Energietechnische Gesellschaft von Electrosuisse
Société pour les techniques de l'énergie d'Electrosuisse
Società per le tecniche dell'energia di Electrosuisse
Power Engineering Society of Electrosuisse

Le CD-ROM du séminaire ETG "Lignes aériennes et câbles" est publié par la Société pour les techniques de l'énergie ETG d'Electrosuisse. Il peut être commandé dans la limite des stocks disponibles sous la référence

ETG vol. 135 auprès de

Die CD-ROM zur ETG-Fachtagung "Freileitungen und Kabel" wird durch die Energietechnische Gesellschaft ETG von Electrosuisse veröffentlicht und ist, solange Vorrat, unter folgender Referenznummer erhältlich

ETG Band 135 bei

Electrosuisse
ETG-Sekretariat
Luppmenstrasse 1
8320 Fehraltorf

Tel. 044 956 11 83
Fax 044 956 11 22

E-Mail etg@electrosuisse.ch
Internet www.electrosuisse.ch/etg

Copyright by
Energietechnische Gesellschaft ETG von Electrosuisse.
04.2009 - XBS/tg

Programm

08.45 Empfang und Willkommenskaffee

09.20 Begrüssung und Einführung

Prof. Göran Andersson, ETH Zürich, Tagungsleiter

09.30 Transport elektrischer Energie mit Höchstspannungen

Prof. Klaus Fröhlich, Hochspannungstechnologie, ETH Zürich

10.05 Verkabelung von Höchstspannungsleitungen:
Was kann und darf die Politik dazu beitragen?

Hans Killer, Nationalrat, Untersiggenthal AG

10.30 Kaffeepause

11.00 Solutions alternatives dans la construction de lignes terrestres HT
Alternativlösungen im Hochspannungs-Kabelleitungsbau
Referat Franz./Folien Deutsch

Alessandro Magri, Nexans Suisse SA, Winterthur

11.35 Die Problematik aus Sicht eines Netzbetreibers

Matthias Zwicky, Atel Netz AG, Niedergösgen

12.15 Vorschau auf die nächsten Veranstaltungen der ETG

Beat Müller, ETG von Electrosuisse

12.20 Stehlunch

13.30 Erfahrungen eines österreich. Verbundunternehmens

Herbert Lugschitz, Verbund-Austrian Power Grid, Wien/A

14.10 HGÜ - Eine Technologie zur Lösung der Herausforderungen im europ. Verbundnetz

Prof. Jochen Kreusel, ABB AG, Mannheim/D

14.45 Kaffeepause

15.15 Podiumsdiskussion

mit allen Referenten des Tages; Moderation durch Prof. Andersson

16.00 Schlusswort

Prof. Göran Andersson, Tagungsleiter

16.10 Weiterer Gedankenaustausch beim Apéro

Herzlichen Dank unserem Sponsor: BRUGG CABLES Well connected.

Tagungsleiter / Modérateur

Göran Andersson
Professor
ETH Zürich
Inst. El. Energieübertragung
Physikstrasse 3
8092 Zürich
andersson@eeh.ee.ethz.ch

Referenten / Conférenciers

Alessandro Magri
Projektleiter
Nexans Suisse SA
Stegackerstrasse 6
8409 Winterthur
alessandro.magri@nexans.com

Klaus Fröhlich
Professor
ETH Zürich
Inst. El. Energieübertragung
Physikstrasse 3
8092 Zürich
froehlich@eeh.ee.ethz.ch

Matthias Zwicky
Geschäftsführer
Atel Netz AG
Oltnerstrasse 61
5013 Niedergösgen
matthias.zwicky@atel.ch

Hans Killer
Nationalrat
Lierenstrasse 62B
5417 Untersiggenthal
hans.killer@parl.ch

Herbert Lugschitz
Verbund-Austrian Power Grid
Wagramerstrasse 19
AT-1220 Wien
herbert.lugschitz@verbund.at

Jochen Kreusel
Vertrieb Energietechnik
ABB AG
Kallstadter Strasse 1
DE-68239 Mannheim
jochen.kreusel@de.abb.com

ETG-Sekretär / Secrétaire de l'ETG

Beat A. Müller
ETG-Sekretär
Electrosuisse
Luppmenstrasse 1
8320 Fehraltorf
beat.mueller@electrosuisse.ch

ETH

Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
Swiss Federal Institute of Technology Zurich

Transport elektrischer Energie mit Höchstspannungen

Klaus Fröhlich

ETH Zürich

Inhalt

- Grundlegende Technologien und Systeme
- Grundlegende theoretische Begriffe
- Betriebsart – AC, DC
- Umweltaspekte
- Kostenbetrachtung
- Schlussfolgerungen

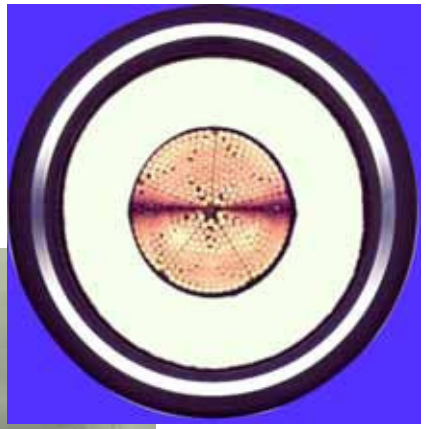
Die Freileitung

„Zweier“ - Bündel

„Vierer“ - Bündel

Das isolierte Kabel

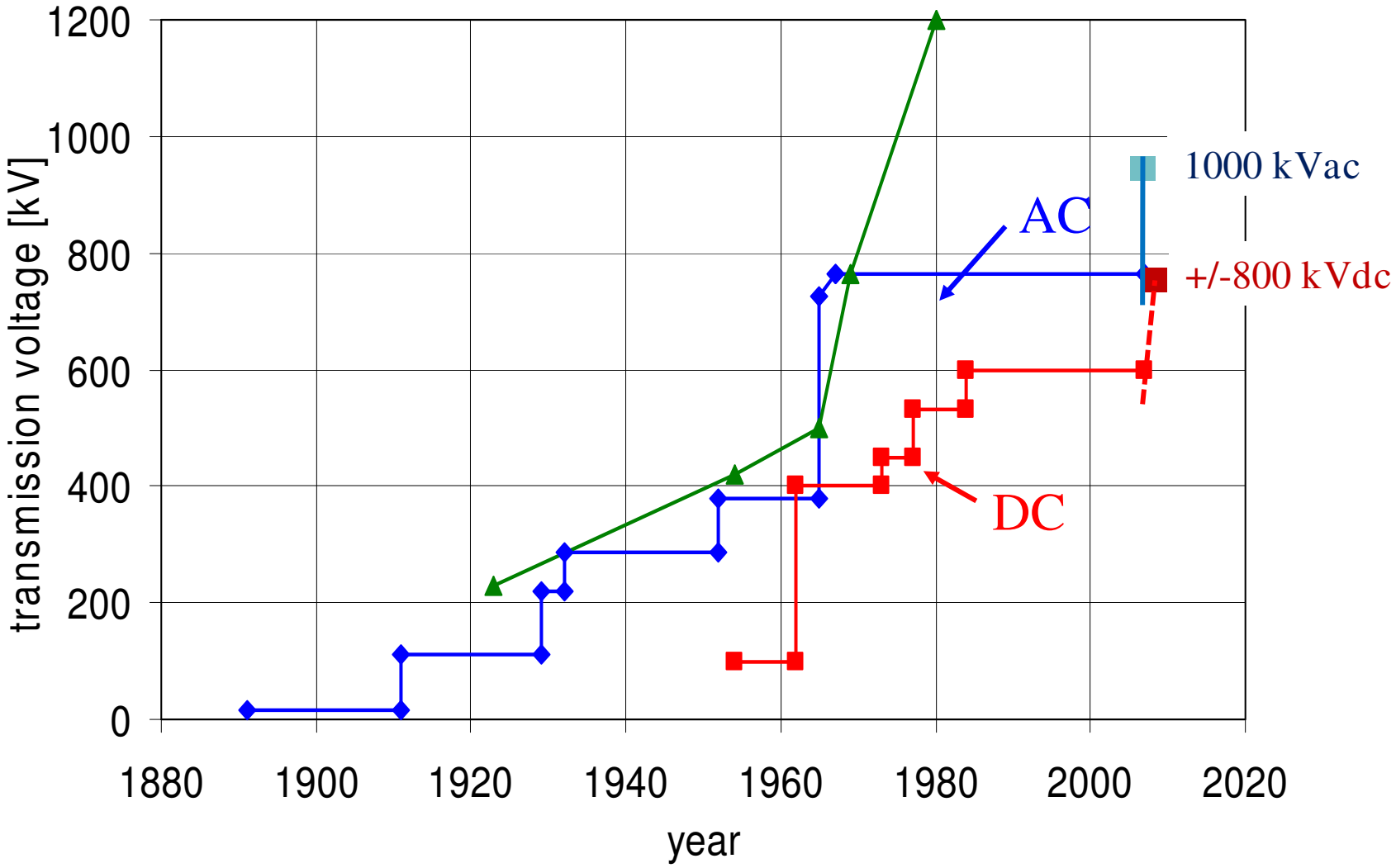
Isolierung für Höchstspannung:
Öl – Papier
XLPE (vernetztes Polyäthylen)



Die gasisolierte Leitung (GIL)

Isolierung:
80% Stickstoff (N2)
20 % Schwefelhexafluoris (SF_6)
Stützer aus Epoxidharz

Milestones in Transmission Voltage



1000 kVac Transmission Line (China)

Quelle: Dr. Jianbin FAN, CERPI

Strombelastbarkeit der einzelnen Prinzipien

Wieviel Strom ist zulässig ?

➔ Wieviel Leistung bei gegebener Übertragungsspannung ?

Balance zwischen:

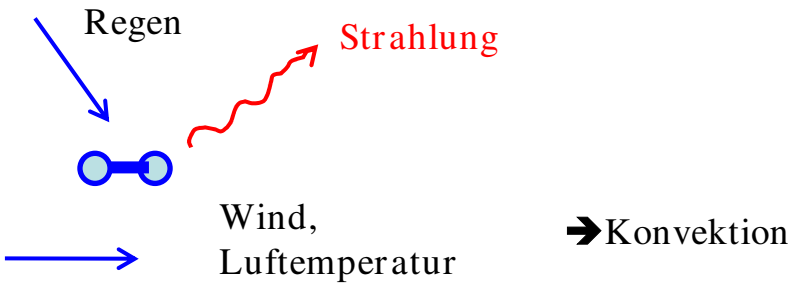
Zugeführter Wärmeenergie (Ohmsche Wärme) $P_w = I^2 \times R$

und

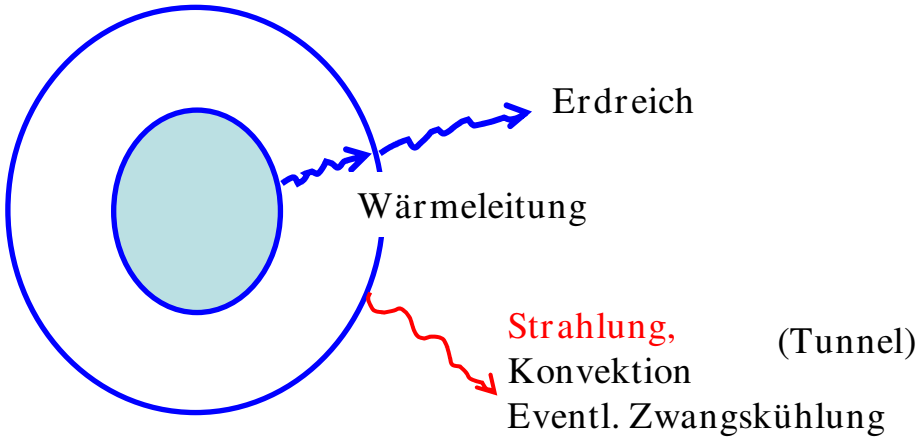
Abgeführter Wärmemenge über die Isolierstrecke

Unterschiedliche Wärmeableitung für die einzelnen Prinzipien

Freileitung:



Kabel:



GIL: Ähnlich wie Kabel,
aber Wärmetransport innen durch Strahlung und Konvektion
Mehr Freiheit mit dem Leiterquerschnitt

Grobe Abschätzung der thermischen Grenzleistung bei 400 kVac - Beispiel

- **Freileitung: Luft 40°C, 2-er Bündel, 2 x 560 mm²**
  ➔ 2080 A ➔ 1370 MW (Kiessling et al)

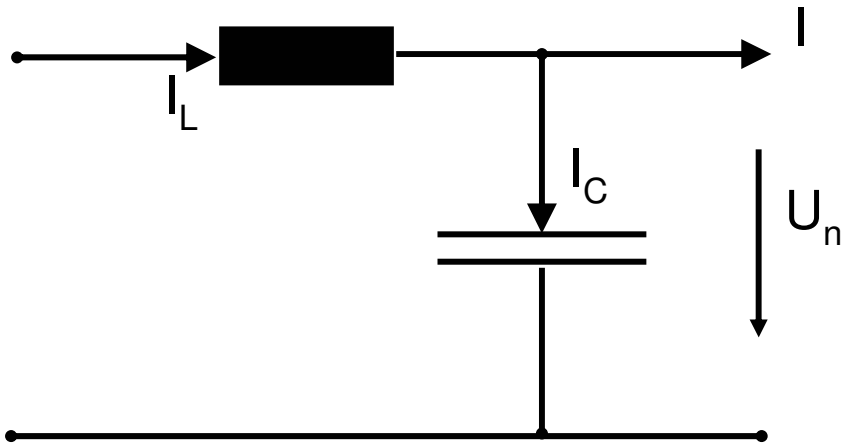
- **Kabel:**
  - **1600 mm², erdverlegt ➔ 1000 MW (Dänemark) CIGRE TB 238**
  - **1600 mm² Tunnel ➔ 1100 MW (Berlin) CIGRE TB 238**
  - **2500 mm2 Tunnel ➔ 2200 A ➔ 1500 MW (Herstellerangabe)**

