

Die Onshore/Offshore Verlegung Artikel in der Sonnenenergie 1/16

08.06.2016

Sehr geehrter Dr. Warnke,

Ihr Vorschlag, die Flüsse und Kanäle zu verkabeln, ist nicht neu. Der niedersächsische CDU-Politiker Björn Thümler hatte die Kabelverlegung in Flüssen und Kanälen schon 2010 in der Nord West Zeitung vorgeschlagen. http://www.nwzonline.de/politik/stromkabel-in-fluessen-verlegen_a_1,0,796699562.html

Auch wir hatten vor Jahren die Verlegung von Gleichstromkabeln in Flüssen und Kanälen untersucht, aber aus verschiedenen Gründen wieder verworfen:

1. Heftiger Widerstand der Wasser- und Schifffahrtsämter (man war entsetzt),
2. Langsame Verlegeschiffe behindern die Leichtigkeit des Schiffverkehrs,
3. Wochenlange Kanalsperrungen bei einer Kabelreparatur,
4. Kritische bzw. ablehnende Haltung der Naturschutzverbände,
5. Teure stahlarmierte Kabel,
6. Kabellänge wird von Biegeradien und Schiffsbreiten bestimmt:
 - Maximale Kabellänge war daher 3.000 m, Muffen daher alle 3.000 m,
 - Muffen sollten möglichst zugänglich sein, d.h. das Kabel muss alle 3.000 m unter der Uferbefestigung hindurch geführt und dort gemufft werden,
 - Das wäre aus Dichtigkeitsgründen nicht genehmigungsfähig (s. Bruch Elbe-Seiten-Kanal 2011 <https://www.youtube.com/watch?v=re-vc0yEH-I>),
7. Kanalsohlen teilweise aus Asphaltbeton,
8. Zahl der zu umgehenden Staustufen steigt nach Süden hin drastisch an.

1

Im Weiteren sprechen Sie in dem Artikel in der Sonnenenergie 1/16 nachstehende Themen an, auf die wir der Vollständigkeit halber gerne eingehen möchten:

1. Baukosten	4. Trassenbreiten
2. Speicher	5. Bodenerwärmung
3. Erdkabelreparaturen	6. Laufzeitverlängerungen

1. Baukosten:

In Ihrem Artikel wurden Mehrkostenfaktoren von 4-6 genannt, ohne die Mehrkostenbasis zu nennen. Die korrekte Basis wäre keine reine Freileitung sondern eine Freileitung mit sehr vielen aufwendigen Teilverkabelungen. Die BMU Studie aus 2011 beziffert die Kosten einer nahezu baugleichen Drehstromfreileitung mit 2 Teilverkabelungen auf 2,5 Mio. € pro km.

Aus unserer Sicht ist das die Mehrkostenbasis.

Ein 800 km langer 4 GW Südlink als Freileitung mit vielen Teilverkabelungen und ohne Umrichter würde demzufolge $800 \text{ km} \times 2,5 \text{ Mio. €/km} = 2 \text{ Mrd. €}$ kosten. Aufgrund der vielen erforderlichen Teilverkabelungen ist eher mit **2,5 Mrd. €** zu rechnen.

Rechnet man nun das 4-6-fache für die Vollverkabelung, käme man auf **10-15 Mrd. €**.

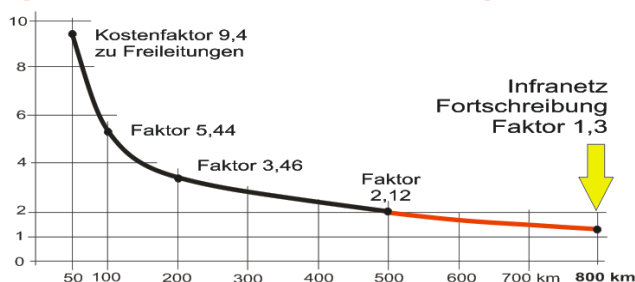
Hier einige Zahlen zum Vergleich:

1. Für **12 Mrd. €** bekommt man eine 400 km lange 6-spurige Autobahn,
2. Der Gotthard Basistunnel mit 2 Röhren und insgesamt 114 km Tunnellänge durch Granitgestein hat **12 Mrd. €** gekostet,
3. Die 1.200 km lange North Stream Pipeline durch die Ostsee mit 2.400 km Rohrlänge und 185.000 betonummantelten 1,15 m Rohren $\phi 25$ hat **8 Mrd. €** gekostet,
4. Die 65 km lange 2 GW Pyrenäenquerung der INELFE als Vollverkabelung von Frankreich nach Spanien mit einem begehbaren 8 km langen gebohrten Tunnel durch das Gebirge hat inclusive Umrichter nur **0,7 Mrd. €** gekostet.

