

SOLARSTROMBRÜCKEN ZWISCHEN NORDAFRIKA UND EUROPA

Michael Häusler

ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, Mannheim

1. Zusammenfassung

Für den Transport elektrischer Energie von den weit entfernten solarthermischen Kraftwerken Nordafrikas zu den Verbraucherzentren Europas bietet sich die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als wirtschaftliche Lösung an. Da die Energie großräumig verteilt werden soll, sind auf der Empfangsseite mehrere HGÜ-Stationen vorzusehen. Die Technik zum Bau solcher Anlagen ist erprobt und verfügbar. Schätzkosten und Übertragungsverluste für mehrere Übertragungswege von Nordafrika nach Europa werden angegeben.

2. Vorteile der Gleichstromübertragung

Zur Gleichstromübertragung wird die elektrische Energie der solarthermischen Kraftwerke über Stromrichter in Gleichstrom hoher Spannung umgewandelt und kann dann kostengünstig über große Entfernungen transportiert werden. Am Bestimmungsort wandeln Stromrichter die Energie wieder in Drehstrom um, so dass die Energie dann über das Drehstromverbundnetz an die Endverbraucher weitergeleitet werden kann. Die HGÜ wird in ähnlicher Weise seit Jahrzehnten weltweit für den Transport elektrischer Energie über große Entfernungen eingesetzt und hat sich als zuverlässiges Betriebsmittel bewährt.

Folgende Vorteile sprechen für Gleichstrom als Übertragungsmittel:

1. Stabiler Betrieb von Fernübertragungen auch bei Starklast.
Bei Drehstrom bestehen an sich keine unüberwindlichen technisch-physikalischen Grenzen einer beliebig großen Ausweitung eines Synchronverbundes. Der stabile Betrieb von Drehstromnetzen ist jedoch in Frage gestellt, wenn Leistungen über große Entfernungen zum Verbraucher transportiert werden. In solchen Fällen ist eine HGÜ dem Drehstrom überlegen, weil jegliche Einschränkungen in Bezug auf die Übertragungsstabilität entfallen.
2. Bessere Ausnutzung der Freileitungsquerschnitte:
Bekanntlich verursacht zunehmende Randfeldstärke der Leiter Korona und damit Radiostörungen. Um die Radiostörungen in einem vertretbaren Rahmen zu halten, ist die elektrische Randfeldstärke der Leitungen entsprechend zu begrenzen. Eine Leitung besteht aus Bündeln mit um so mehr Teilleitern, je höher die Übertragungsspannung gewählt wird.

Hierdurch steigt zwangsläufig der verfügbare Leitungsquerschnitt. Dieser Leitungsquerschnitt ist bei Gleichstromleitungen bis zur thermischen Stromgrenze ausnutzbar¹. Bei Drehstromleitungen höchster Übertragungsspannungen liegt die thermische Stromgrenze aus Gründen der hohen Teilleiterzahl weit oberhalb der Nennübertragung und kann daher meist nicht voll ausgenutzt werden.