- **GIL: bis 4000 A (Herstellerangabe) ➔ 2800 MW**

Fazit: der Querschnitt eines Kabels für eine vergleichbare Leistung
muss etwa doppelt so hoch sein wie jener einer FL ➔ halbiert die ohmschen Verluste

Impedanz und „Natürliche Leistung“

Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung



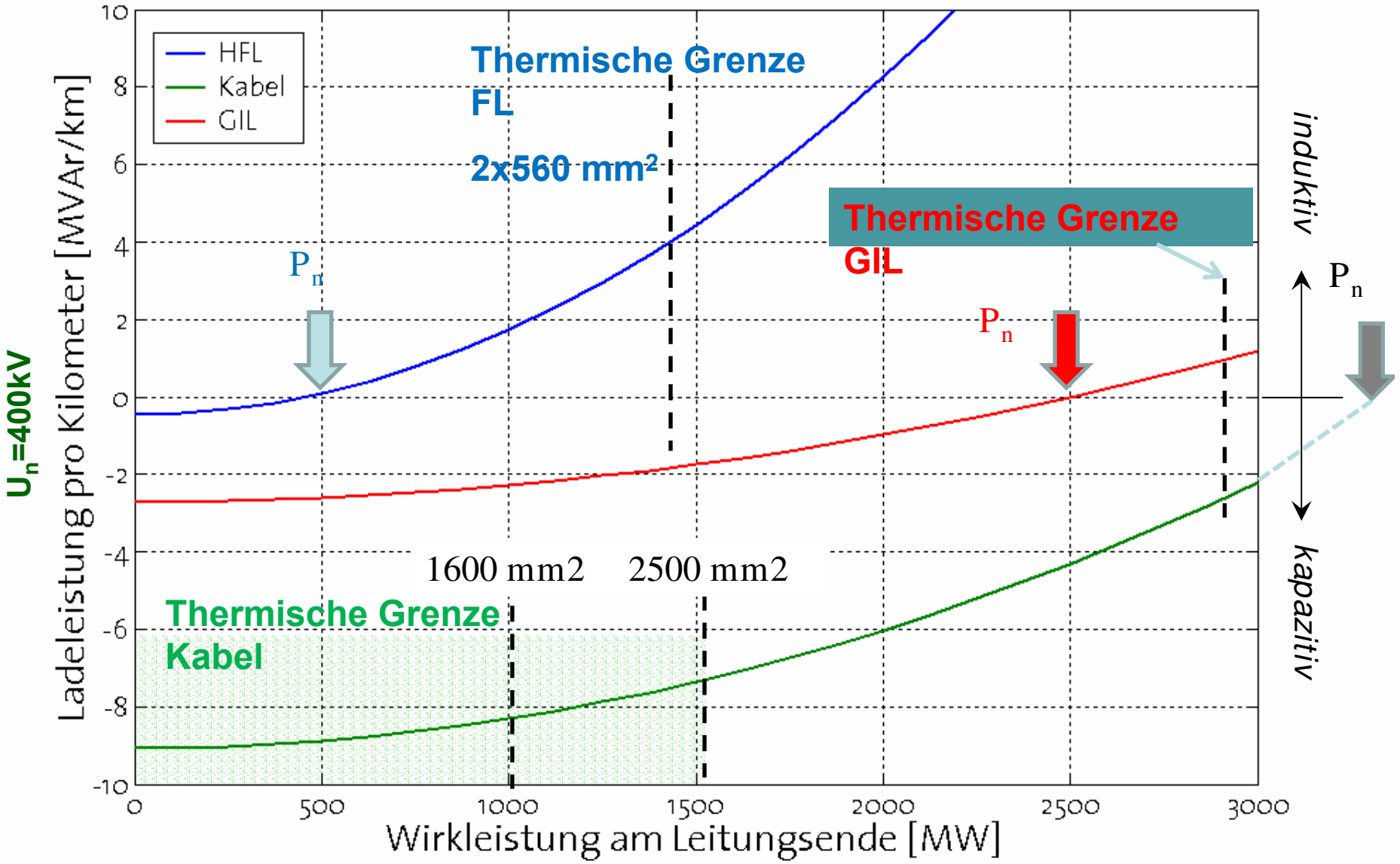
Gesamtstrom I_l
bei reiner Wirkleistungsbelastung
P

$$I_L = I + I_C = \frac{P}{\sqrt{3}U_n} + j\frac{U_n}{\sqrt{3}}\omega C_b$$

	L	C
HFL	1	1
Kabel	1/3	x 20
GIL	1/5	x 5

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_W} \approx \frac{U_n^2}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \Leftrightarrow Q = 0$$

Blindleistungsbedarf von Drehstromleitungen
Richtwerte bei 400 kV ac



Ungefährer Blindleistungsbedarf bei 1000 MW und 100 km Länge

- **FL: 200 MVAr (Induktiv - übernatürlich)**
- **Kabel: 800 MVAr (kapazitiv- unternatürlich)**
- **GIL: 250 MVAr (kapazitiv – unternatürlich)**

Übertragbare Leistung

- Kurze Leitungen ➔ thermische Grenzleistung
- Lange Leitungen ➔ natürliche Leistung

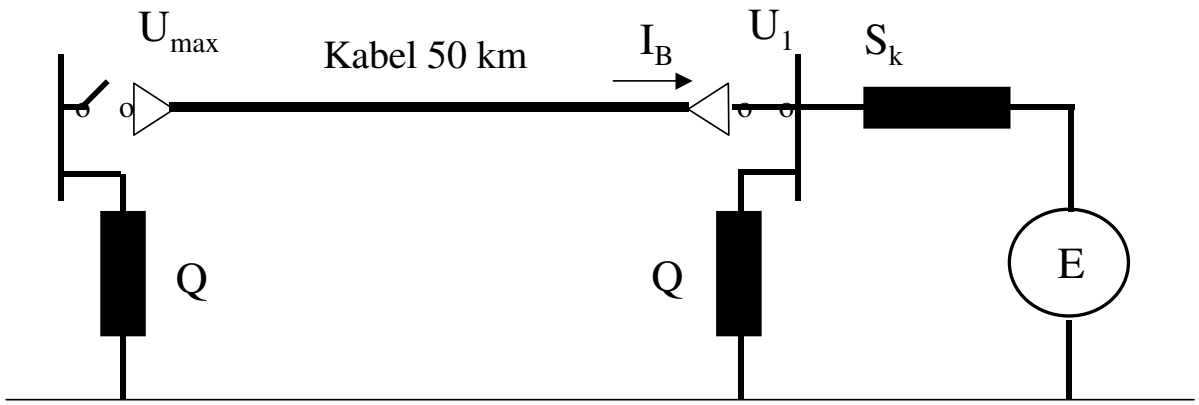
Kompensation

- Lange Freileitung ab einigen 100 km
  (je nach Last ➔ Serie- oder Parallelkompensation)

- GIL ca. ab 100 km ➔ Parallelkompensation

- Kabel ca. alle 20 – 30 km ➔ Parallelkompensation

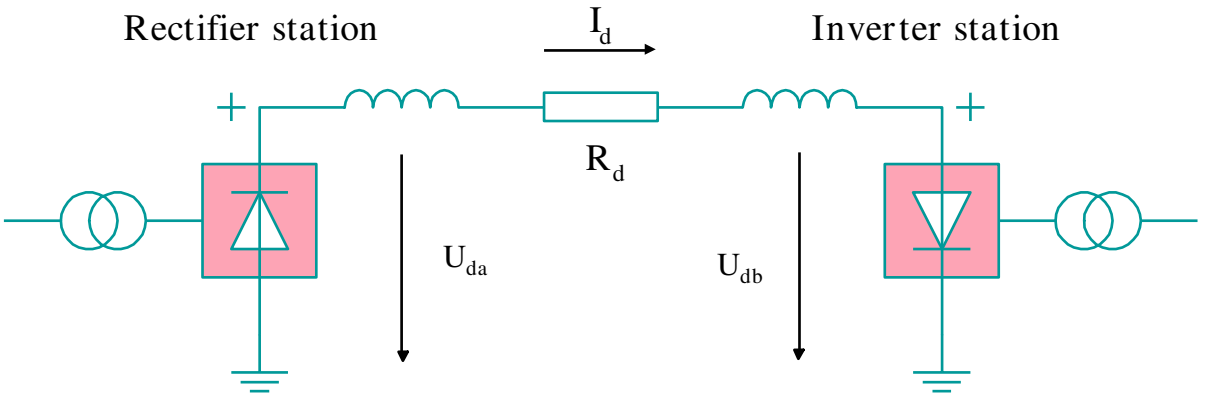
Kompensation am Anfang und am Ende einer Kabelstrecke - Beispiel



SwePol Link, Shunt reactor bay at Slupsk

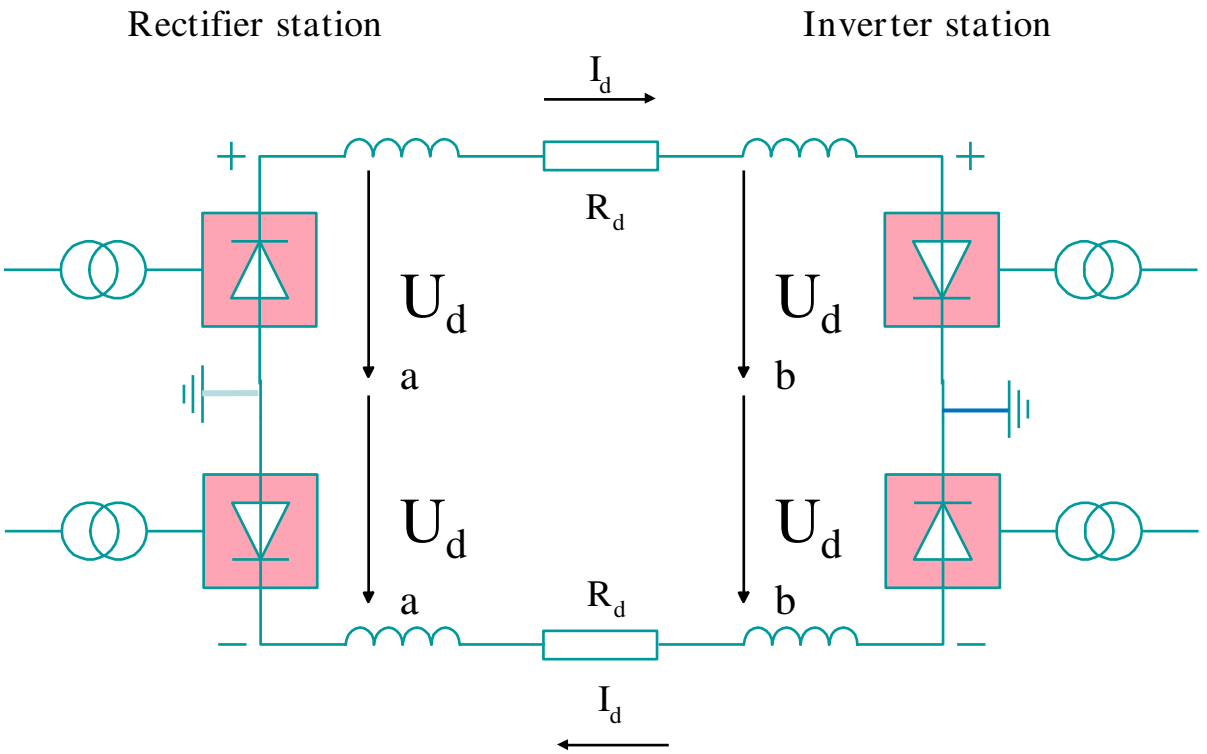
Beispiel:
400 kV Kompensationsdrosseln

Hochspannungsgleichstromübertragung - monopolar



Übertragene Leistung = U_{db} x I_d

Hochspannungsgleichstromübertragung - bipolar



Übertragene Leistung = 2 x U_{db} x I_d

Übertragene Leistung mit AC und mit DC bei vergleichbarem Strom und gleichem Isolationsniveau (BIL)

- **Annahme: 1400 A pro System mit 400 kV ac oder 420 kV dc**

- **AC Betrieb:**
  P_{ac} = 400 kV_{eff} x 1400A X $\sqrt{3}$ = 969 MW

- **DC Betrieb monopolar:**
  P_{ac} = 420 kV_{dc} x 1400A = 588 MW

- **DC Betrieb bipolar:**
  P_{ac} = 420 kV_{dc} x 1400A x 2 = 1176 MW

Fazit: Für vergleichbares Isolationsniveau (BIL) und - Strombelastbarkeit ist die DC Leistung ca. 20% höher bei etwa 20% niedrigerem Platbedarf