Die UNI Hannover schätzt den Mehrkostenfaktor für ein 800 km langes vollverkabeltes System höchstens auf 1,3.

Multipliziert mit den o.g. 2 Mrd. € ergeben sich daraus 2,6 Mrd. € was sich ziemlich genau mit den o.g. 2,5 Mrd. € deckt.

Mehrkosten von Kabeln gegenüber Freileitungen bei einer 3 GW, VSC-HGÜ.
Quelle: Technische und wirtschaftliche Aspekte des Stromleitungsbaus.
[Prof. Hofmann, Leibniz Uni Hannover]



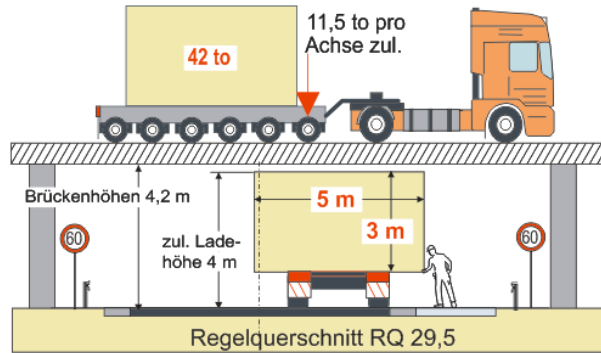
Infranetz schätzt die Kosten eines im Mittel 800 km langen 4 GW-Südlinks in der nachstehend beschriebenen minimalinvasiven Bauweise ohne Umrichter (sie sind in beiden Fällen erforderlich) auf knapp **2,9 Mrd. €**. Aufgerundet auf 3.000.000.000 € und umgelegt auf 40.000.000 Haushalte ergibt das **75 € einmalig** pro bundesdeutschen Haushalt.

Zum Vergleich: Die neuen, und im Übrigen nutzlosen, smart meter kosten durchschnittlich auch 75 €, allerdings jährlich. Zudem verbrauchen sie so viel Strom wie ein alter Kühlschrank.

Infranetz hat der Bundesnetzagentur nachstehendes minimalinvasives Verkabelungsprinzip vorgeschlagen:



Die Kabelverlegung erfolgt demnach links und rechts im Nahbereich der Autobahnen, die als solche nur dem Transport der überbreiten Kabeltrommeln mit 1,2 km Kabel dienen.



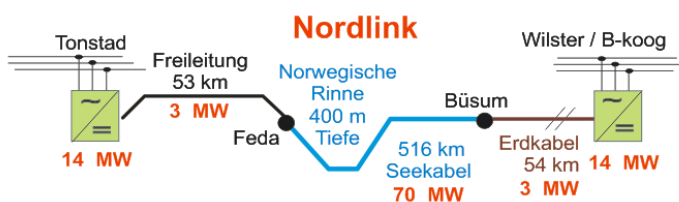
Die Kabelsysteme können bis auf eine Maschinenbreite an Wohngebäuden vorbei verlegt werden. Das minimalinvasive Infranetz System benötigt keine zusätzlichen Baustraßen. Gearbeitet wird "Vor Kopf" und ohne "Mann im Graben" so dass auch keine Trittschäden zu erwarten sind.



Die nur 70 cm breiten Kabelgräben ermöglichen die Verlegung in Wirtschaftswegen, Waldwegen, Rückewegen oder Brandschutzstreifen. Keine breiten Waldschneisen also, wie von Ihnen beklagt wird.

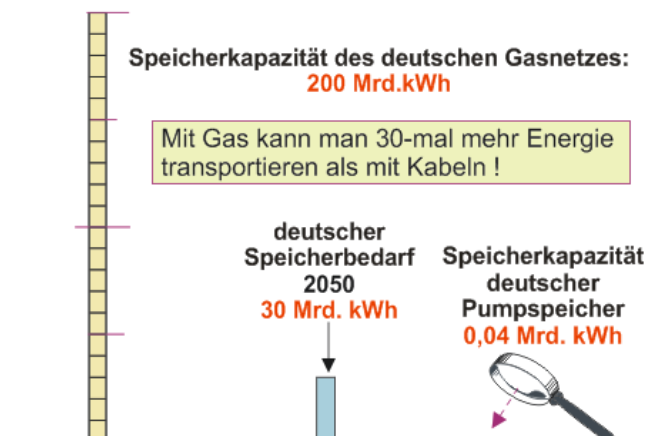
2. Speicher:

