier. Par exemple, pour une liaison de 8 GW sur 40 km sous la Manche, les coûts d'équipement primaire approximatifs pour un réseau CCHT bipolaire conventionnel de 2.000 MW et 500 kV (en excluant les changements de route, les travaux de renforcement offshore, les consentements, les expertises, les assurances, etc) seraient les suivants³² : stations de convertisseurs : environ £110M ; câbles souterrains et installation : environ £1M/km. Ainsi, pour une capacité de 8 GW entre l'Angleterre et la France par quatre liaisons, environ **£750M³³** suffisent pour les ouvrages installés, auxquels il faudrait ajouter **£200–300M³⁴** pour les autres travaux requis en onshore.

De plus, ABB a effectué un comparatif économique du transport de 12.000 MW sur 2.000 km³⁵, en alternatif et en continu, dont il ressort que le **CCHT 800 kV est globalement moins onéreux**, l'optimum étant atteint là où les pertes en ligne sont les plus faibles.

³¹ Transistors bipolaires à grille intégrée (semi-conducteurs de puissance)

³² Source : http://www.rpd.c.tas.gov.au/projects_state_signif/Basslink - http://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current#Disadvantages

³³ Soit environ 824 millions d'euros (base : 1 livre sterling = 1,09887849 Euro)

³⁴ Soit entre 220 et 330 millions d'euros

³⁵ Source : [http://www02.abb.com/global/frabb/frabb028.nsf/0/8150e25cf0d2aca2c125730f002fa0df/\\$file/Revue_2_07_FR.pdf](http://www02.abb.com/global/frabb/frabb028.nsf/0/8150e25cf0d2aca2c125730f002fa0df/$file/Revue_2_07_FR.pdf)

1. Coopérations entre l'Allemagne et l'Algérie – centrales solaires

- Une **centrale hybride thermosolaire/gaz naturel de 150 MW** est en cours de construction en Algérie (région de **Hassi-R'mel - Laghouat**), qui combinera des **miroirs paraboliques** concentrant la puissance solaire de **25 MW**, sur une surface de 180.000 m², en conjonction avec une **centrale à turbines à gaz de 130 MW**.
- Accord de coopération (2008) entre le **DLR** et l'Agence algérienne pour les énergies renouvelables (**NEAL**) pour la recherche en **énergie solaire thermique**. Les 2 partenaires s'intéressent notamment à la **réduction des coûts** de la centrale de **Hassi-R'mel**, via le développement de nouvelles technologies, ainsi qu'à la production d'hydrogène à partir d'énergie solaire, aux piles à combustibles, aux procédés thermiques, et à l'évaluation technologique.
- Etude de faisabilité par l'**Institut solaire de Jülich**³⁶ (**SIJ**) de l'Ecole supérieure spécialisée d'Aix-la-Chapelle, menée avec la société **IATech** et le **DLR**, sur demande du gouvernement algérien et avec le soutien du **BMU**, pour la construction d'une **tour solaire thermique**³⁷ en Algérie, sur le modèle de l'installation pilote de Jülich. Outre la production d'électricité, sera analysée dans le cadre de l'étude la faisabilité d'intégration de procédés supplémentaires (**réfrigération solaire, traitement de l'eau, dessalement de l'eau de mer, production de chaleur industrielle solaire**) dans l'environnement de la centrale solaire. L'étude devrait aussi avoir une influence sur la conception d'un **centre de formation professionnelle en EnR** au voisinage de la centrale.

2. Coopérations entre l'Allemagne et l'Egypte – parcs éoliens et solaires

- **Branche éolienne** : Le campus de Künzelsau de l'**Université Reinhold-Würth d'Heilbronn (RWH)**, a débuté en juillet 2009³⁸ un projet de recherche éolienne avec l'Egypte. Le **parc éolien de Zafarana en mer Rouge**, de puissance **322 MW**, est particulièrement adapté au concept de parc éolien de recherche³⁹ (vitesse moyenne du vent : 9,5 m/s, conditions météorologiques extrêmes⁴⁰). Les 2 partenaires sont la **Société de développement de la Science et de la technologie (STDF)** et le Ministère fédéral de l'enseignement et de la recherche (**BMBF**).
- **Branche solaire** : A **Kuraymat**⁴¹ (sud du Caire), une **centrale hybride thermosolaire/gaz naturel de 150 MW** a été érigée. L'entreprise **Flagsol** (Cologne), filiale de **Solar Millenium AG**, est associée au projet. La plupart des miroirs paraboliques proviennent d'Allemagne, entre autre de **Schott Solar**. Le budget du projet s'élève à environ 150 millions d'euros. D'autres appels d'offre sont lancés en Algérie, Maroc, Israël et aux Emirats.