3. Ohne Übertragungsblindleistung:
Drehstromübertragungen leiden darunter, dass mit steigender Übertragungsleistung und –entfernung die Übertragungsblindleistung zunimmt. Diese verursacht zusätzliche Übertragungsverluste, Probleme der Spannungshaltung und letztlich auch der Übertragungsstabilität. Bei Gleichstrom entsteht auf den Freileitungen oder in Kabeln keine Blindleistung, so dass die genannten Nachteile entfallen. Zwar benötigen die Stromrichterstationen Blindleistung, aber diese ist unabhängig von der Übertragungsentfernung. Die Blindleistungsbereitstellung für die Stromrichter wird technisch und wirtschaftlich beherrscht. Bei Seekabelübertragungen kommen wegen der hohen Blindleistung von Drehstromkabeln schon ab Entfernungen von etwa 120 km nur Gleichstromkabel in Frage.
4. Einfachere Organisation des Übertragungsbetriebes:
Bei der Übertragung großer Energien über große Entfernungen ist unbedingt für die Aufrechterhaltung der Qualität des Verbundbetriebes Sorge zu tragen. Hierzu können sich bei Drehstromübertragung komplexe technische und organisatorische Maßnahmen als notwendig erweisen, die mit langwierigen Vorarbeiten verbunden sind². Die Übertragung über Gleichstromverbindungen erfordert nur einen minimalen Datenaustausch zwischen den Stationen und erlaubt eine weitgehende Freizügigkeit in der Führung der angeschlossenen Drehstromnetze, was die betriebliche Organisation erheblich vereinfacht. Die Energieübertragung ist zudem mit Hilfe der Stromrichter leicht und genau steuerbar.
5. Niedrigerer Landschaftsverbrauch:
Zur Übertragung einer Leistung von angenommen 2000 MW ist mit zwei in Westeuropa üblichen 400 kV-Drehstromdoppelleitungen eine Trasse von ca. 100 m erforderlich, während ein ± 500 kV-HGÜ-Bipol nur die Hälfte dieser Trasse und deutlich niedrigere Masten erfordern würde. Dieser Unterschied vergrößert sich noch bei Übertragung höherer Leistungen. So erfordert eine Übertragungsleistung von 4000 MW bereits vier 400 kV-Drehstromdoppelleitungen, während auf dem HGÜ-Mast bei unveränderter Trassenbreite zwei HGÜ-Bipole für je 2000 MW untergebracht werden können. Dessen Masthöhe übersteigt hierbei nicht die eines üblichen zweisystemigen 400 kV-Drehstrommastes.

¹ H. B. Tillmann u.a.: Entwicklung des osteuropäischen Verbundbetriebes seit der politischen Wende in Mittel- und Osteuropa. ETG Fachbericht 63, 16.-17. Okt. 1996 Braunschweig

² Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie UCPT, Jahresbericht 1996, S. 10 und 11: Die Erweiterung des Synchronverbundes

6. Niedrigere Freileitungs- und Kabelkosten:

Die spezifischen Investitionskosten für Gleichstromfreileitungen und für Gleichstromkabel liegen erheblich niedriger als die entsprechender Drehstrom betriebsmittel. Andererseits sind die Kosten von HGÜ-Stromrichterstationen, nicht zuletzt wegen der Blindstromkompensations- und Filteranlagen, höher als von Drehstrom-Umspannstationen. Die niedrigeren Leitungskosten bei Gleichstrom machen diesen Kostennachteil mit steigender Entfernung wett, so dass ab Entfernungen von etwa 600–800 km die Gesamtkosten einer Gleichstromübertragung niedriger als die einer Drehstromübertragung sind.

3. Anforderungen der HGÜ an die Drehstromnetzanbindung

Zum Betrieb konventioneller HGÜ-Stromrichter ist eine steife Spannungsquelle im zugehörigen Drehstromnetz erforderlich. Die Steifigkeit der Spannungsquelle wird üblicherweise durch die Netzkurzschlußleistung charakterisiert. Diese sollte etwa die dreifache Übertragungsleistung erreichen. Bei neueren Stromrichtern entfällt diese Forderung. Jedoch sind solche Stromrichter bislang nur für kleinere Leistungen bis etwa 150 MW verfügbar³

Eine andere Begrenzung der Stationsleistung ergibt sich aufgrund der zulässigen Ausfallleistung eines Netzes. Sie wird durch die verfügbare Primärregelleistung eines Netzes bestimmt. Für die am UCPT-Netz angeschlossenen europäischen Länder ist zu beachten, dass die ausregelbare Störleistung des Netzes zur Zeit zwischen 4 750 MW bei Werktagsschwachlast und 7 500 MW bei Starklast liegt⁴. Um den kompletten Ausfall einer Station so unwahrscheinlich wie möglich zu machen, sollten die beiden Pole einer HGÜ bei Stationsleistungen von etwa 3 GW und mehr an elektrisch getrennte Sammelschienen angeschlossen werden.