Die oft gelobte Zwischenspeicherung von überschüssigen deutschen Strom in Norwegen ist wenig sinnvoll wie nachstehende Grafik zeigt:



1. Die Verlustleistung beträgt bei Vollast 104 MW
2. Wird die Energie in Pumpspeichern zwischen gespeichert und wieder zurückgeholt, fallen die Verluste 2-mal an.
3. In Norwegen gibt es keine Pumpspeicher

Infranetz empfiehlt parallel zum Netzausbau Power to Gas



Der Wirkungsgrad des 6 MW AUDI Elektrolyseurs in Werlte beträgt derzeit 53%. Zum Vergleich: Automotoren haben einen Wirkungsgrad zwischen 25 und 45 %. Elektrofahrzeuge 85% [Prof. Dr. - Ing. Peter Marx 2013].

Die Abregelung von Wind- oder Solarstrommengen (Einsman) hat den **Wirkungsgrad Null**. Bei der Wirkungsgraddebatte wird das leider oft vergessen.

Über vermiedene Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement, die sich nach Angaben der Bundesnetzagentur derzeit auf ca. 1 Mrd. € jährlich belaufen, finanziert sich Power to Gas somit ein Stück weit von selbst.

3. Erdkabelreparaturen:

Sie beklagen in Ihrem Artikel, dass Kabelreparaturen schwierig sind, offenbar im Vergleich mit einer Freileitung. Dazu Folgendes:

Ein HGÜ-System mit Teilfreileitungen ist deutlich anfälliger als eine Vollverkabelung.

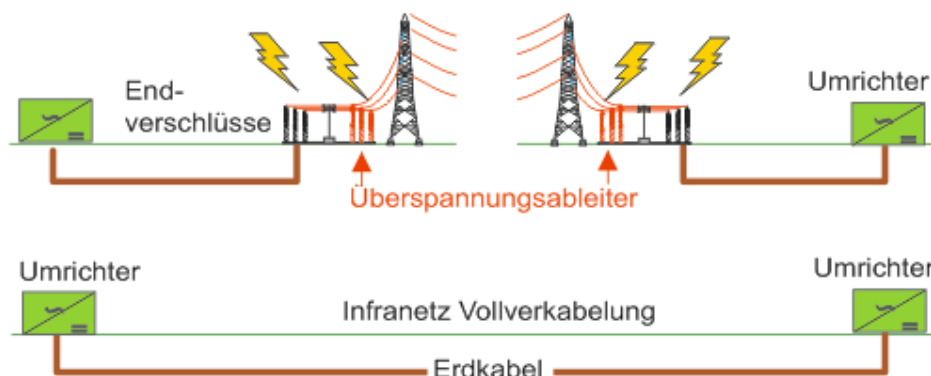
Elektrisch gesehen sind Teilfreileitungen wie "offene Wunden" im Gesamtsystem anzusehen.

Ein Blitzschlag in einen der freibewitterten Endverschlüsse oder in einen defekten Überspannungsableiter kann die Kabelanlage auf der ganzen Länge zerstören.

Zitat:

"Teilverkabelungen innerhalb eines Freileitungssystems sind aus Blitzschutzgründen sowie aus technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Sicht nicht zu rechtfertigen. Unter anderem kann die bewährte automatische Wiedereinschaltung (AWE) bei Kurzunterbrechungen in der schlechten Konstellation zweier unterschiedlicher Leitungsarten mit verschiedenen Wellenwiderständen nicht eingesetzt werden" [Prof. Oswald in o.g. Studie zur Tauern-Salzach Freileitung 2007, Seite 29].

Gleiches gilt auch für **Teilfreileitungen** wie dargestellt.



Wir empfehlen daher die blitzsichere Vollverkabelung mit eingehausten Endverschlüssen in den Umrichtergebäuden.

In ganz Deutschland gibt es zudem keinen einzigen Bereich, der zwingend eine Freileitung erforderlich macht.