HGÜ Technologien

	LCC Technik (Line comutated Converter)	VSC Technik (Voltage Source Converter)
Technologie	Thyristoren	IGTB
Leistung	bis 6000 MW	Heute: 400 MW Trend: 1200 MW
Spannung	bis +/- 800 kV	Heute: +/- 150 kV Trend: +/- 300 kV
Verluste	ca. 0,7%	ca. 1,4 % (Tendenz abnehmend)
Platzbedarf	100%	30-40%
Änderung der Flussrichtung	Umpolung	Keine Umpolung nötig
Vernetzbarkeit	nein	Wird studiert (CIGRE WG B4.52)
Übertragung	Freileitung oder Kabel	
Kosten	vergleichbar	

AC filters for LCC technology (Tjele - AC filters & valve hall)

Valve hall with suspended water-cooled valves

Converter Transformer: 500 kV

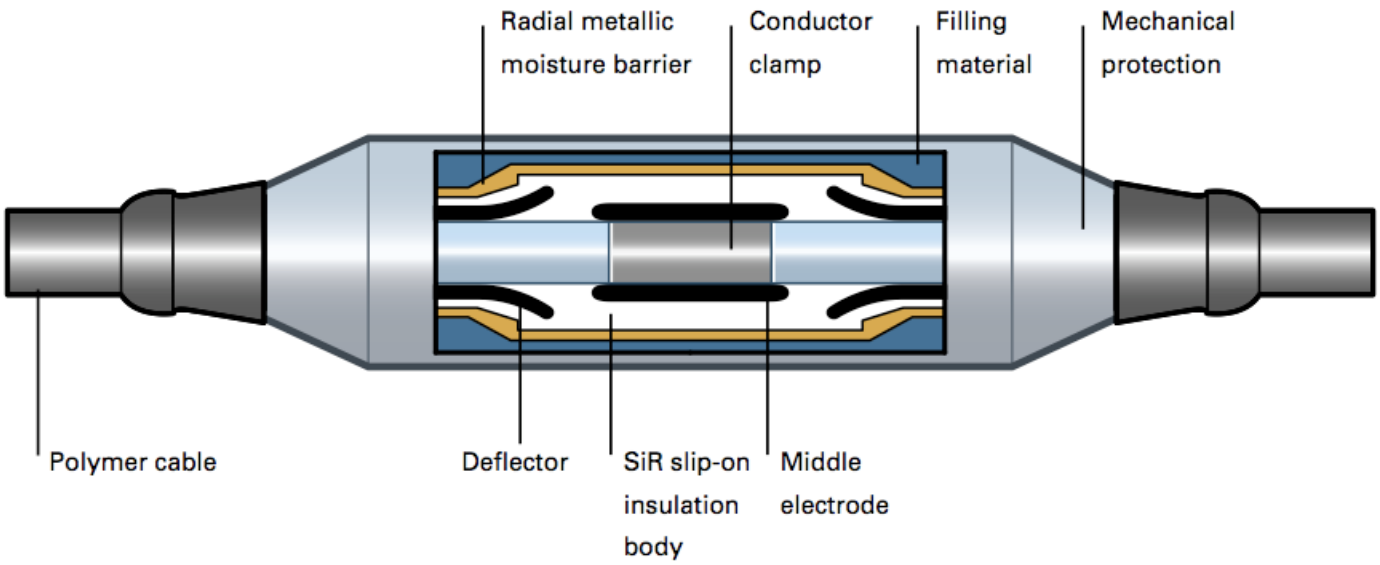
Converter station, Brazil – Argentine (1000 MW) – back to back

VSC Konverterstation, 350 MW, +/- 150 kV

Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit

- Verfügbarkeit von Kabel und FL etwa gleich (wenig Erfahrung mit GIL)
- Unterschiedliche Fehlerquellen:
  - Kabel: Isolationsfehler, Muffen, äussere Einwirkung (Bagger, Erdrutsch,etc.)
  - FL: Eislast, Sturm, Lawinen, Bäume
- Unterschiedliche Reparaturzeit:
  - Kabel, GIL: 2 -4 Wochen
  - FL: 1 Tag (z.B.Reservemast)

Joint design for polymer cables



Principle design of a polymer joint

Internal life of a polymer joint

Temporärer „Mastersatz“

Folge des Sturmtiefs „Kyrill“ (Jan. 07)

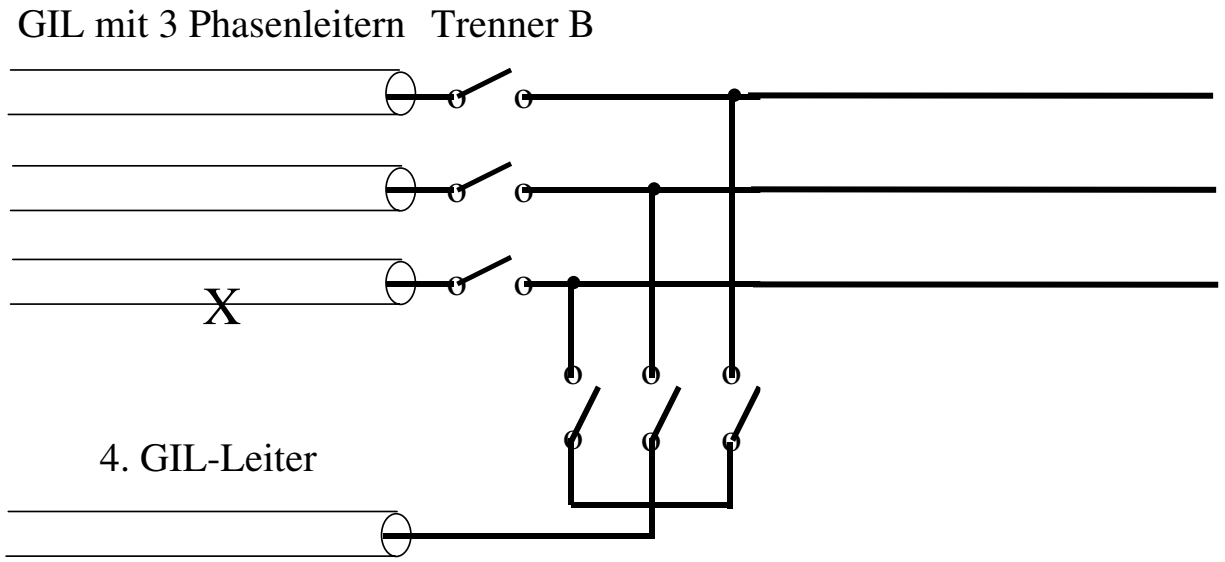
Erfüllung des n-1 Kriteriums

- Anforderung: Nach einem Ausfall ist die n-1 Sicherheit innerhalb 12 -24 Stunden wieder herzustellen

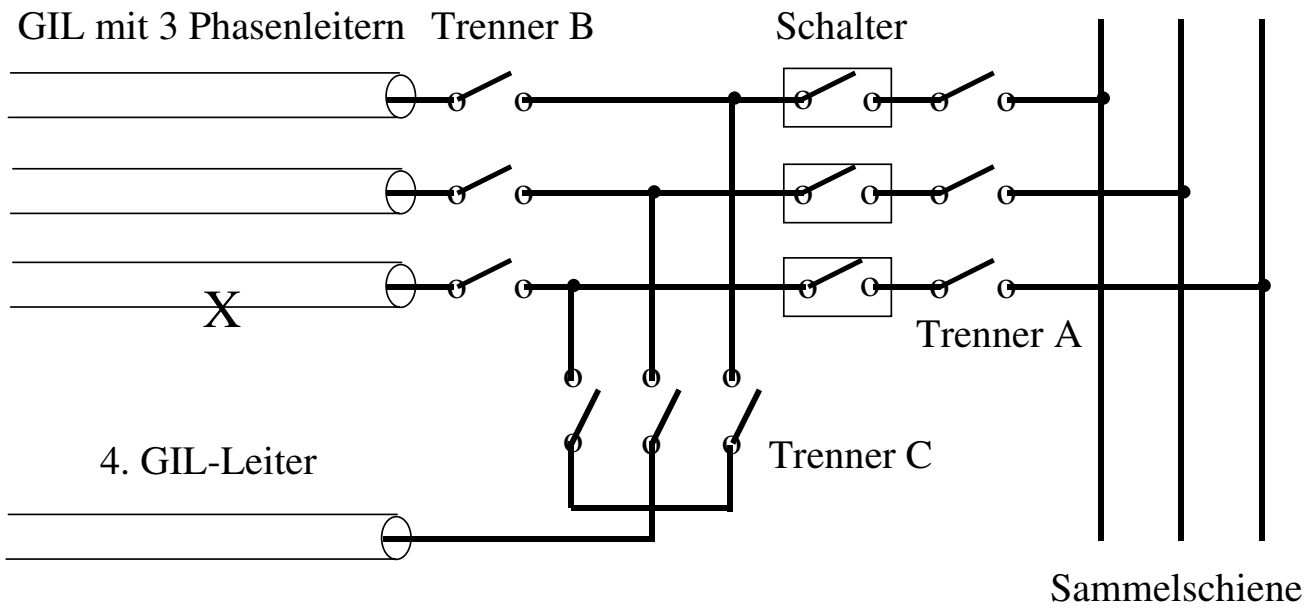
- FL: In der Regel möglich bei einfachem Fehler (Mastumbruch, Seilriss, etc.)

- Kabel, GIL: Redundanz erforderlich durch Umschaltbarkeit auf ein Reservekabel

Option mit Umhängen zwecks Wiederherstellung innert 12 -24 Stunden im ac –System (Beispiel)



Möglichkeit einer schnellen Umschaltung auf einen Reservestrang bei Wechselspannung (Beispiel) bisher nicht praktiziert



Redundanz bei Gleichspannung

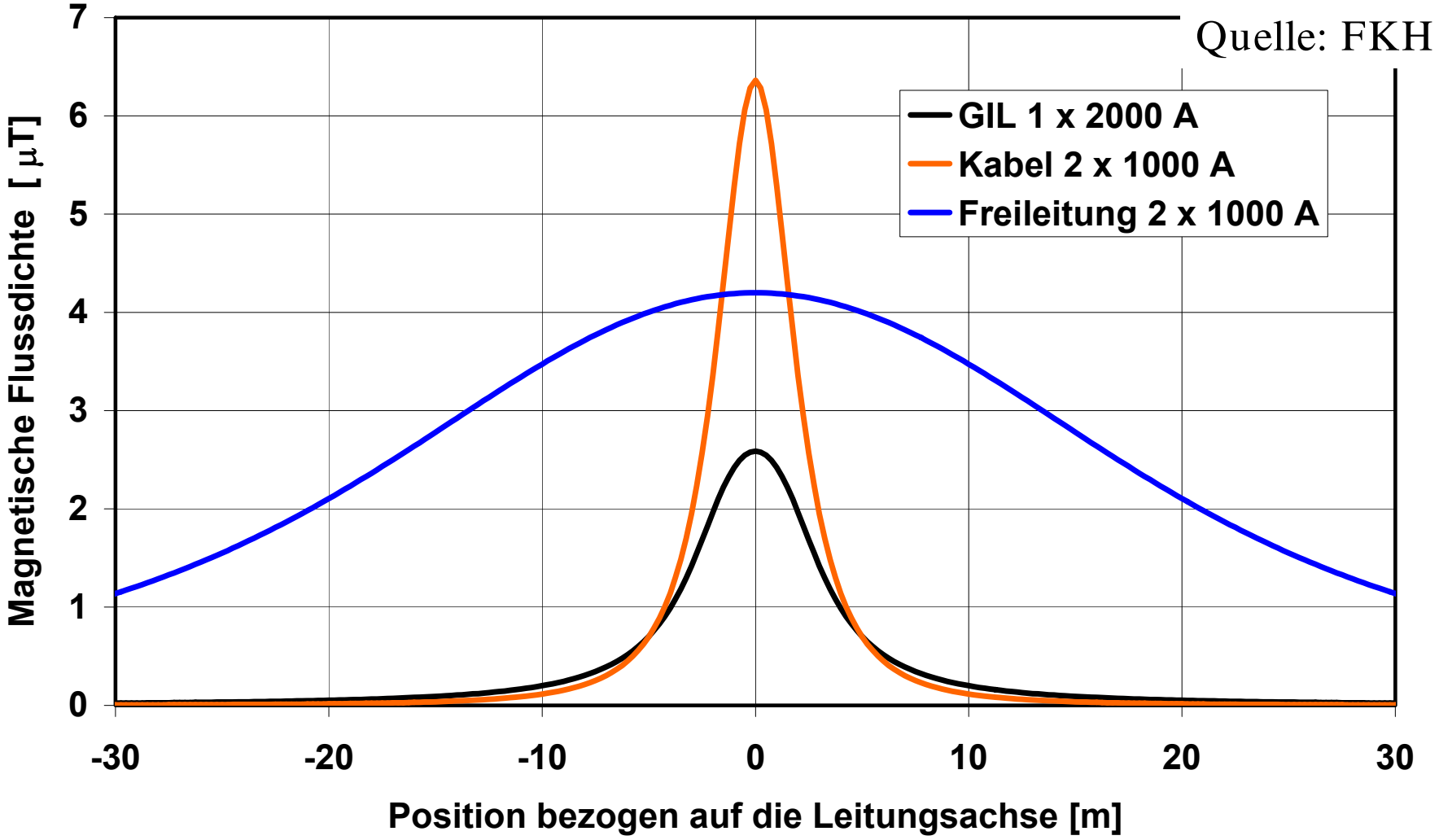
- Umschaltung von Bipolarem- auf Monopolaren Betrieb (halbe Leistung)