4. Stand der Technik

In mehr als 60 HGÜ-Projekten sind weltweit Stromrichter für Übertragungen von mehr als 45 GW installiert. Die meisten Anlagen sind Punkt-zu-Punkt-Übertragungen. Unter Berücksichtigung erzwungener Abschaltungen ergibt sich mit ihnen eine typische Energieverfügbarkeit von über 98 %. In den letzten 10 Jahren wurden mehrere Anlagen zu Mehrpunktanlagen erweitert. Die Erfahrungen mit solchen Anlagen bestätigen, dass deren Energieverfügbarkeit ebenso hoch wie bei herkömmlichen HGÜ-Anlagen ist.

³ M. Häusler u.a.: HVDC Light - ein neuer Stromrichter zur Gleichstromübertragung. Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998), Heft 21, 5.38-44

⁴ H. Weber u.a.: Kennzahlen der Primärregelung im UCPT-Netz und künftige Anforderungen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 96 (1997), Heft 4, S. 132-137

Der Platzbedarf moderner Stromrichterstationen beträgt weniger als 20 qm/MW. Um Streuströme über Erde in der Umgebung von Stromrichterstationen zu vermeiden, werden Stromrichterstationen für den Landtransport praktisch ausschließlich für bipolaren Betrieb gebaut. Hierbei fließt der Gleichstrom in einem Leitungspol von einer Station zur nächsten und von dort im zweiten Leitungspol wieder zurück.

Die größten Übertragungsleistungen erreichen bislang 6 GW. Höhere Leistungen sind möglich. Die Leistung wird heute mit Gleichspannungen von 500 bis 600 kV gegen Erde übertragen. Die Auslegung für Gleichspannungen bis 800 kV ist heute realisierbar und zur Verminderung der Übertragungsverluste vorteilhaft. Problem ist jedoch die öffentliche Akzeptanz der erforderlichen Freileitungsmaste.

Bei Ausfall eines Leiters wird bei einem HGÜ-Doppelbipol der Ausfall durch höhere Auslastung des parallelen Leiters ersetzt. Hierfür ist im Normalfall genügend thermische Reserve vorhanden. Falls jedoch nur eine Bipolleitung verfügbar ist, fällt bei Ausfall eines Seiles zunächst 50 % der Übertragungsleistung aus. Die Stromrückleitung des gesunden Poles erfolgt über Erde. Nach etwa 10 Minuten wird ganz abgeschaltet, um Schäden an metallischen Leitern in der Nähe der Station infolge elektrolytischer Korrosion zu vermeiden.

Bei dem sehr seltenen Ereignis „Mastbruch“ fällt dagegen in dem betroffenen Leitungsabschnitt immer die gesamte Übertragungsleistung aus. Um eine hohe Verfügbarkeit der Energie sicherzustellen, wird man daher vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen.

5. Verluste und Schätzkosten von HGÜ-Anlagen

Die Verluste moderner Stromrichterstationen betragen bei voller Leistung etwa 0,7% je Station, bezogen auf die Stationsleistung. Die Leitungsverluste hängen stark vom Leiterquerschnitt und damit von den Leitungskosten ab. Aufgrund von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen wurde für Übertragungslängen von 1000 bis 2000 km eine optimale Stromdichte von 0,7 – 1 A/mm² gefunden. Bei sehr großen Übertragungsentfernungen nimmt abhängig von der Verlustbewertung die optimale Stromdichte ab. Mit Viererbündeln 4xAlSt564/72 und einem Übertragungsstrom von 2000 A liegen die Leitungsverluste pro 1000 km zwischen etwa 4 und 5% der Übertragungsleistung je nach gewählter Übertragungsspannung (±600 kV bzw. ±500 kV) Zur ersten Orientierung sind die Schätzkosten für Stromrichterstationen (Tabelle 1) und für Gleichstromleitungen in einfachem Gelände und Lohnkosten in Europa mit optimaler Stromdichte für 2000 A je Bipol (Tabelle 2) angegeben.