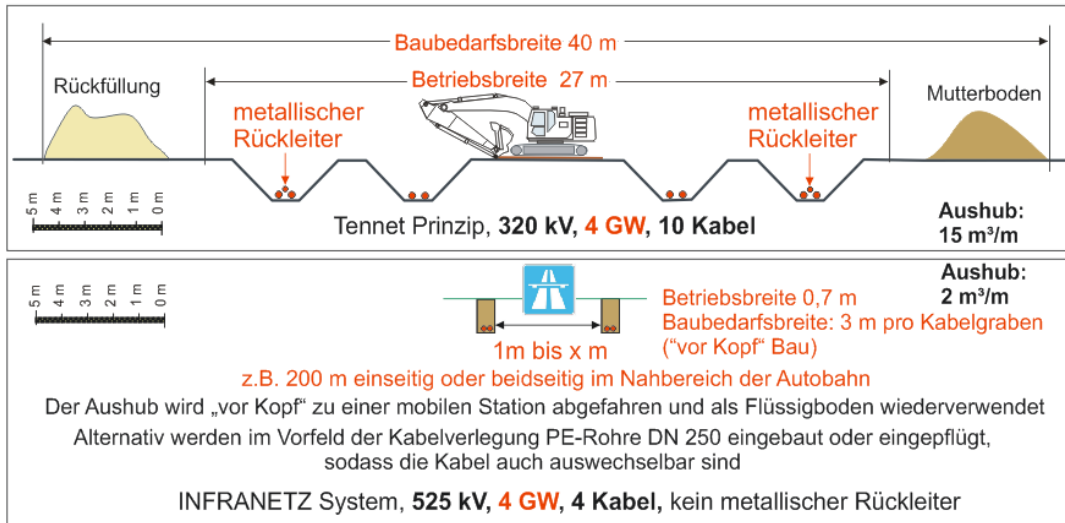
Moderne reinraumgefertigte Kabel- und Muffen erreichen fertigungsbedingt 60 und mehr Jahre [ABB].

Durch integrierte Lichtwellenleiter können die Kabel auch einem automatischen condition monitoring unterzogen werden (z.B. valcap von nkt). Die Fehlerlokalisierung erfolgt dabei in Sekundenbruchteilen.

Aus einem vorgegebenen Toleranzband herauslaufende Fehler werden frühzeitig erkannt, die Wartung wird planbar und kann vorbereitet werden, die Reparatur- und Ausfallzeiten verkürzen sich deutlich. Die sog. „Badewannenkurve“ wird zur „Duschtassenkurve“.

4. Trassenbreiten:

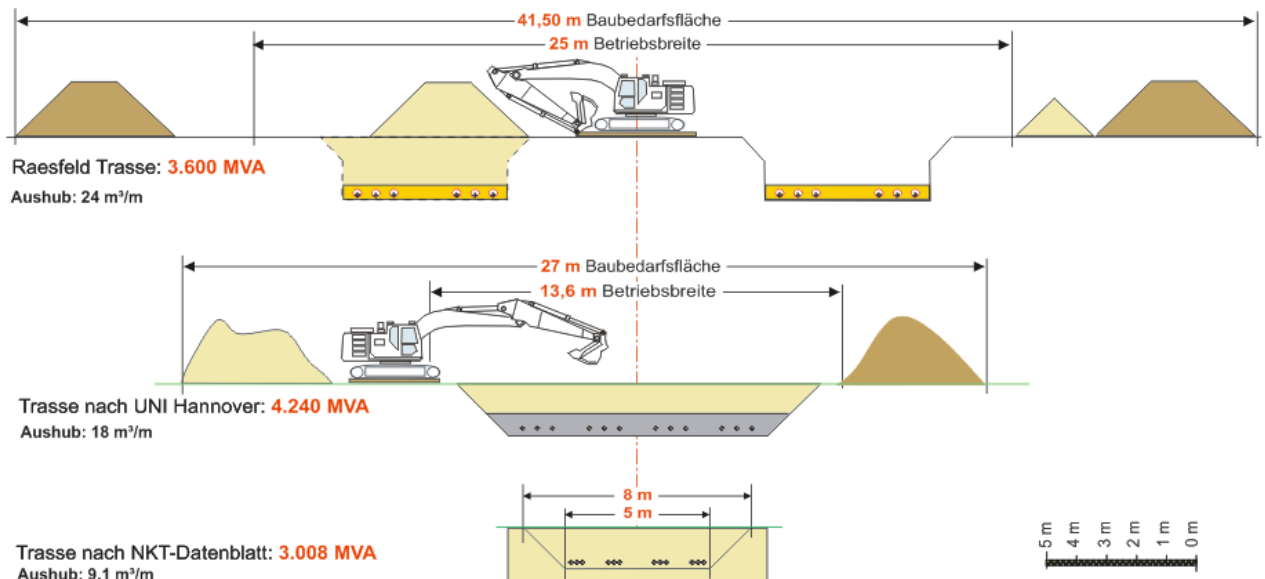
Die von Ihnen beklagten Trassenbreiten von 40 m müssen nicht sein, wie nachstehender Vergleich deutlich machen soll.