3. Coopérations entre l'Allemagne et le Maroc – parcs éoliens

- Une étude élaborée par le **Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER)** en collaboration avec la **Société allemande de coopération technique (GTZ)** a démontré l'existence d'un grand potentiel éolien au Maroc ; Potentiel éolien théorique⁴² : 7.900 TWh (équivalent à 2.650 GW) ; Potentiel éolien technique⁴³ : 4.900 TWh (équivalent à 1.600 GW). Le potentiel réalisable est estimé à 1.060 MW en 2012 et à 3.200 MW en 2020.
- Le Maroc investit dans l'énergie éolienne : à côté de Tanger, se dresse depuis octobre 2000 le **premier grand parc éolien d'Afrique du Nord**, comprenant 7 éoliennes de puissance unitaire de **500 kW**, de production moyenne annuelle estimée à **15 GWh**. Le projet du parc a été financé par la **banque publique allemande KfW**.
- "**Altus et A.M. Wind**", groupe d'investisseurs maroco-allemand, prévoit de réaliser deux parcs éoliens d'une puissance de **672 MW** pour un coût global d'1,3 milliards d'euros dans la localité de **Ntireft** (nord de **Dakhla**).

4. Coopérations entre l'Allemagne et l'Arabie Saoudite

³⁶ Informations supplémentaires : <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/059/59458.htm>

³⁷ Une tour solaire est une centrale destinée à canaliser l'air chauffé par le soleil afin d'actionner des turbines pour produire de l'électricité.

³⁸ Informations supplémentaires : <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/060/60070.htm>

³⁹ Les conditions locales d'exploitation (fluctuations météorologiques, qualité du réseau d'approvisionnement) exercent une influence sur les systèmes éoliens : ainsi, les variations de performance qui y sont liées jouent un rôle important sur l'efficacité de la production d'énergie.

⁴⁰ Climat désertique remarquablement chaud, tempêtes de sable et air humide et salé par intermittence

⁴¹ Informations supplémentaires : http://www.solarpaces.org/Tasks/Task1/egypt_kuraymat.htm

⁴² Potentiel global du pays y compris zones inexploitable (forêts, régions à côté des aéroports, régions à forte concentration en population)

⁴³ Potentiel exploitable du pays (puissance totale des machines à installer dans des zones favorables à la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne en respectant plusieurs critères liés à l'installation des parcs éoliens)

Le fournisseur solaire allemand **Coenergy** construit une installation solaire qui produit **2 MW** d'électricité sur le toit de l'Université du Roi Abduhlah, à Riad. Ce projet est financé à hauteur de 11,3 millions d'euros par **Saudi Aramco**, l'une des plus grosses entreprises de pétrole du monde.

5. *Coopérations entre l'Allemagne et la Namibie –centrale à cheminée solaire*

A la demande du fournisseur d'énergie namibien **NamPower**⁴⁴, des ingénieurs allemands mènent actuellement un projet de construction d'une **centrale à cheminée solaire**⁴⁵. Culminant à 1000 m d'altitude, la tour devrait voir le jour dans quelques années à **Arandis** (Namibie) et délivrer une puissance de **50 MW**. Des chercheurs de **l'Université de Bochum (RUB)**, en collaboration avec **l'Université de Wuppertal** et des partenaires sud-africains veulent déterminer la forme optimale des parois, avant de faire subir des essais en soufflerie à un modèle de la centrale, pour étudier son comportement dans des écoulements d'air à des altitudes très élevées. Les matériaux entrant dans la composition du rotor devront pouvoir résister à des températures élevées. Par ailleurs, la gigantesque surface recouverte par l'enceinte de verre pourrait être exploitée comme une serre. Afin de concrétiser ce projet, le gouvernement de Namibie est actuellement à la recherche d'investisseurs.