- Reservekabel mit Umhängen innert einiger Stunden

Umweltaspekte

- Elektromagnetische Felder
- Tonale Emission
- Platzbedarf

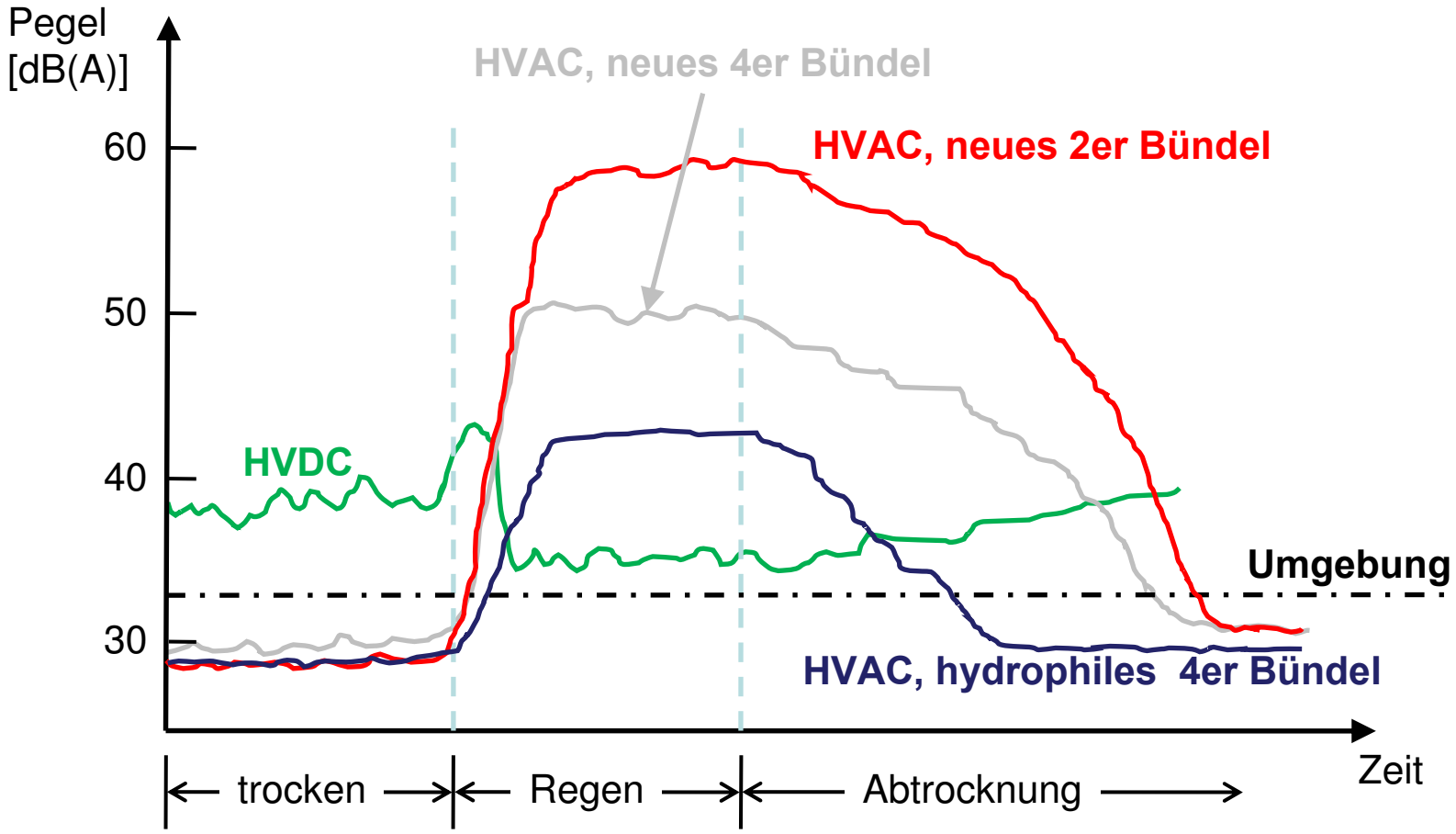
Magnetischen Flussdichte auf einer Höhe vom 1 m über dem Erdboden



Beim Kabel und bei der Freileitung ist der Strom aufgeteilt auf zwei Systeme (je 1000 A) mit optimaler Phasenanordnung

Phasenabstände GIL: 1.5 m Kabel: 0.4 m Freileitung: 8.9 m

Schematische Darstellung der Abhängigkeit der Geräuschemission von
•der Bündelgeometrie
•der Hydrophilie
•Netzfrequenz (AC/DC)

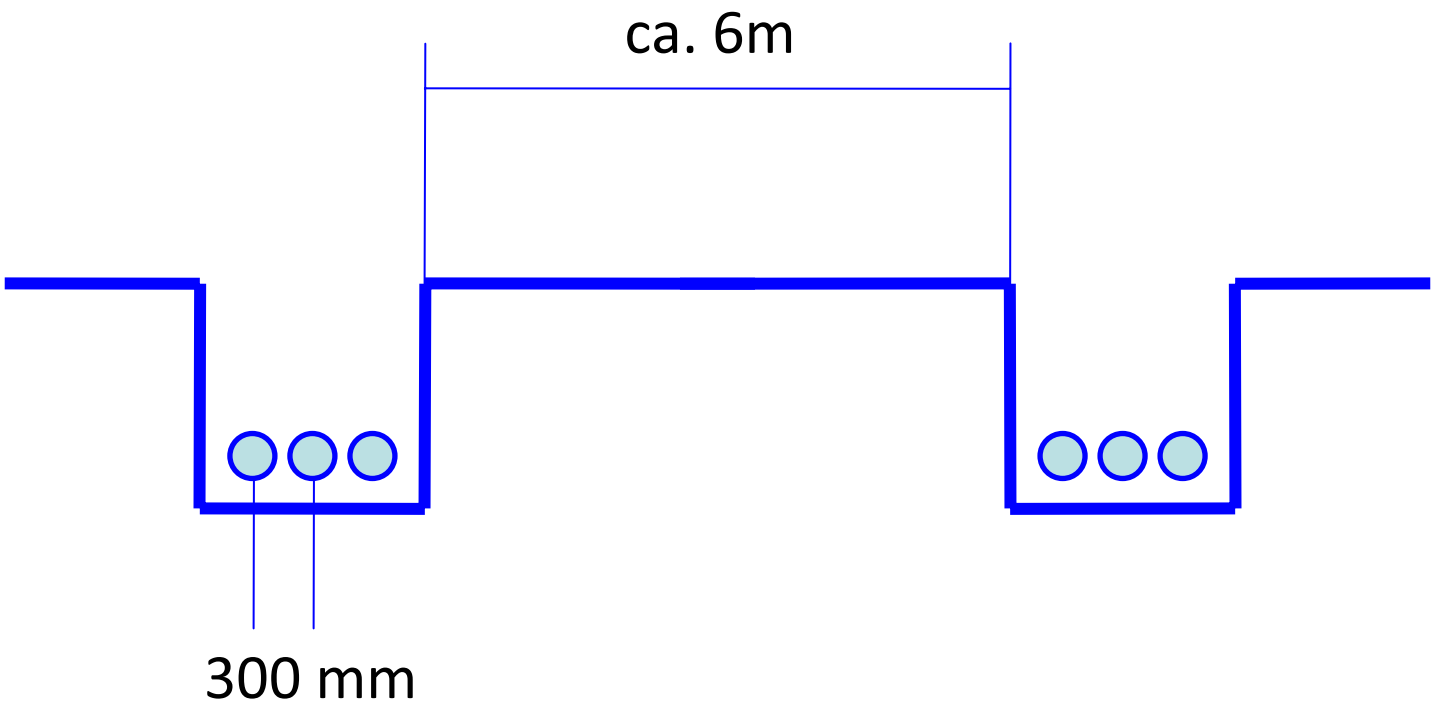


Platzbedarf einer Kompaktleitung

Picture: SEFAG-Switzerland

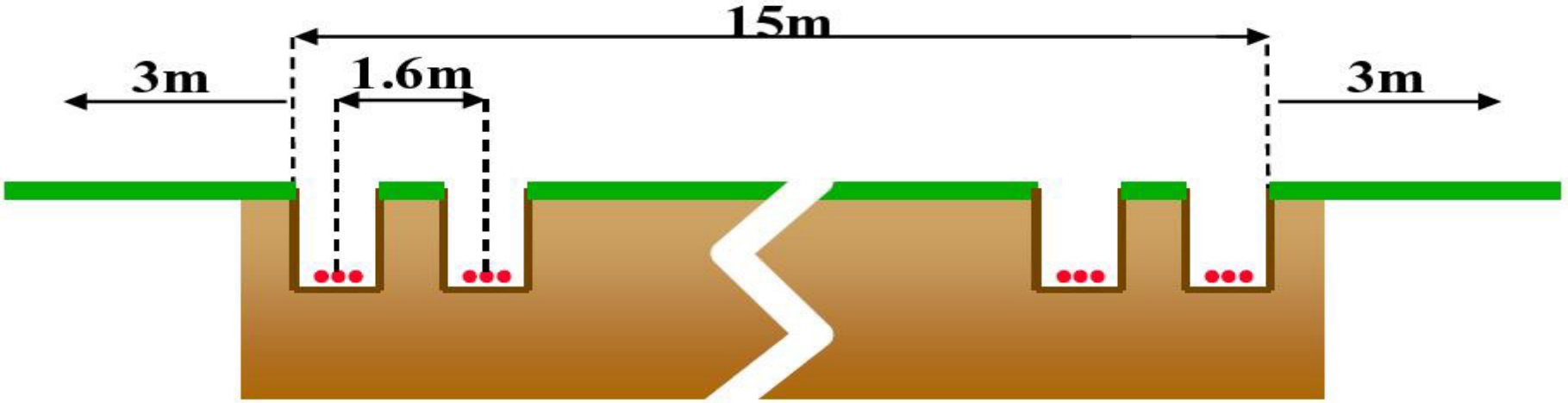
420 kV lines, 2.6 GW, Dubai

Aarhus-Aalborg, 400 kV, 2 x 500MVA



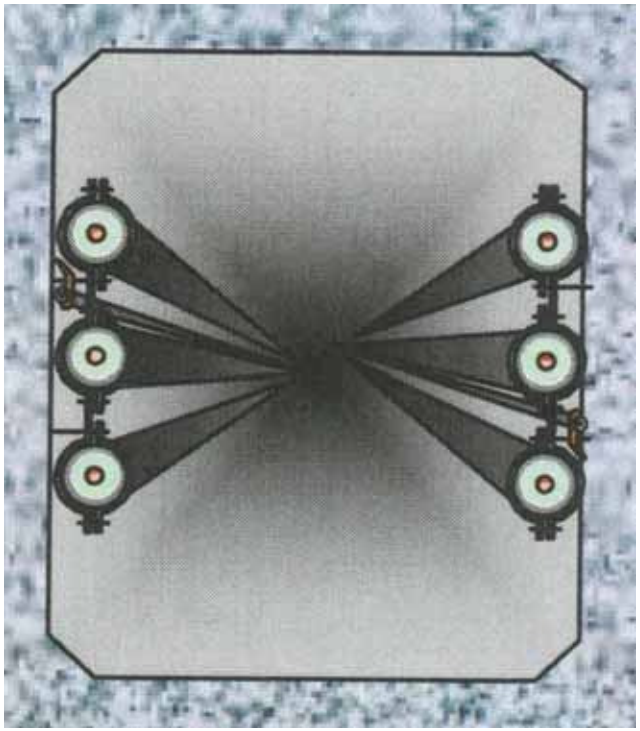
Quelle: CIGRE TB 238

Nunthorpe –Newby 400 kV, 2 x 2030 MVA



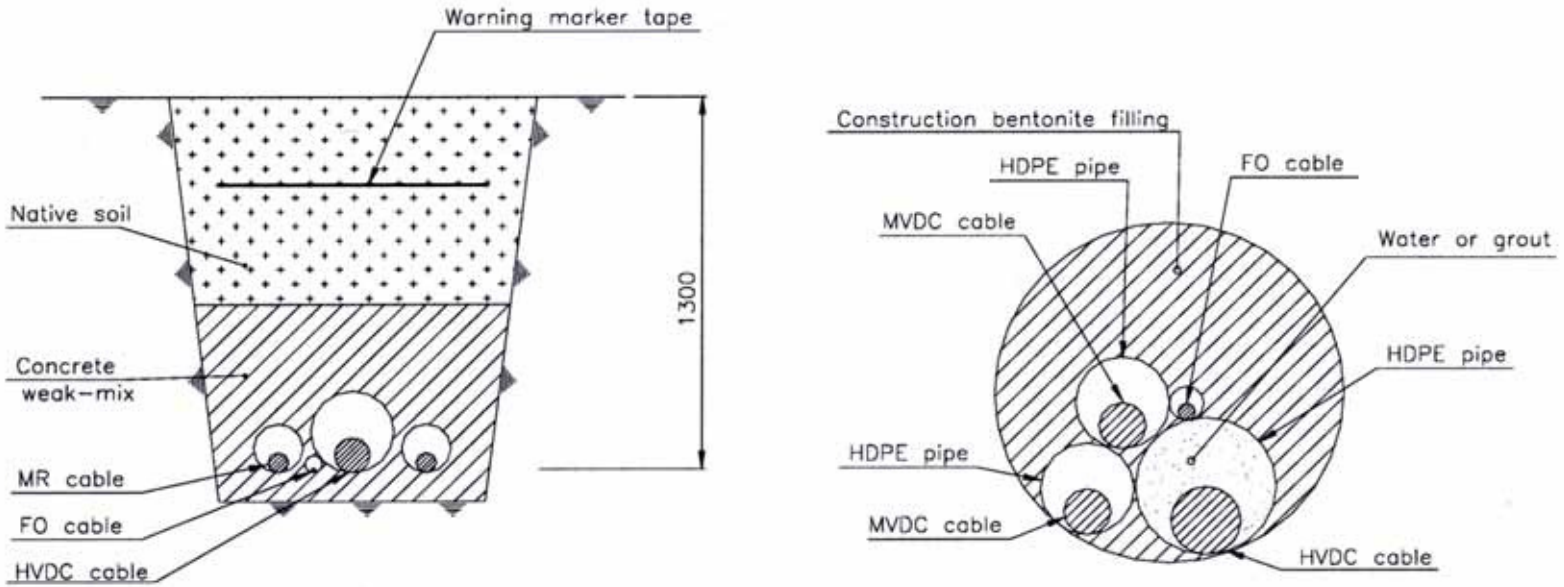
Quelle: CIGRE TB 238

Madrid, 400 kV AC - 2x 1390 MVA



Quelle: CIGRE TB 238

Sayreville – Nassau, 500 kV DC, > 600 MW (unipolar)