Tabelle 1: Schätzkosten von bipolaren Stromrichterstationen, Stand 1995

Stationsleistung /MW	mit ± 500 kV	Mit ± 600 kV
1.000	170 DM/kW	184 DM/kW
2.000	120 DM/kW	130 DM/kW
4.000	112 DM/kW	121 DM/kW

Die tatsächlichen Leitungskosten schwanken abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, den Verlegungsbedingungen und den Lohnkosten des betreffenden Landes.

**Tabelle 2:
Schätzkosten von bipolaren Gleichstromleitungen, Stand 1995, ohne Grundstückskosten, für Verlegung in einfachem Gelände, deutsches Lohnkostenniveau, Beseilung mit 4er-Bündelleitern AISt 564/72**

Übertragungsspannung	± 500 kV	± 600 kV
Einfachbipol	400.000 DM/km	425.000 DM/km
Doppelbipol	640.000 DM/km	680.000 DM/km

6. Übertragungsvarianten für Solarstrombrücken von Nordafrika nach Europa

Es sei angenommen, dass elektrische Energie mit einer Leistung von 5 GW bzw. 10 GW in einem nordafrikanischen Land für die Übertragung bereitgestellt und über zwei Bipol- bzw. Doppelbipolleitungen an drei bis fünf Stellen in Europa zum Verbrauch eingespeist wird. Zur Verdeutlichung werden drei mögliche Routen einer Solarstrombrücke von Nordafrika nach Europa beschrieben:

- A Marokko-Gibraltar-Barcelona-Lyon-Basel (30% schwieriges Gelände)
- B Tunesien-Sizilien-Rom-Mailand-Marseille (30% der Landstrecke schwierig)
- C Ägypten (Assuan-Kairo)-Amman-Ankara-Bosporus-Belgrad-Mailand (40% schwieriges Gelände)

In Ermangelung genauerer Informationen werden für die Abschätzung der Investitionskosten die Leitungskosten für schwieriges Gelände gegenüber Tabelle 2 verdoppelt. Bei den Varianten A und C sind nur kurze Seestrecken von 30 bzw. 2 km Länge enthalten. Hierfür könnten in naher Zukunft zu vertretbaren Kosten Gleichstromkabel für 600 kV eingesetzt werden. Damit ist es möglich, die Übertragung über die ganze Strecke für Spannungen von 600kV gegen Erde auszu-

legen, um die Übertragungsverluste gering zu halten. Bei Variante B ist dagegen eine Seestrecke von ca. 180 km Länge zu überwinden. Da für Seekabel höherer Spannung als 500 kV für eine solche Länge der Aufwand schwer abschätzbar ist, wird diese Variante mit heute verfügbaren Seekabeln für 500 kV gerechnet. Je Kabel können damit 800 MW bei einem Kupferquerschnitt von 2000 mm² übertragen werden. Der Weltmarktpreis eines 600 MW Seekabels ab Fabrik betrug 1992 etwa 300 000 £/km. Hinzu kommen noch etwa 15 bis 25% Kosten für Transport und Verlegung⁵. Der Weltmarktpreis eines 800 MW-Seekabels dürfte heute leistungsspezifisch etwa gleich hoch liegen.

Es wurden folgende Stationsleistungen angenommen:

Tabelle 3: Stationsleistungen für Gesamtübertragung von a) 5 GW b) 10 GW

Variante A				
Land	Marokko	Spanien	Frankreich	Schweiz
a	2x2.SO0MW	1.000MW	2.000	2.000
b	4x2.SO0MW	2.000MW	2x2.000	2x2.000

Variante B				
Land	Tunesien	Italien	Frankreich	Schweiz
a	2x2.500 MW	2.000 MW	2.000	2.000
b	4x2.500 MW	2.000 MW	2x2.000	2x2.000

Variante C				
Land	Ägypten	Türkei	Italien	Schweiz
a	2x2.500 MW	1.000 MW	2.000	2.000
b	4x2.500 MW	2.000 MW	2x2.000	2x2.000

Die Stromrichterstationen sind zur Minimierung der Ausbaukosten in den lokalen Drehstromnetzen vorzugsweise in der Nähe von Netzknoten mit hohen Kurzschlussleistungen zu plazieren. Von ihnen aus kann die Energie zu weiteren Verbrauchern etwa nach Deutschland und in die Benelux-Länder übertragen werden. Ohne zusätzliche Investitionen in den lokalen Drehstromnetzen ergeben sich die geschätzten Investitionskosten und Verluste nach Tabelle 4.