6. *Coopérations entre l'Allemagne et Israël*

Les Allemands poursuivent en Israël une stratégie de **très forte coopération binationale** technologique⁴⁶ :

- Siemens a racheté en octobre 2009 le leader israélien solaire **Solel Solar Systems**, avec comme objectif affiché la préparation de Desertec. Il s'agit de proposer les composants clés pour la construction de **centrales à réflecteurs paraboliques solaires** à partir d'un seul fournisseur et d'ainsi améliorer l'efficacité de ces installations.
- Dans le même objectif, Siemens annonce avoir investi 15 millions de dollars dans **Arava Power Company**, une compagnie israélienne spécialisée dans le développement de **centrales solaires PV**. Siemens souhaite ainsi construire ses **premières centrales solaires commerciales** en Israël d'une puissance totale de **40 MW** dans une région située entre la Mer Morte et la Mer Rouge. Le premier projet sera la construction d'une centrale solaire de **4,9 MW** au **Kibboutz Ketura**, dans le désert au sud d'Israël. D'autres centrales PV sont déjà prévues dans les déserts du **Néguev et d'Arava**.

7. *Projets de coopérations supplémentaires*

En plus de ces coopérations déjà existantes, le TREC propose 2 projets pour réduire les coûts de la technologie CSP tout en allégeant certains problèmes sociaux et politiques. Des études de faisabilité ont montré que ces projets sont **techniquement possibles mais exigent un soutien financier et politique** :

- **Gaza Solar & Water Project**⁴⁷ : Ce projet consiste en la construction de centrales CSP (**1 GW** au total) pour la **cogénération d'électricité et d'eau potable**, par dessalement d'eau de mer. Ces centrales, dans le cadre d'un programme de réhabilitation internationale de **Gaza**, pourraient être situées en Egypte. L'investissement total nécessaire se chiffre à environ **5 milliards d'euros**.
- **Sana'a Solar Water Project** : Ce projet vise la construction d'une **centrale solaire de dessalement** d'eau de mer au bord de la Mer Rouge ainsi que la construction d'une **canalisation vers la capitale Yéménite Sana'a** qui devra faire face à l'épuisement de ses réserves d'eau potable d'ici 15 ans. L'investissement total nécessaire se chiffre à environ **5 milliards d'euros**. Selon le TREC, le déplacement des 2 millions de personnes vivant à Sana'a vers de nouveaux lieux d'habitation coûterait environ 30 milliards d'euros.

⁴⁴ Informations supplémentaires : <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/054/54630.htm>

⁴⁵ La tour en béton armé est entourée à sa base par un toit de verre en forme de croix. Le soleil chauffe l'air sous le toit de verre. L'air chaud remonte dans la cheminée et aspire derrière lui l'air extérieur plus froid. Ce cycle fournit de l'énergie cinétique à récupérer, en lui faisant actionner d'abord des ventilateurs puis des alternateurs.

⁴⁶ Constitution en début 2009 d'un fonds **Siemens Global Innovation Partners I GmbH & Co. KG** (SGIP I), entité qui investira dans des fonds de capital-risque et certains fonds de croissance, pour les deux tiers en Amérique du Nord et pour le reste en Europe, en Israël et en Asie

⁴⁷ http://www.desertec.org/downloads/proposal_gaza.pdf

1. Contraintes et défis politiques :

a. Stabilité politique des pays "producteurs", sécurité d'approvisionnement et dépendance énergétique:

Des risques de dépendance énergétique liés à l'instabilité politique de certains pays du MENA

- **Instabilité politique de certains pays du MENA et insécurité** d'approvisionnement : risques de **déconnection** d'installations du réseau comme moyen de pression, **nationalisation**, voire **destruction** par attaques terroristes.
- Risque d'entrer dans un système de **dépendance énergétique** semblable à celui du **pétrole**.

Gestion de la sécurité énergétique :

- Garantir la sécurité dans l'**environnement des centrales** (protection contre des **attentats**)
- Garantir la sécurité **le long du réseau** (plus de 1.000 km de long) contre incidents ou actes malveillants, qui pourraient couper l'approvisionnement de régions entières.
- Garantir une **justice de distribution** à travers un régime **d'économie de marché**.

Dépendance énergétique fossile ou solaire ?