Quelle: CIGRE TB 238

Beispiele von Übertragungsszenarien für 2GW, 60 km

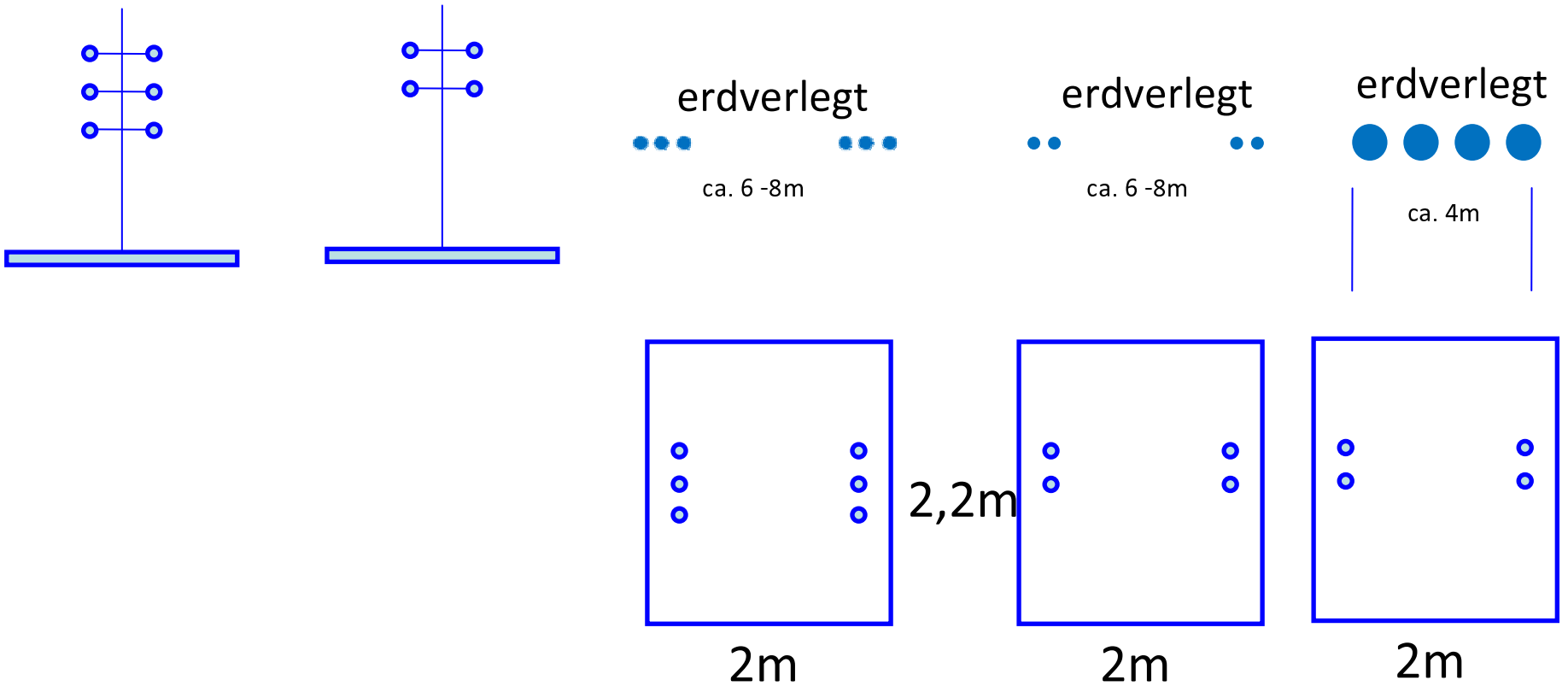
	Freileitung AC	Freileitung DC	Kabel AC	Kabel DC	GIL AC
	Doppelleitung 400 kV 2. Systeme übernat.Betrieb 2-er Bündel	Bipolar 500kV Doppelleitung	2 Systeme,400kV 25000mm^2	2 Systeme 2500 mm^2 LCC: +/- 500kV oder VSC: +/-300kV	1 System mit Reserveleiter oder 2 Systeme
Platz für:	**Unterwerk**	**Unterwerk + Konverterstat.**	**Unterwerk, + Abspannstationen + 3 mal Kompensation + Muffenschächte**	**Unterwerk + Konv. wie FL für LCC 40 % für VSC Muffenschächte**	**Unterwerk (Komp. unnötig) Flansch-schächte**
Gesamt-Verluste kW/km *Grobe Abschätzung*	**370 kW/km (ohmscher Verlust + 3% fürBlindstrom)**	**2. Syst.: 120 kW/km (je 1000A) + 14 MW Konv.**	**Ca. 180kW/ km + 30 % Blindleistung**	**LCC: 60kW/ km + 0,7 %(14 MW)** **VSC: 166 kW /km + 1.5 % Konv. (30 MW)**	**215 kW/km* (1System) 53kW/km (2 Systeme)**

Freileitung: Aldrey 600 2-er Bündel, 60°C, 1200 mm^2
Kabel 2500 mm^2

*..Widerstandswerte aus CIGRE WG B3/B1.09

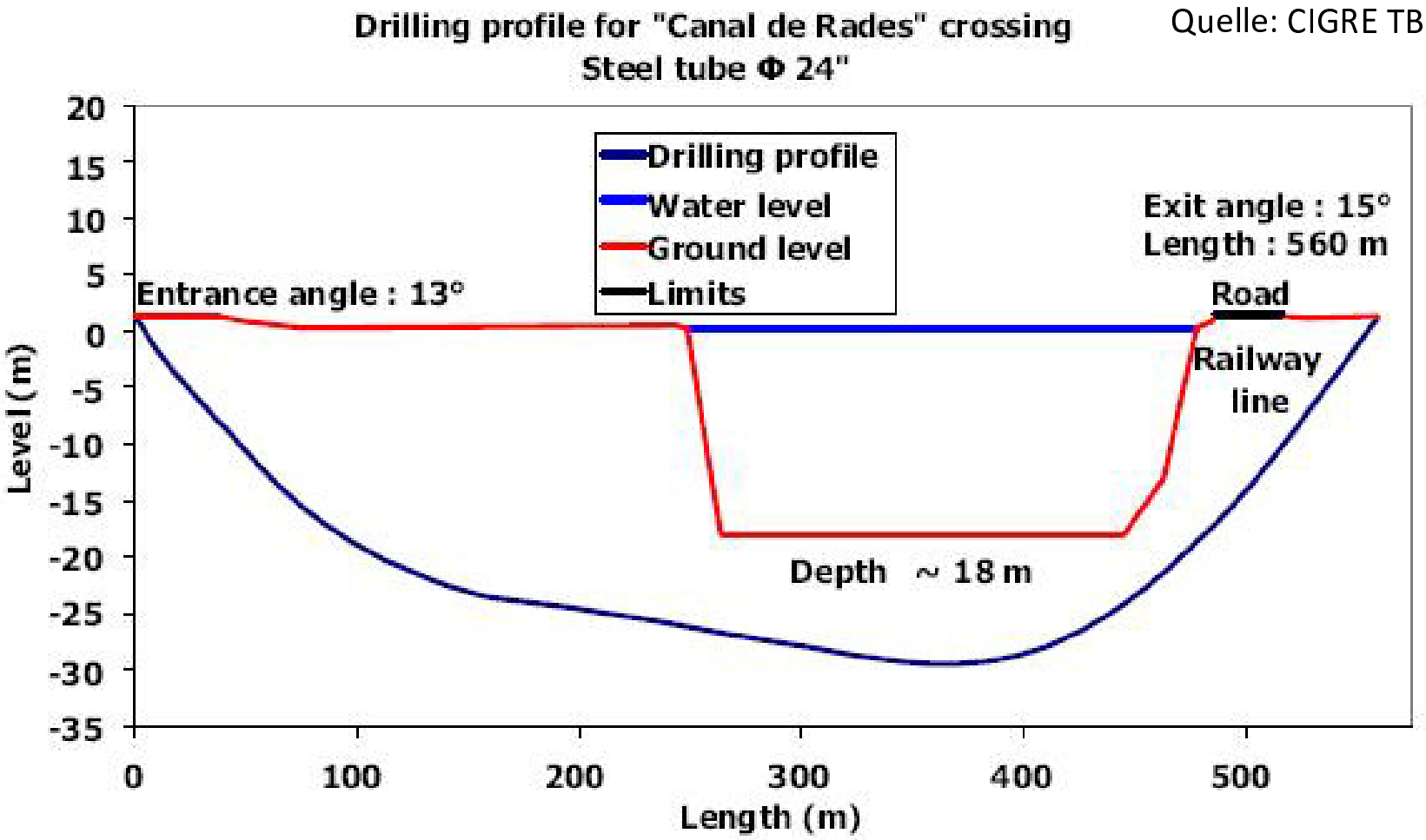
Profile

FL- AC	FL- DC	Kabel AC	Kabel DC	GIL (mit Reserve -leiter)



Unterquerung von Flüssen, Strassen durch „horizontal drilling“ (Beispiel)

Quelle: CIGRE TB 238



Flussüberquerung unter einer Brücke

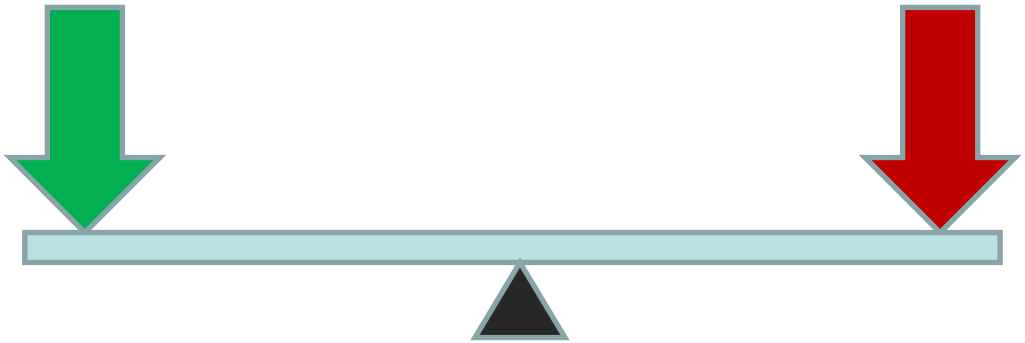
Vergleich: Freileitung - Untergrundübertragung

Qualitative Kriterien (schwer oder gar nicht quantifizierbar)

- Ästhetik
- Umweltaspekte
- Kommunale Interessen
- Versorgungssicherheit

Quantifizierbare Kriterien (Kosten in SFr)

- Investition
- Betrieb
- Verluste



Wesentlichste Kostenfaktoren:

- Platzbedarf/Trasse
- Technologievariante
- Redundanz/Gewährleistung von n-1(eventl.-2)
- Betriebliche Aspekte:
  - Schnellwiedereinschaltung/Schutzregime
  - Reparaturdauer (Ausgleich durch erhöhte Redundanz)
  - Verluste
  - Wartung