Für ein 4 GW System benötigt Tettet demzufolge auch 2,5- mal mehr Muffen als Infranetz. Hier der Vergleich einer 800 km langen 4 GW Infranetz Trasse in Vollverkabelung mit der oben dargestellten 4 GW Tettet Trasse in Vollverkabelung:

		525-kV	320-kV
Kabel	km (Anzahl)	3.200 (4)	8.000 (10)
Lieferzeit bei Extrusionsgeschwindigkeiten von 40 m/Stunde und 8.760 Stunden	Stunden(Jahre)	80.000 (9)	200.000 (23)
Anzahl Extrusionsanlagen (Bauzeit 3 Jahre gerechnet)		3	8
Muffen	Stck.	2.663	6.657
Rechnerische Montagezeit für Muffen bei 253 Arbeitstagen pro Jahr (2 Tage/Stck.)	Tage (Jahre)	5.326 (21)	13.314 (52)
Muffenmontagetrupps bei 3 Jahren Bauzeit		7	17
Jährl. Muffenausfälle nach CIGRE	0,048 %	1,28	3,15

Die Drehstromtrasse in Raesfeld wurde völlig überdimensioniert wie nachstehend noch einmal visualisiert werden soll. Schon 2007 rechnete die Uni Hannover trotz 640 MVA höherer thermischer Grenzleistung nur mit 13,6 m statt 25 m Betriebsbreite.



Die vergleichsweise dargestellte Trasse nach dem nkt-Datenblatt zeigt zudem, dass bei 4 Systemen auch Betriebsbreiten von 5-8 m möglich sind.

Unterbricht man, wie in Raesfeld, eine 3.600 MVA Drehstrom Freileitung mit einer Teilverkabelung, kann man die Kabel auf die thermische Grenzleistung der Freileitung auslegen, nicht weil das angesichts der höchstzulässigen Netzausfallleistung von 3.000 MVA nötig wäre, sondern weil die Freileitung technisch dazu in der Lage ist.

Bei der Vollverkabelung wird man lediglich die höchstzulässige Netzausfallleistung von 3.000 MVA ansetzen.

Dafür sind statt 4 nur 2 Systeme mit 2.500 mm² Kupferkabel ausreichend, sofern sie, thermisch entkoppelt, auf unterschiedlichen Trassen und in Flüssigboden verlegt werden.

Warum Amprion unser Verfahren für nicht umsetzbar hält bleibt unklar, wo man doch selbst Flüssigboden genutzt hat.

Sie schreiben: „Würde man nämlich die Offshore-Verbindung NorGer (600 Kilometer für 1,5 Milliarden Euro) zu den gleichen Kilometer-Kosten bauen wie das Erdkabel Projekt von Raesfeld im Münsterland (3,4 Kilometer für 30 Millionen Euro), würde das Nordsee-Kabel rund 5,3 Milliarden Euro kosten“.

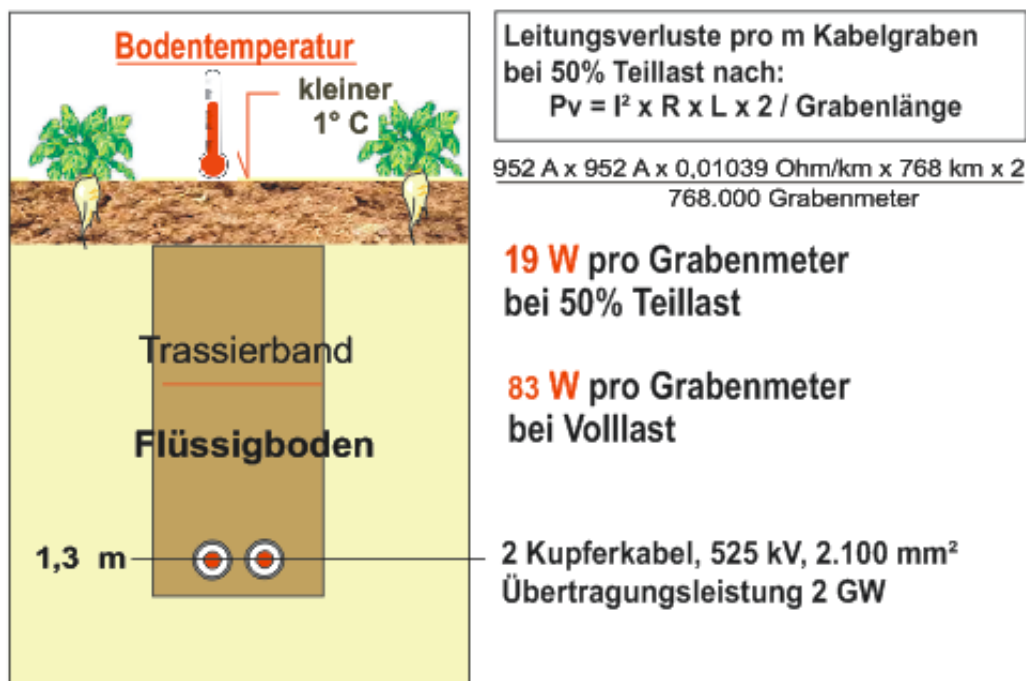
Hier verwechseln Sie eine Drehstromtrasse mit 12 Kabeln mit einer Seekabel Gleichstromtrasse mit 2 Kabeln. Das passiert aber vielen.

