

#### Diapositive 1

Merci beaucoup pour l'invitation au Maroc.

Mesdames et Messieurs,

Mon nom est Denis Hess. Je travaille pour le Centre Aérospatial Allemand (DLR) à Stuttgart sur les énergies renouvelables réglable.

Aujourd'hui, je vais vous présenter les résultats principales de BETTER d'un modèle scientifique des deux variantes de lignes de transmission à courant continu à haute tension (HVDC) qui transportent l'énergie solaire réglable de CSP du Maroc au Baden-Württemberg qui est une zone de réglage dans le sud de l'Allemagne. Nous parlons d'environ 1500 MW net et 9 TWh/a.

#### Diapositive 2

Pour un système d'énergie avec près de 100% des ER, il y aura un changement de paradigme dans le secteur de l'électricité. Vous voyez une semaine en été et en hiver à chaque fois pour 2012 et 2050 dans le Baden-Württemberg. Les centrales couvrent la charge avec leur production efficace caractéristique. Dans l'avenir, il y aura seulement deux zones de charge: une avec l'alimentation des ER fluctuantes et une avec ER réglables.

#### Diapositive 3

S'il y a trop des ER fluctuantes comme le photovoltaïque et les éoliennes on devient dépendent de la puissance du gas et on gaspille les surplus dans les stockages hydrogène avec un grid et des centrales excessifs. Avec des d'énergie réglable solaire du CSP et des ER fluctuantes on a un mix idéal!

Un danger pour l'intégration de CSP dans le Baden-Württemberg sera une utilisation moyenne trop minimale pour une infrastructure chère si on continue avec l'exploitation des ER fluctuantes. Ici on peut que substituer quelques heures des centrales fossiles que ne sera plus économique. On parle de la fenêtre d'intégration qui se ferme entre 2025 et 2030 dans le modèle. Donc selon nos résultats on doit décider aujourd'hui pour avoir encore une chance de l'intégration de CSP du Maroc dans le Baden-Württemberg.

#### Diapositive 4

Les centrales CSP sont configurés avec les miroirs paraboliques et les accumulateurs de chaleur. 17 centrales chaque avec une puissance de 130 MW brut ont une utilisation moyenne de 6200 h/an. Donc le CSP parc a une puissance de 2200 MW brut avec une surface de 150 km<sup>2</sup>. Les pertes du parc CSP sont 22%. La transmission d'énergie réglable du Maroc à l'Allemagne est configurée avec HVDC **que point-à-point** avec une perte de 8%. En Allemagne 1500 MW net et 9,3 TWh/an arrivent.

#### Diapositive 5

Un masque d'exclusion évite un conflit de surface. Surtout pour le Maroc la pente au-dessus de 2% est dominante. Pour les analyses scientifiques, nous avons choisi deux sites modèles exemplaires. Un est près de Marrakech et l'autre est près de Missouri. Le potentiel du terrain brut CSP dans le nord part du Maroc est env. 18500 km<sup>2</sup>. Une unité avec 150 km<sup>2</sup> a besoin seulement 0,8% de ce potentiel.

#### Diapositive 6

La vue d'ensemble des deux variantes montre les coûts et la surface nécessaire. Les deux lignes sont calculées avec un algorithme informatisé qui suit des zones d'exclusion et des critères de coûts. La ligne rouge va de Marrakech à Daxlanden et la ligne bleue, qui ne traverse pas les Pyrénées, va de Missouri à Eichstetten. Le coût de la centrale CSP varie parce CSP a avec sa courbe d'apprentissage de début encore un potentiel de réduction des coûts énormes. Par conséquent, les coûts de la centrale CSP-HVDC sont entre 16 à 23 milliards € en valeur d'argent de 2010. Les coûts opérationnels sont à environ 4 à 5 €cent/kWh incluant les coûts de transfert. Les coûts moyens de l'électricité (LCOE) sont environ 12 à 15 €cent/kWh. Le projet pourrait être possible jusqu'à la fin de 2025 si la décision soit pris en 2013 ou 2014.

#### Diapositive 7

Comment peut les gens au Maroc, en Espagne et en France accepter une infrastructure qui transfère l'électricité en Allemagne? L'utilisation commune du corridor, la participation du processus et la participation du paiement seront des solutions. Donc pour l'impact d'environnement un paiement permanent adéquat au terrain nécessaire et en dépendance de l'électricité transféré est fait. Les lignes aériennes qui sont moins cher à l'investissement

et les câbles souterrains qui ont un investissement plus cher peuvent arriver à la **neutralité des coûts** à cause de cette compensation pendant leur durée de vie. Dont la population a un libre choix de technologie indépendant des coûts qui accrue l'acceptation.

#### Diapositive 8

Le revenu annuel des Etats concernés, leurs communautés et les riverains sont calculées avec la valeur du terrain norme dans les pays touchés. Les coûts par m<sup>2</sup> et par an sont d'environ 40 €cent. Les communautés et les riverains profitent de ce revenu égal. Une comparaison montre que dans l'agriculture dans le Baden-Württemberg seulement 8 €Cent par m<sup>2</sup> par an sont générés. Une valeur cinq fois plus élevée peut atteindre une intention des personnes affectées à vouloir l'infrastructure d'électricité. Aujourd'hui, seule la valeur de bleu est payée une fois en Allemagne pour une nouvelle ligne de transmission. Par conséquent, on change l'attitude de «NIMBY» en «PIMBY» avec un paiement durable et adéquate. Les coûts pour les consommateurs du transfert dépendant de la configuration de la ligne sont à environ 1 €cent/kWh.

#### Diapositive 9

Un investissement de 16 à 23 milliards € présente un risque des coûts capitaux fort. Pour minimiser ces coûts il nous faut des garanties par exemple triple A et un contrat d'obligation d'achat d'électricité (PPA) pour minimiser le taux d'intérêt. En plus une durée courte pour le remboursement de l'investissement a l'avantage d'une somme des intérêts minimaux. Par conséquent le tarif sera haut mais seulement pendant une durée courte. Pour un tarif payable il faut répartir le tarif sur un nombre maximal de clients parce que les bénéfices des énergies favorables constantes sur un marché énergétique européen existent pour tous les consommateurs d'électricité.

#### Diapositive 10

##### Les conclusions

- Pour un approvisionnement de 100% des ER on a besoin **d'énergie réglable**.
- Pour une intégration de CSP économique à cause de l'exploitation des ER fluctuantes dans le Baden-Württemberg **on a que du temps jusqu'à ~2030** dans le modèle.
- Que **CSP** peut générer cette énergie réglable pour un export de l'Afrique du Nord à l'Europe qu'avec une nouvelle infrastructure **HVDC point-a-point**.

- Une unité CSP avec 150 km<sup>2</sup> a besoin seulement de **0,8% de potentiel** au Nord du Maroc.
- Les coûts d'investissement sont de **16-23 milliards €** pour CSP et HVDC.
- Si on **décide** de réaliser ce projet en **2013/2014** le projet sera fini optimiste en **2025**.
- A cause du paiement compensatoire au terrain nécessaire pour les habitants affectés, les lignes aériennes et les câbles souterrains peuvent arriver à la **neutralité des coûts**.
- Les coûts capitaux restent minimaux s'il y a **des garanties** et si la durée du remboursement de l'investissement est **courte** pour que moins d'intérêts soient produits.

Diapositive 11

Merci