L'énergie solaire diffère des ressources fossiles (pétrole, gaz, uranium) en différents termes :

- **disponibilité** : les ressources fossiles sont **régionales, stockées sous terre**, propriété des Etats où elles se trouvent, contrairement à l'énergie solaire, présente sur **toute la surface terrestre**, même à concentration différente.
- **limitation et sécurité d'approvisionnement** : En cas de blocage d'une centrale, l'énergie solaire (source illimitée) peut être récupérée avec d'autres centrales, ce qui réduit le potentiel de pression des pays "producteurs".
→ Moins de compétition ou de conflits possibles pour l'énergie solaire par rapport à des ressources fossiles régionales ou en quantité limitée. La fin du monopole du pétrole pourrait même **stimuler le développement technologique** dans certains pays et ainsi avoir une action stabilisatrice.

b. Implications des différents acteurs dans le projet – éviter le risque de colonialisme

Implication des pays producteurs et consommateurs :

- Prise en compte des bénéfices tirés par les pays du MENA de cette coopération, notamment couverture de la **consommation énergétique des pays producteurs** ; Opportunité d'**impliquer** ou pas tous les pays de la région.
- Implication des Etats consommateurs délicate : si Angela Merkel et José Manuel Barroso ont salué l'initiative DESERTEC, la participation d'autres pays européens que l'Allemagne demeure incertaine (opinions des 27 divergentes sur l'adoption d'une **politique énergétique globale de l'Union**).

Risque d'éco-colonialisme –nouvel impérialisme ?

- **L'Afrique du Nord : parc solaire pour les besoins énergétiques européens ?** Après avoir servi de réservoir d'énergies fossiles pour le développement de l'Occident, l'Afrique - et sa main d'œuvre bon marché - pourrait devenir l'une des principales sources d'EnR pour l'Europe, avec les bouleversements économiques associés.
- **Faible implication du MENA : une seule société africaine** associée à DESERTEC (+ 11 européennes). Faible implication des institutions sous-régionales (**UMA**⁴⁸) et des gouvernements pour un projet qui risquerait d'impacter la géopolitique locale et le développement économique de plusieurs pays. La **transparence** des investissements de DESERTEC doit être surveillée, et un climat de **rivalité** entre pays du MENA doit être évité.

Opportunités pour le MENA ?

- **Perspectives de développement économique** considérables pour les sites des centrales : fourniture importante d'énergie propre, créations d'emplois⁴⁹, sources de revenus, infrastructures améliorées, possibilités de dessalement d'eau de mer et nombreux bénéfices potentiels agricoles (ombre des collecteurs solaires).
- **Perspectives de développement technologique** : besoin urgent des pays du MENA, en forte dépendance énergétique⁵⁰, de développer les EnR pour la **cogénération d'électricité et d'eau potable** (augmentation des besoins de 70% d'ici 2030). Soutien clair du transfert technologique et de programmes de formation sur les EnR en MENA, dans le cadre de l'**UPM**. Nécessité de croiser le développement des centrales **thermosolaires** au Sahara avec des projets d'**éolien** le long des côtes et la valorisation de l'**hydroélectricité** pour atteindre l'objectif d'indépendance énergétique du continent africain.

⁴⁸ Union du Maghreb Arabe

⁴⁹ Nombreuses **créations d'emplois** pendant la phase de construction (édification de l'installation, construction des collecteurs solaires), l'activité (maintenance, entretien), ainsi que le démantèlement. Une classe moyenne pourrait se développer, évitant l'émigration des ingénieurs qualifiés.

⁵⁰ A l'exception de l'Algérie, l'Egypte et la Libye, disposant de ressources fossiles

- Malgré la sous-représentation actuelle des pays producteurs dans le projet DESERTEC, possibilité de tirer profit de DII par les décideurs politiques africains. Dans le cadre de négociations climatiques, l'UMA peut s'appuyer sur les études techniques déjà réalisées, en mettant en valeur **l'apport d'EnR et la limitation des émissions de CO₂ pour la région MENA**, pour obtenir des **financements** (préparation de l'ère après-pétrole et gaz en Libye ou en Algérie, contribution à l'indépendance énergétique du Maroc, lutte contre le stress hydrique en Tunisie).
- Au-delà de l'UMA, **l'Union africaine** pourrait également se servir de DESERTEC pour obtenir des financements supplémentaires de la communauté internationale, dans l'optique de **l'autonomie énergétique** du continent.

c. Un projet fédérateur, mais à très long terme ?