Was Amprion in Raesfeld gebaut hat wird schon als „Growian“ der Erdkabeltechnik bezeichnet. Nach unserer Auffassung sollte die Raesfeld Trasse so breit und so teuer wie möglich werden, um Erdkabel insgesamt zu diskreditieren.

5. Bodenerwärmung:

Nach dem ohmschen Gesetz errechnen sich die Leitungsverluste eines 2 GW HGÜ-Systems auf maximal 83 Watt pro Meter Doppelkabel.

Da der Südlink Offshore Strom transportieren soll, kann die Leitung maximal nur 4.000 Stunden also weniger als die Hälfte des Jahres voll ausgelastet sein. Offshore Starkwindzeiten sind in der Regel im Herbst bis Frühjahr, also außerhalb der Vegetationszeiten zu erwarten.



6. Laufzeitverlängerungen:

Sie schreiben: „Dadurch besteht durchaus die Gefahr, dass interessierte Kreise die **hohen Kosten** und die langen **Umsetzungs-Zeiträume** dazu nutzen, die **Energiewende** scheitern zu lassen, oder zumindest noch eine **Laufzeit-Verlängerung** für Atommeiler und (Braun-)Kohle-Kraftwerke heraus zu holen“.

Dazu Folgendes:

1. Die angeblich **hohen Kosten** sind bei der minimalinvasiven Verkabelung nicht zu hoch. Bei einem Mehrkostenfaktor von $2,9/2,5 = 1,1$ sind sie nahezu gleich wie oben erläutert und absolut im zulässigen Mehrkostenfaktor von 2,75.
2. Die **Umsetzungszeiträume** verhalten sich, abhängig von den Kabellieferzeiten nach der Tabelle in Blatt 5, wie 23 Jahre zu 9 Jahren, mithin im Verhältnis von 2,5 zugunsten der minimalinvasiven Verkabelung mit 525-kV Kabeln. Bei drei Extrusionsanlagen ist das in 3 Jahren zu schaffen. Die Tennet Variante benötigt dagegen 8 Extrusionsanlagen. Bei den Montagezeiten für die Muffen liegt das Verhältnis ebenfalls bei 2,5 (52 Jahre/21 Jahre).
3. Die **Energiewende** findet zu 90% im Verteilnetz statt [ABB],
4. Die **Energiewende** wird aktuell auch ohne den Netzausbau gegen die Wand gefahren,

Bei den Laufzeit Verlängerungen für Braunkohle und Atomenergie sind wir völlig Ihrer Meinung! Es geht um den Stromexport und um sehr viel Geld. Auslöser war der Beginn des Stromhandels im Jahr 2000.

2015 lag der Exporterlös bei knapp 2 Mrd. €. Das lässt man sich nicht kampflös wegnehmen.



Die Laufzeiten werden verlängert, soviel ist klar. Man arbeitet schon daran.

Stichwörter: EU-Strategiepapier für die weitere Atomförderung, Mini-Reaktoren, AfD-Parteiprogramm, Betreiberklagen gegen den Ausstiegsbeschluss. Auch das Methodenpapier der Bundesnetzagentur, ein wahres Bürokratiemonster, kann die Erdkabelplanung nur verzögern. Das wird dann als Begründung für eine Laufzeitverlängerung herhalten.

Mit freundlichem Gruß

Ingo Rennert