Einflussgebende Randbedingungen

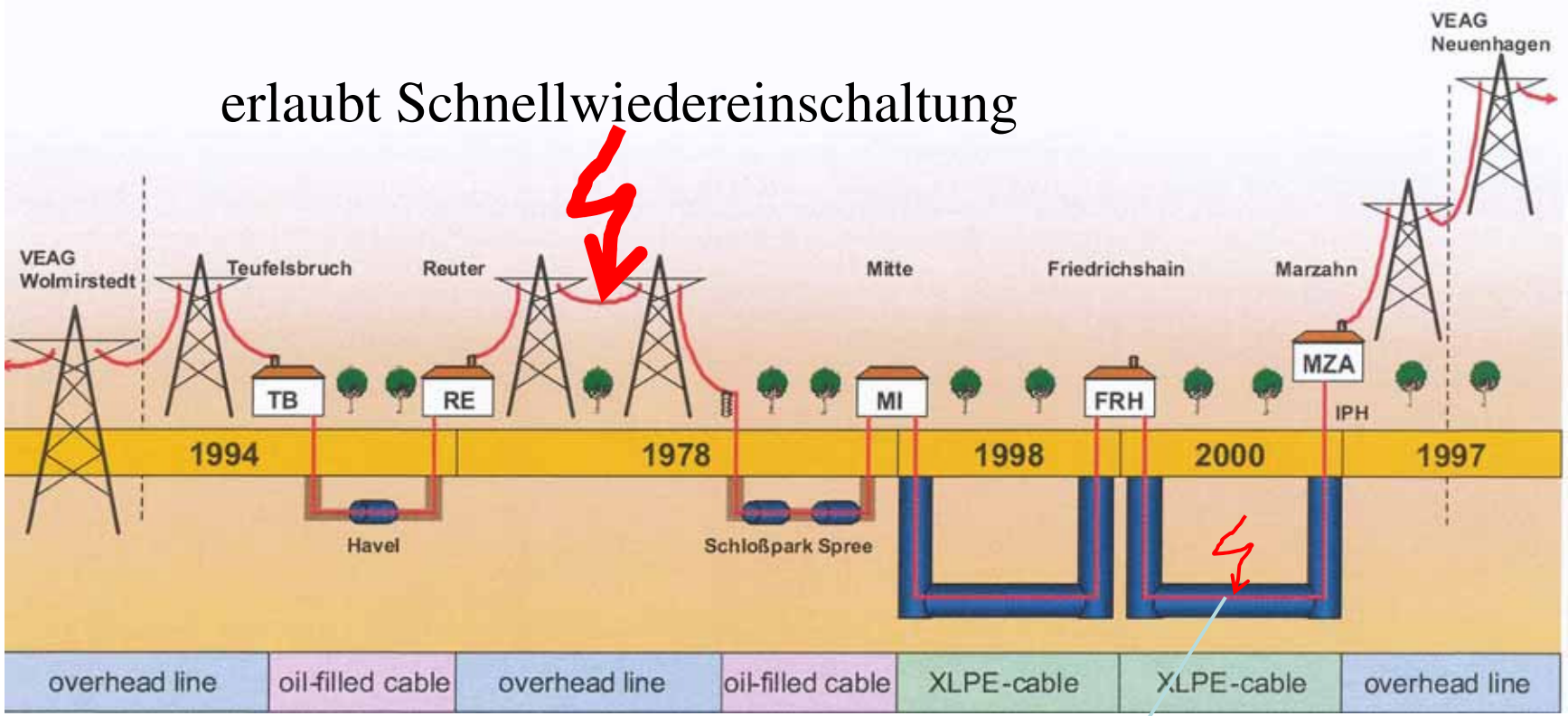
- Übertragungsleistung
- Übertragungslänge
- Strategische Bedeutung des Abschnitts
  (im 400kV in der Regel hoch)
- Gemeinsame Führung zweier oder mehrer Systemteile
  (z.B. gemeinsam mit SBB)

Aspekte bei Teilverkabelung

- Grundsätzlich keine nicht lösbaren Probleme
- Wird in etlichen Ländern praktiziert
- Überspannungsschutz an den Abspannstellen erforderlich *(bei Blitzeinschlag können Überspannungswellen bis zu mehrere pu auf treten)*
- Genaue Fehlerlokalisierung für Schnellwidereinschaltung erforderlich
  ➔ erhöht betrieblichen Aufwand, komplexeres Schutzregime

- Studie im Gang: CIGRE WG C4.502

400 kV Teilverkabelung in Berlin (Bild: CIGRE TB 238)



Kombination von AC und DC auf einer Leitung

- In Europa angedacht („dena“ - Studie)
- Höhere Transportkapazität auf der gleichen Trasse
- Soll die Problematik der ROW entschärfen
- Verschiedenste Studien in Arbeit

Schlussfolgerungen

- Die Mannigfaltigkeit der Ausführungsmöglichkeiten verunmöglicht allgemein gültiger Kriterien

- Aus technischer Sicht bestimmen Leistung , Übertragungslänge und Topographie entscheidend die Ausführungsform und damit die Kosten

- Allgemein gültige Entscheidungskriterien sind wegen der Mannigfaltigkeit der einflussgebenden Parameter praktisch unmöglich

- Für den Entscheid - Freileitung oder Untergrund - ist jeweils eine Abwägung zwischen den Kosten und den nicht monetisierbaren Kriterien zu treffen

- Die Wahl der Betriebsart - AC oder DC – hat im Wesentlichen technische Aspekte, sie spielt aber für die nicht monetisierbaren Kriterien eine untergeordnete Rolle

Freileitungsverkabelung

Was kann und darf die Politik dazu beitragen?

Hans Killer
Nationalrat (Mitglied UREK)

Was wollen wir?

Lösung für die in absehbarer Zukunft im erheblichen Mass entstehenden

Stromtransport-Probleme

Aufgabe des Gesetzgebers?

- Rechtssicherheit schaffen
- Rechtsbeständigkeit gewährleisten
- Landesversorgung ermöglichen

Pendente Projekte

- Bekannte Problemfälle:
  Transportleitungen von Offshore-Windparks

- Medienwirksame Fälle:
  - SBB-Leitung Ost – West
  - Riniken
  - Reusstal
  - Transportleitung Nord – Süd

Offene Fragen / strittige Punkte

- Technische Machbarkeit versus Kosten
- Traditionelle Leitungsführung ohne Bodenbe-einträchtigung
- Unterirdische Trassen mit technischen Problemen
- Bundesrechtliche Bewilligung gegen Grund-eigentümeransprüche

Möglichkeiten der Gesetzgebung

- Rechtliche Grundlagen schaffen?
- Im positiven Sinne /möglichst viel ermöglichen
- Im negativen Sinne / möglichst wenig

Chancen der Rechtsetzung

- ✓ Lösungen ermöglichen
- ✓ Versorgungssicherheit verbessern
- ✓ Einsprachen vermindern
- ✓ Unendliche Gerichtsverfahren eliminieren

Gefahren der Rechtssetzung

- -Falsche Anreize
- -Sehr kostenwirksame Lösung
- -Verteuerung der Elektrizität
- -Landschaftliche Beeinträchtigung

Güterabwägung des Gesetzgebers

- Dilemma:
  - Landschaftsschutz oder Nutzungseinschränkungen
  - Elektrosmog oder Waldschneisen
  - Versorgungssicherheit im Land
  - Europäischer Stromverbund

Aktueller Stand im NR

- Diskussion in UREK, Mo. Fournier
- Kontrovers: euphorisch bis ablehnend
  - Offensiv, totale Detailregelung
  - Defensiv, nur in Ausnahmefällen
  - Bedürfnis für Regelungen/ Verbesserungen

Braucht es die Gesetzgebung?

Nicht alles was geregelt ist, ist besser!

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

Hans Killer
Nationalrat (UREK)
hans.killer@parl.ch

Alternativlösungen im Hochspannungs-Kabelleitungsbau

Alessandro Magri
Nexans Suisse SA
Projektleiter Hochspannungskabelanlagen

Agenda

1. *Einleitung*
2. *Verbesserung bestehender Verbindungen*
3. *Kabel und Freileitung*
4. *Partial undergrounding*
5. *Beispiel eines 380-kV-Kabelprojektes in der Schweiz*

Energieversorgungsunternehmen suchen Lösungen:

- **Zur Zufriedenstellung der erhöhten Nachfrage**
- **Zur Erhöhung der Netzzuverlässigkeit**
- **Zur Einbindung von erneuerbaren Energiequellen**
- **Zur Diversifizierung Ihrer Einkaufs/Verkaufs-Partner (Stromliberalisierung)**

Zur Steigerung der Übertragsleistung stehen folgende Lösungen zur Verfügung

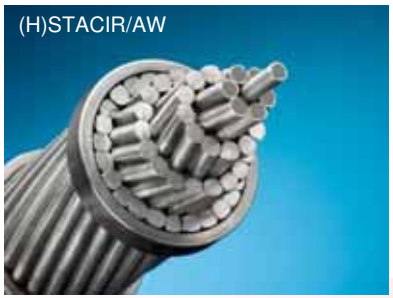
- **Verstärkung bestehender Leitungen (grössere Querschnitte)**
- **Bessere Ausnutzung bestehender Leitungen (Monitoring)**
- **Optimierung der Verbraucherlast (Smart-Grid)**
- **Bau neuer Verbindungen**

AAAC: leichtere Seile, längere Abspannungen, höhere Kapazität

ACCC (Karbonfaserkern): sehr leicht, längere Abspannungen

Hochtemperatur-Leiter: T-ACSR, (H) STACIR, ACSS, T-ACCC

Kompaktbauweise für alle Typen: Aero-Z®, TW

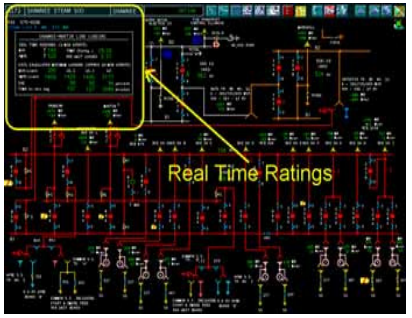


Verstärkung durch High-Tech Produkte

Spitzen-LEITER	BEZEICHNUNG	Max. Temperatur	Kunden-Anwendungen
ACSS/TW oder ZW (EHS)	**Aluminiumleiter-Stahl verstärkt (Dehnbare Extrastärke)**	**250°C**	**Hochtemperatur Mittlere Durchhänge Mittleres Gewicht**
(H)STACIR/TW	(Super) thermischer Aluminium-Leiter (ZTAL) Invar verstärkt	**210°C**	Hochtemperatur Niedrige Durchhänge Hohes Gewicht
(T)ACCC/TW oder ZW	**Aluminiumleiter-Zusammensetzung-Kern (Karbonfaserkern)**	**180-200°C**	**Mittle-Hohe Temperatur Niedriger Durchhang Niedriges Gewicht Völliger Ersatz von IRGENDEINEM anderen**
T-ACSR	Thermischer Aluminium- (TAL) Leiter, Stahl verstärkt	**150°C**	Mittlere Temperatur Hoher Durchhang Hohes Gewicht
AACSR-Z AAAC-Z	**Alle Aluminiumlegierung-Stahl-Leiter verstärkt Alle Aluminiumlegierung-Leiter**	**80-90°C**	**Standardtemperatur / Standard-Durchhang / weniger Korrosion / weniger Wartung**

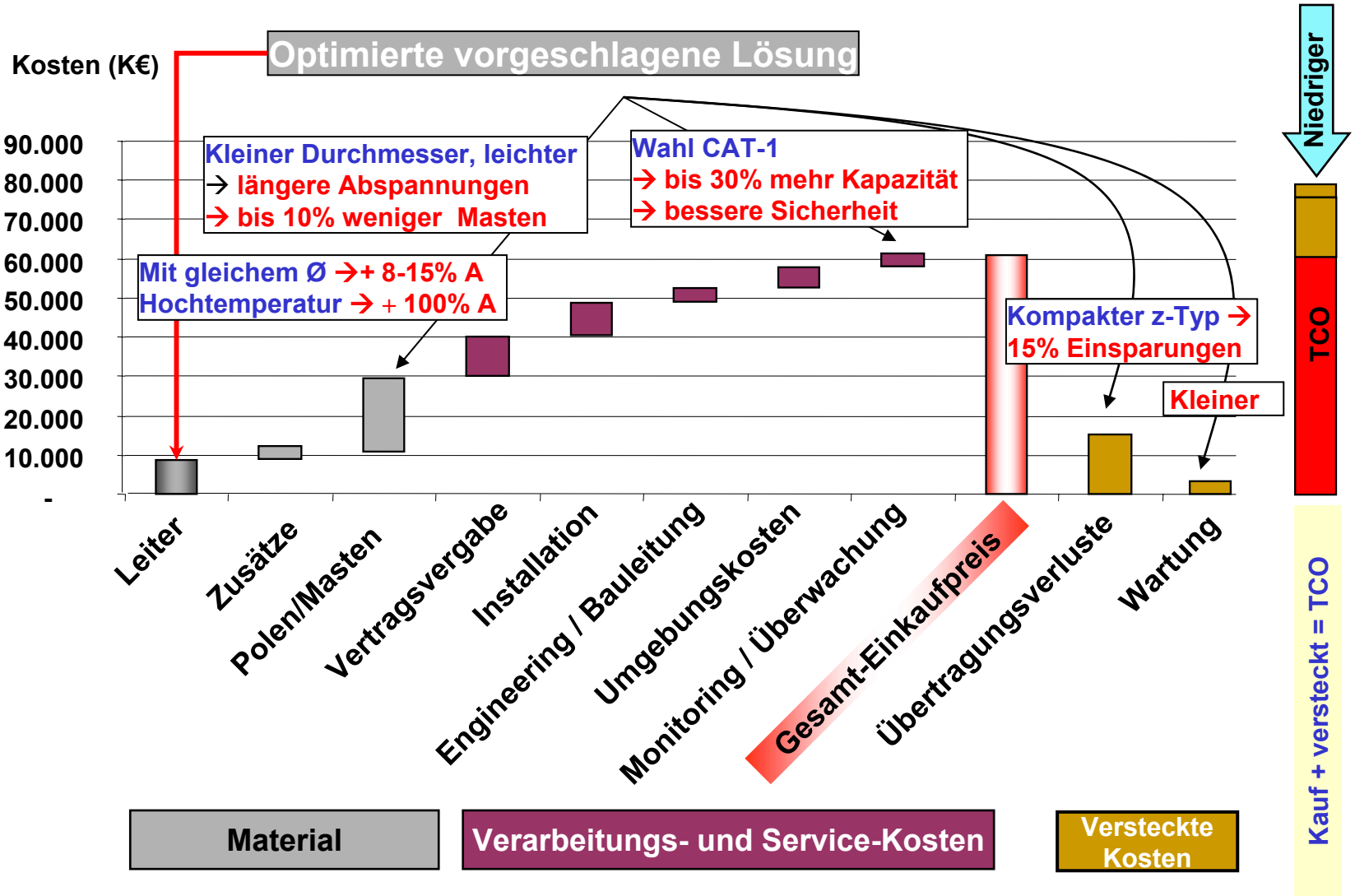
Kapazitäts-Zunahme

Überwachungsanlagen CAT-1



- Messung der mechanischen Leiter-Spannung mit dem System CAT-1 und der Netz-Strahlungs-Temperatur, dann Übermittlung der Daten an das EMS/SCADA System.
- EMS/SCADA berechnet Leitertemperaturen, Durchhängen und Linien-Kapazitäten und stellt den Operatoren Informationen und Warnungen zur Verfügung.
- Echtzeitauswertungen liefern Zuverlässigkeit und Markt-Vorteile.
- Systeme liefern 10-30 % zusätzliche Kapazität mit nur 5-10 % der Kosten einer Aufrüstung oder einer neuen Linie.
- Mehr als 300 Monitoring-Einheiten weltweit auf Linien-Spannungen bis 500 KV

Um in der Echtzeit zu wissen, was die Kapazität-Marge ist.
Um einen Engpass vorwegzunehmen, um ihn zu vermeiden.