⁵ T.J. Hammonds u.a.; Proposed Iceland/United kingdom Power Link. IEEE 92 JPG 694-4 EC, T-EC Sept.1993

7. Herausforderungen bei der Realisierung des Übertragungsprojektes

Die Realisierung des Übertragungsprojektes ist mit dem heute erreichten Stand der Technik schon heute möglich. Hinsichtlich seiner Risiken stellen sich im Bereich der Technik, der Organisation und der Öffentlichkeit eine Reihe von Fragen. Zu ihrer Beantwortung sind in erster Linie Politiker, fachliche Verbände, Investoren und potentielle Auftragnehmer der Investitionsgüterindustrie angesprochen.

Tabelle 4: Schätzkosten und Verluste

a) für 5 GW Übertragung			
Variante	A	B	C
Übertragungslänge/km	2.500	2.500	4.500
Investitionskosten/Mio.	2.300	2.530	3.430
Verluste/MW	485	660	820

b) für 10 GW Übertragung			
Variante	A	B	C
Übertragungslänge/km	2.500	2.500	4.500
Investitionskosten/Mio.	3.950	4.515	5.700
Verluste/MW	970	1 320	1 640

Um das technische Risiko gering zu halten und einen zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten, sind von allen Anlagen an den verschiedenen Standorten die vorgegebenen technischen Anforderungen zu erfüllen. Dies setzt eine Harmonisierung der anzuwendenden Normen aller beteiligten Länder voraus. Diese erlauben wiederum technisch verträgliche Pflichtenhefte zu gleichen kommerziellen Bedingungen für die Vergabe der verschiedenen Lose des Projektes in den beteiligten Ländern.

Die Genehmigungsverfahren für den Bau der Übertragungsleitungen sollten in einer angemessenen Zeit durchgeführt werden. Neben den rechtlichen Bedingungen ist auch die Zustimmung der direkt Betroffenen sowie der Öffentlichkeit zu gewinnen. Dies erfordert frühzeitig eine entsprechende Öffentlichkeitsarbeit.

Zur Bewilligung der Finanzierung des Vorhabens sind die Geldgeber von der technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Machbarkeit zu überzeugen. Als verantwortlicher Gesprächspartner der Finanzierungsinstitute ist eine Projektgesellschaft (Special Purpose Company

SPC) ins Leben zu rufen. Dies legt eine verbindliche Klärung der vertraglichen Beziehungen zwischen den verschiedenen Partnern der internationalen Projektgesellschaft nahe. Die SPC hat die Wirtschaftlichkeit des Projektes anhand konkreter Projektvorgaben nachzuweisen.

Im Rahmen ihrer Kreditentscheidung haben Fremdkapitalgeber (Banken) die Bonität des Schuldners (wirtschaftliches Kreditrisiko) und des Schuldnerlandes (politisches Kreditrisiko) zu berücksichtigen. Eine wesentliche Voraussetzung für die Rückzahlung gewährter Kredite ist eine zuverlässige Absicherung des Konvertierungs- und Transferrisikos der Hartwährung, in welcher der Schuldendienst zu leisten ist. Die notwendigen politischen Rahmenbedingungen zur Abdeckung dieses Risikos sind daher zu schaffen.

Zwar dienen die Vermögenswerte der SPC, insbesondere die vorhandenen Anlagen und Forderungen als Sicherheiten, doch decken diese die Gesamtforderungen nur teilweise ab. Auch dürfte im Kontlikfall insbesondere aus politischen Gründen eine konkrete Verwertung kaum möglich sein. Es ist deshalb entscheidend, ob der aus den Durchleitungsentgelten zukünftig zu erwirtschaftende Cash-Flow ausreichen wird, um neben den Betriebskosten auch die Finanzierungskosten (Bankkommissionen, Zins und Tilgung) zu erbringen.