Nécessité de régler des problèmes politiques avant de mettre en place DESERTEC : Le projet DESERTEC ne semblerait pas pouvoir être réalisé avant la mise en marche de **l'Union pour la Méditerranée et l'effacement de tous les litiges politiques** qui opposent les européens au monde ensoleillé⁵¹.

Une utopie ou un projet fédérateur ? La dépendance des sources énergétiques fossiles est un problème mondial qui conduit depuis des décennies à **des fortes failles et rejets politiques, économiques et écologiques**. DESERTEC pourrait incarner une **solution transnationale**, symbolisant un progrès "actif" plutôt qu'une sortie de la crise économique basée sur la décroissance et le renoncement à la consommation.

Elargissement du projet envisageable : D'un point de vue politique, la mise en œuvre du concept DESERTEC dans des pays comme **l'Australie, la Chine, l'Inde et les Etats-Unis**, serait plus simple que dans les pays du MENA.

2. Contraintes et défis économiques

a. Des investissements colossaux à mettre en œuvre

Viabilité économique du solaire thermique par rapport aux énergies fossiles : **La faisabilité technique** du solaire thermique est garantie, mais sa **rentabilité relative** et **l'appât du profit** ont incité à revenir à l'électricité fossile. Nécessité de rendre le solaire thermique à nouveau attractif pour les investisseurs.

Mise en place d'un cadre réglementaire adapté : garantie pour les fournisseurs d'électricité renouvelable du MENA de **conditions fiables d'investissement** et d'**exportation** vers l'Europe.

Mise en œuvre concrète du financement :

- Investissements estimés à **400 milliards d'euros**, projet supposé pouvoir **s'autofinancer à long terme** (d'ici 2025)
- Projet par **étapes réduites**, avec planification progressive des objectifs et **investissements de capitaux limités**.
- **Initiative privée**, mise en œuvre nécessaire par des entreprises privées, mais **subventions publiques** prévues (souhait d'investissement de **l'Europe** de 2 milliards d'euros d'ici 2020, intérêt du gouvernement **allemand**)

Mais relativisation des coûts économiques : Les coûts estimés de 400 milliards d'euros sont à mettre en relation avec les **25 milliards d'euros** de coûts de production d'électricité totale en **Allemagne** pour environ 600 milliards de kWh et les subventions annuelles de **7 milliards d'euros** pour le soutien aux EnR.

b. Coût de l'électricité produite :

A court terme - Garantie d'achat de l'électricité solaire : Coût de production du kWh thermosolaire : **15 - 30 c€** contre 3 à 5 c€ pour le kWh nucléaire ou fossile. Le projet aurait ainsi besoin d'une **garantie d'achat à un prix fixé**.

A long terme - Electricité solaire compétitive et projet auto-finançable : L'électricité ne doit pas être subventionnée dans la durée. Des **innovations technologiques**⁵² et une **production de masse**⁵³ liée à l'augmentation de la demande permettraient d'abaisser les coûts de production à **4 à 5 c€ / kWh** d'ici **2020** (estimations DLR). L'augmentation des coûts des énergies fossiles aidant, le tarif de l'électricité solaire pourrait devenir concurrentiel.

c. Grands groupes énergétiques, monopole et concurrence

⁵¹ Sahara occidental, reconnaissance d'Israël par l'entité arabe, reconnaissance de la souveraineté des pays africains, etc.

⁵² Miroirs plus simples, échangeurs thermiques plus performants, augmentation du rendement des réseaux de transport

⁵³ L'énergie solaire étant **virtuellement illimitée**, elle devient plus économique à mesure que les volumes augmentent, au lieu de devenir plus chère comme d'autres sources d'énergie.

Centralisation électrique favorisant la dépendance énergétique : Le solaire thermique, nécessitant des **structures centralisées**, pourrait entraîner une accentuation de la **dépendance du consommateur** envers les **grandes entreprises énergétiques**. Il constitue une entorse à la préoccupation actuelle de **décentralisation de la production électrique** : valorisation des productions électriques régionales, pour raisons **climatiques** (utilisation des EnR fluctuantes), mais aussi limitation du **monopole** des groupes électriques géants.