Kosten (K€)
Optimierte vorgeschlagene Lösung
90.000
80.000
70.000
60.000
50.000
40.000
30.000
20.000
10.000
-
Kleiner Durchmesser, leichter
→ längere Abspannungen
→ bis 10% weniger Masten
Wahl CAT-1
→ bis 30% mehr Kapazität
→ bessere Sicherheit
Mit gleichem Ø →+ 8-15% A
Hochtemperatur → + 100% A
Kompakter z-Typ →
15% Einsparungen
Kleiner
Niedriger
TCO
Leiter
Zusätze
Polen/Masten
Vertragsvergabe
Installation
Engineering / Bauleitung
Umgebungskosten
Monitoring / Überwachung
Gesamt-Einkaufpreis
Übertragungsverluste
Wartung
Material
Verarbeitungs- und Service-Kosten
Versteckte Kosten
Kauf + versteckt = TCO

- Eine unabhängige Studie (4Wind) hat Verluste für ein Projekt festgestellt: *„Erdkabel haben niedrigere Übertragungsverluste als Freileitungen unter spezifischen Parametern, weil aus thermischen Gründen Erdkabel einen größeren Leiter haben“*«
- Erdkabel strahlen kein elektrisches Feld aus und können installiert werden, um ein kleineres magnetisches Feld als eine Freileitung auszustrahlen
- Erdkabel verursachen keine Klimabelastung durch Rauschen.
- Erdkabel-Störungen treten weniger häufig als für Freileitungen auf - Erdkabel werden nicht durch schlechtes Wetter beeinflusst
- Kostenvergleiche adressieren häufig nur Installations-Kosten und ignorieren weitere Anteile der Lebenszykluskosten wie Verluste, Störungskosten, Wartung, Stilllegung, Kosten der Baubewilligung-Verzögerung, und weitere Kosten für die Einflüsse über Dritte (z.B. Sichttunannehmlichkeit, Liegenschaftswert-Minderung)

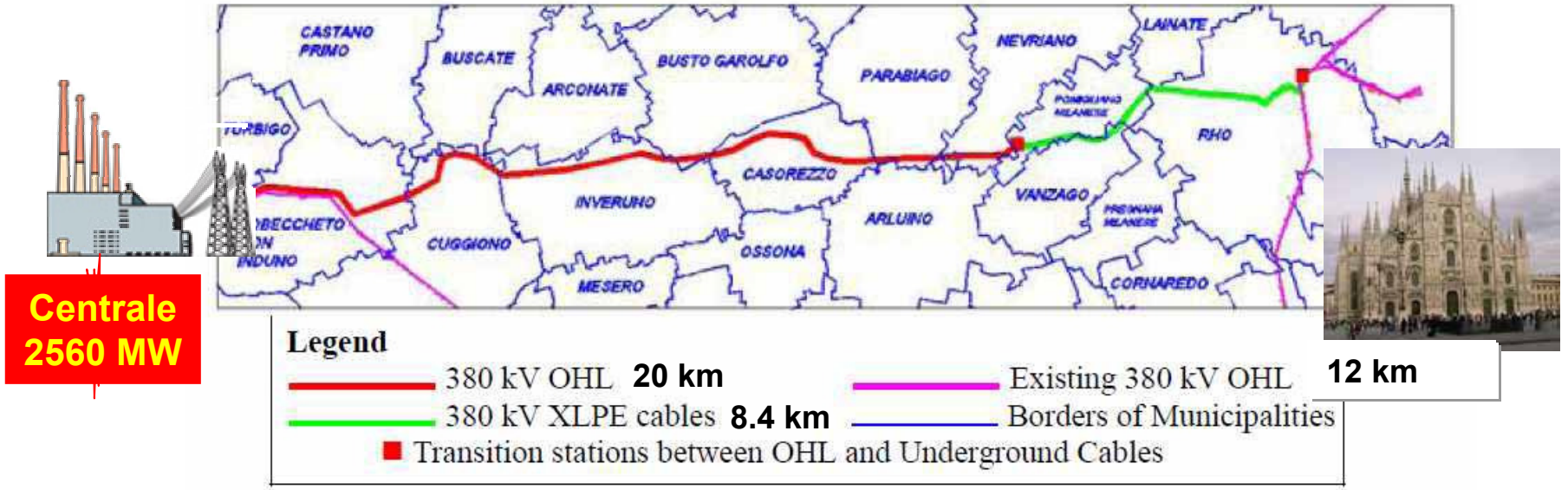
➢ Eine komplette Lebenszyklusanalyse sollte dies in Erwägung ziehen

Bei längeren oder stärkeren Verbindungen ist der Bau einer reinen Kabelanlage nur in seltenen Fällen wirtschaftlich realisierbar

In Fällen, wo eine reine Freileitungverbingung inakzektabel ist (z.B. in Wohngebieten), sind Kabel die geeignete Lösung, um das Projekt freizugeben.

Die Kombination von Freilleitung mit Kabel «partial undergroundig» stellt einen geeigneten Kompromiss dar und ermöglicht, ein Projekt ohne jahrzehntelange Einsprachen zu starten.

Italien: Project 400 kV Turbigo-Rho



Zeitachse:

1991	**Anfang der Diskussionen**
1994	**Erste Stufe der Freileitung-Zustimmung**
≤ 2004	**Zustimmung der Freileitung blockiert**
Juni 2004	**Entscheidung über die teilhafte Verkabelung**
März 2005	**Aufbau des Kabels (8 Monate)**
Juni 2006	**Aktivierung der Linie/des Kabels**

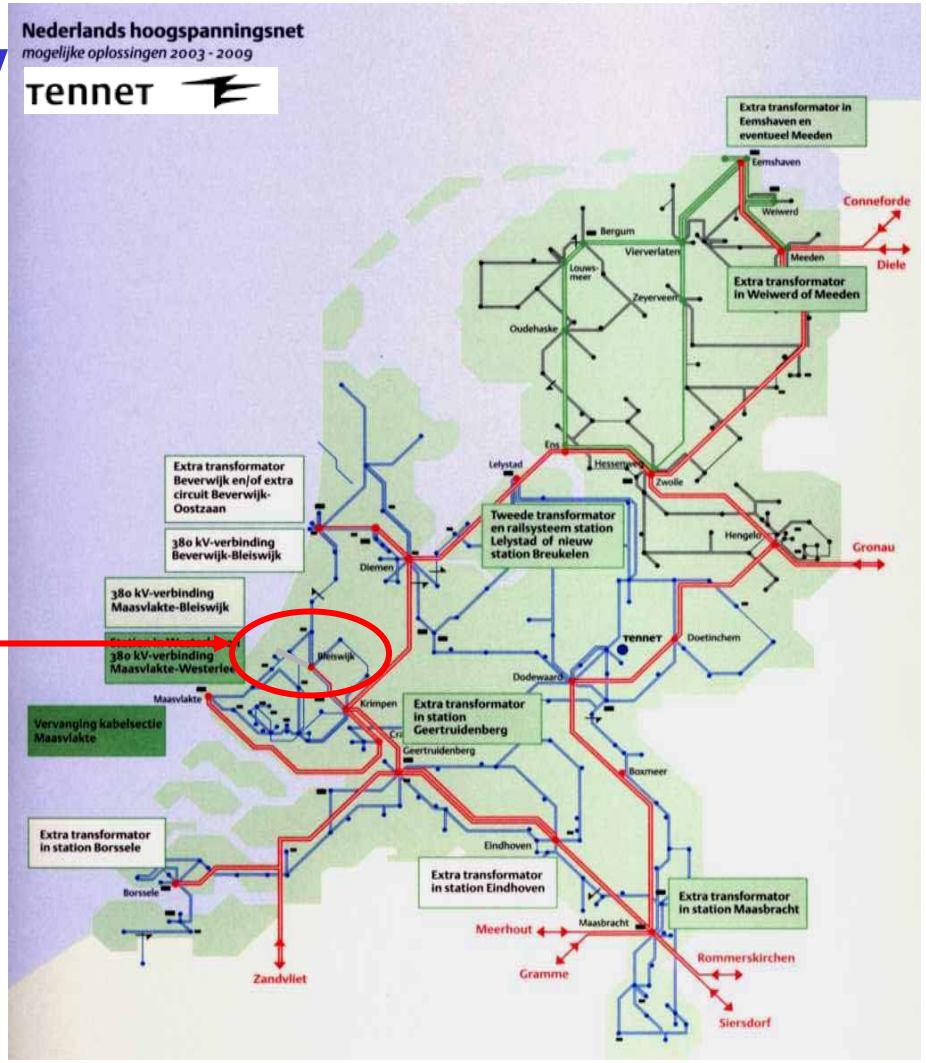
Quelle : CIGRE B1-302, 2006

22 km lange Verbindung 380 kV Randstad Zuidring

Minimum 2 km,

Maximum 17 km Erdkabellänge (Partial undergrounding).

Tatsächlich praktizierbare Länge 4,8 km

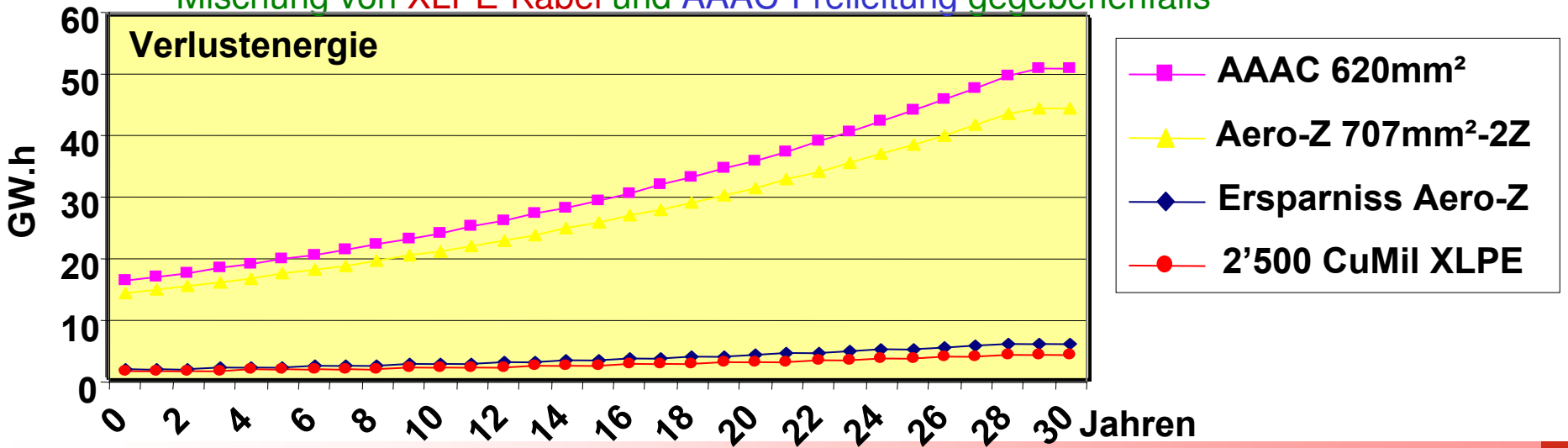


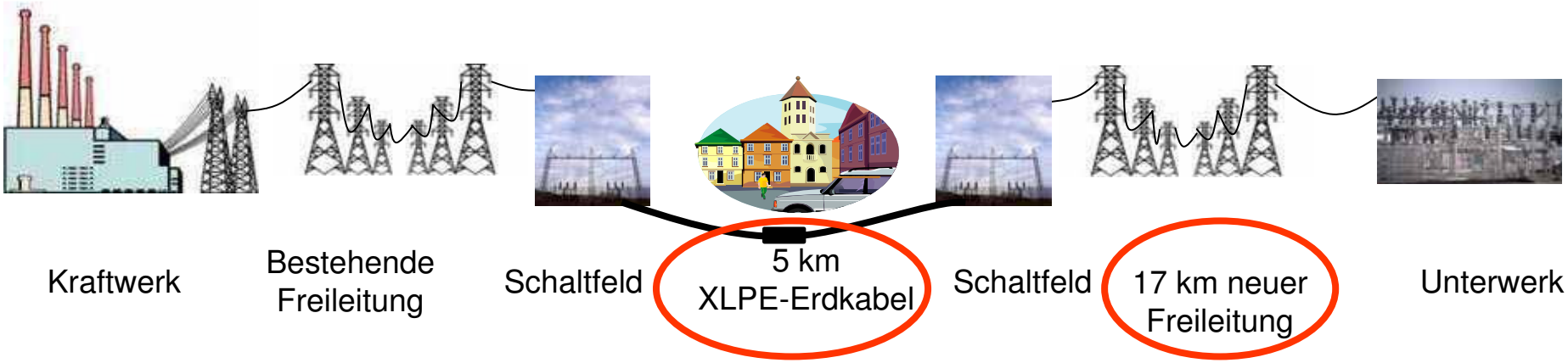
Studie für das Energie-Ministerium in den Niederlanden : TenneT Randstad Projekt
380kV - 1000 MW – 22 km Verlegelänge