Concurrence énergétique – acceptation du projet : Les grands groupes énergétiques renonceront-ils facilement à 15% de part du marché local ? Jusqu'à présent, la Commission européenne exige une meilleure combinaison des réseaux électriques nationaux pour équilibrer les goulets d'étranglement.

Modération des divergences d'intérêt au sein du consortium DII : Concurrence entre les activités des groupes membres du consortium, susceptible de **freiner les initiatives**. En effet, certaines entreprises membres du projet sont en **concurrence directe sur le marché** (Siemens et ABB : techniques de transmission électrique, Schott Solar et Siemens : technologies solaires, RWE et Eon : approvisionnement énergétique).

Elan pour le développement des EnR : Sans initiative de grosse industrie et les investissements qui l'accompagnent, les technologies d'avenir ne peuvent être développées dans aucun secteur (informatique, production énergétique, mobilité). Ainsi, sans l'utilisation **d'effets d'échelle** pour les grandes industries, la conversion du mode de production énergétique mondiale en production d'EnR serait inimaginable.

Soutien de l'industrie énergétique allemande : DESERTEC pourrait contribuer à **l'élargissement du marché des entreprises allemandes positionnées** en pointe sur le marché des EnR, et notamment à l'accélération de la compétitivité économique du solaire ou de l'éolien, et au développement de leur activité.

d. Concurrence avec les énergies renouvelables – retards d'investissements

Risque de retards d'investissements dans les autres EnR : DESERTEC pourrait inciter des pays prévoyant aujourd'hui d'investir dans les EnR ou les techniques à haute efficacité énergétique à **différer leur action pour des raisons économiques ou idéologiques**. Or la suprématie de la technique CSP sur les autres EnR n'a jamais été démontrée par des experts sur des critères techniques et économiques. Les responsables de DESERTEC affirment néanmoins que le solaire thermique ne couvrirait que **15% de la consommation électrique européenne**, laissant de la place pour le développement des autres EnR⁵⁴. Par ailleurs, une **production décentralisée et cogénératrice** d'énergie devrait permettre de **compléter la production solaire de masse** dans le cadre de DESERTEC.

Ainsi, malgré une couverture médiatique très importante en Allemagne et à l'étranger, le projet DESERTEC soulève beaucoup de questions technologiques, économiques et politiques. La mise en place d'un **cadre réglementaire adapté** demeure cruciale, pour garantir des **conditions d'investissement** fiables aux constructeurs d'installations renouvelables dans les pays du MENA et permettre l'**exportation** d'une partie de cette électricité vers l'Europe.

⁵⁴ Le mix électrique du scénario TRANS-CSP pour l'Europe en 2050 estime 65% d'EnR européennes, 17% d'importations d'électricité solaire et 18% de centrales thermiques de substitution et de pointe.

Annexe 6 : Lexique

BMBF : Ministère fédéral de l'enseignement et de la recherche (Bundesministerium für Bildung und Forschung)

BMELV : Ministère fédéral de l'alimentation, de l'agriculture et de la protection du consommateur (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz)

BMU : Ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit)

CAHT : Courant alternatif haute tension (ou HVAC, High Voltage Alternative Current)

CCHT : Courant continu haute tension (ou HVDC, High Voltage Direct Current, ou HGÜ, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)

CSP : Solaire thermique à concentration (concentrated solar power)

DII : DESERTEC Industrial Initiative

DLR : Centre allemand de recherche aérospatiale (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)

EnR : énergies renouvelables

ISCCS: Centrales solaires intégrées à des cycles combinés (Integrated Solar-Combined Cycle System)

MENA : Moyen-Orient et Afrique du Nord (Middle East and North Africa)

NEAL : Agence algérienne pour les énergies renouvelables (New Energy Algeria)

PSM : Plan Solaire Méditerranéen

PV : photovoltaïque

SIJ : Institut solaire de Jülich (Solar-Institut Jülich)

TREC : Coopération transméditerranéen pour l'énergie renouvelable (Trans-Mediterranean renewable Energy Cooperation)

UMA : Union du Maghreb Arabe

UPM : Union pour la Méditerranée