- **Erdkabellösung:**
  - Doppelter Stromkreis, 2 Kabel pro Phase XLPE (Gesamtmenge = 264 km)
  - 2500 mm ² XLPE isolierte 400-kV-Leiter mit emailliertem Kupfer

- **Freileitung (AAAC kompaktes Aero-z®):**
  - Doppelter Stromkreis, 4 Leiter pro Phase (Gesamtmenge = 540 km)
  - Aero-z 707 mm ² - 2Z 400 kV

- **Teilhafte Verkabelung**
  - Mischung von XLPE-Kabel und AAAC-Freileitung gegebenenfalls





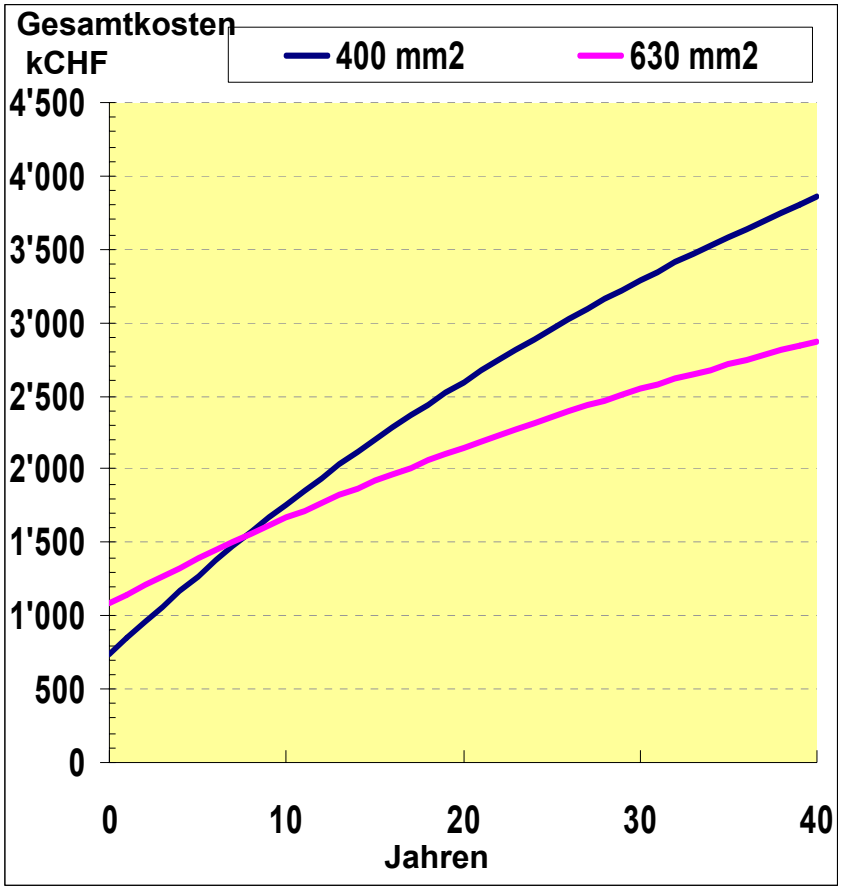
Kostenvergleich mit 40 Jahren Betrieb	**Nur Kabel 22 km**	**Nur OHL 22 km**	**Teilweise 17km + 5km**
Material-Kosten	242 M€	51 M€	94 M€
Übertragungs-Verluste	23 M€	60 M€	52 M€
GESAMTKOSTEN	**265 M€**	**111 M€**	**146 M€**

- **Neue Gesetzgebung**
- **Preiswertere Lösung** als eine volle Erdkabellösung.
- Beschleunigung des **Bewilligungs-Verfahrens** für die dicht bewohnten Bereiche.

Beispiel: 110-kV-Verbindung erdverlegt 140 MVA

400 mm² Cu ⟷ **630 mm² Cu**

Zu übertragender Strom	720	A
Trasselänge	3'000	m
Energiepreis	10	Cts/ kWh
Teuerung des Energiepreises pro Jahr	1	%
Betriebsstunde pro Jahr	4'000	Std.
Kreditzins	3	%
Investitionskosten Kabel 400 mm²	740	kCHF
Investitionskosten Kabel 630 mm²	1'100	kCHF

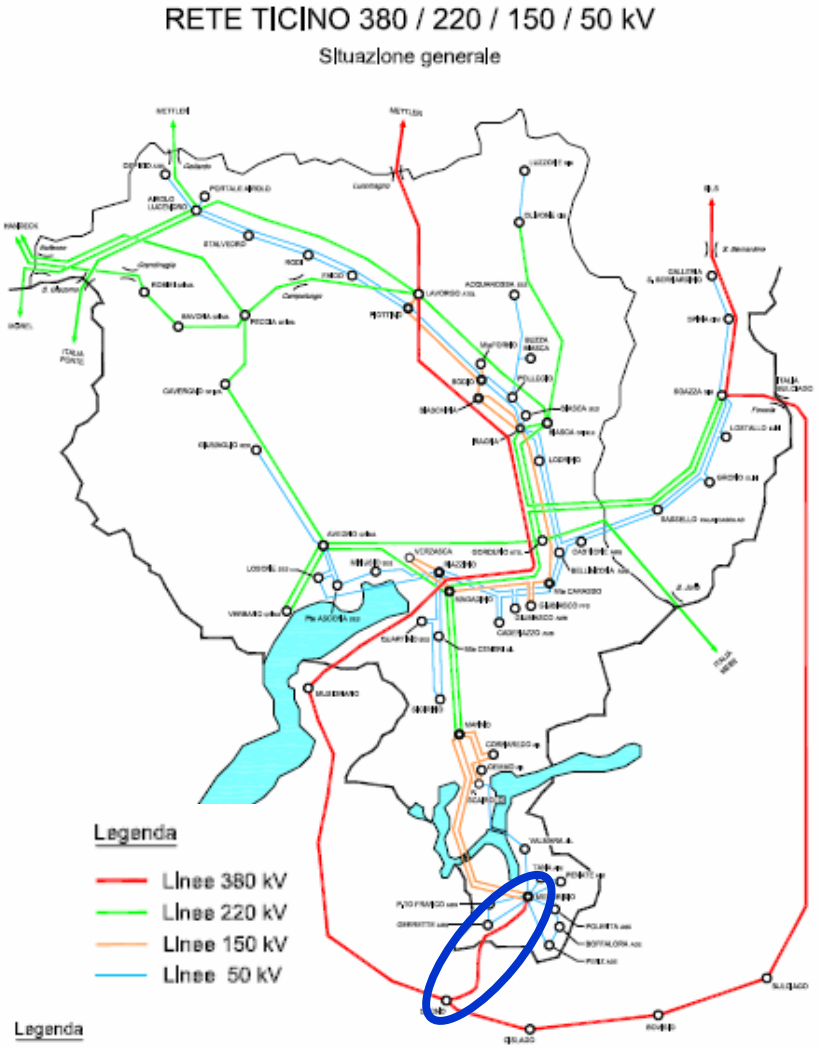


Beispiel einer 380-kV-Kabelverbindung

AET: Mendrisio Cagno 380 kV

Projekt-Begründung:

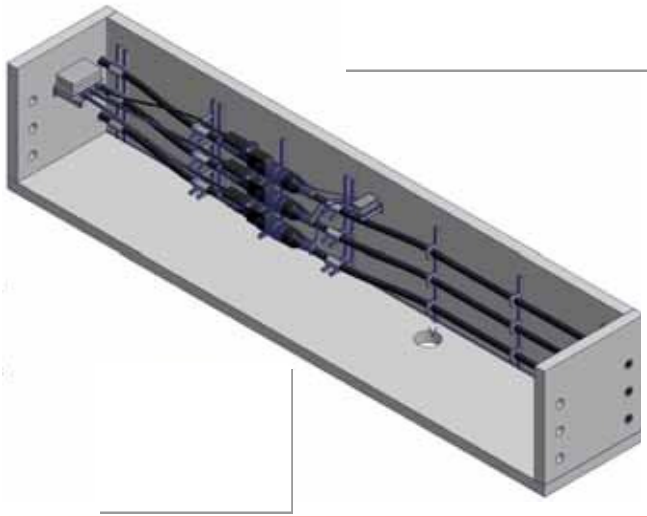
- **Versorgungssicherheit für die Region südlich vom Luganersee**
- **Grenzüberschreitende Verbindung zwischen der Schweiz und Italien, die als «Merchant line» betrieben werden kann.**



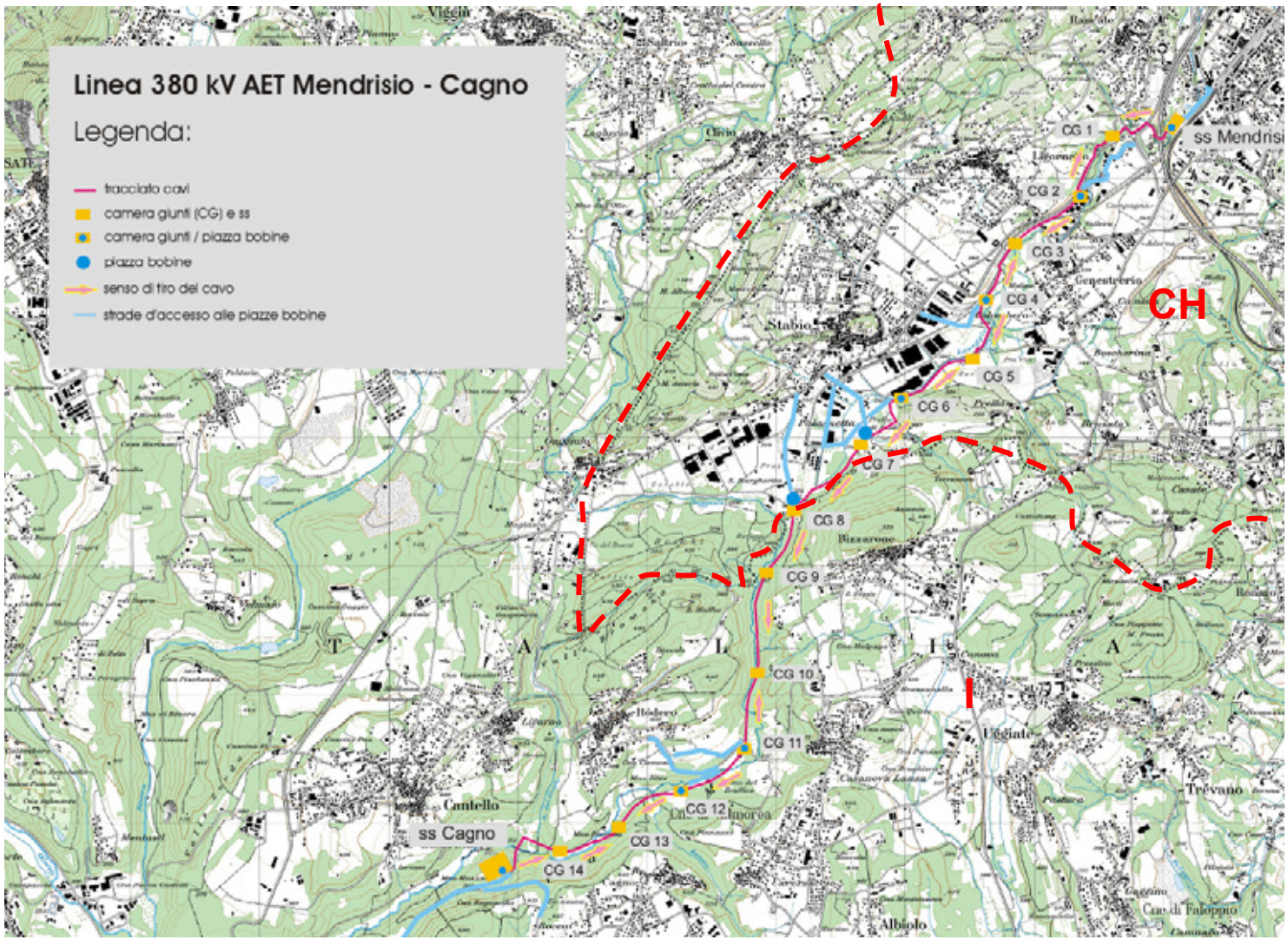
Kabeltyp: XAluWT T-Sc 1x630 mm² Cu rm 380 kV
-Isolationsdicke 26 mm
-Gesamtdurchmesser 124 mm
-Gewicht ca. 17 Kg/m

Übertragsleistung Kabelanlage: 560 MVA

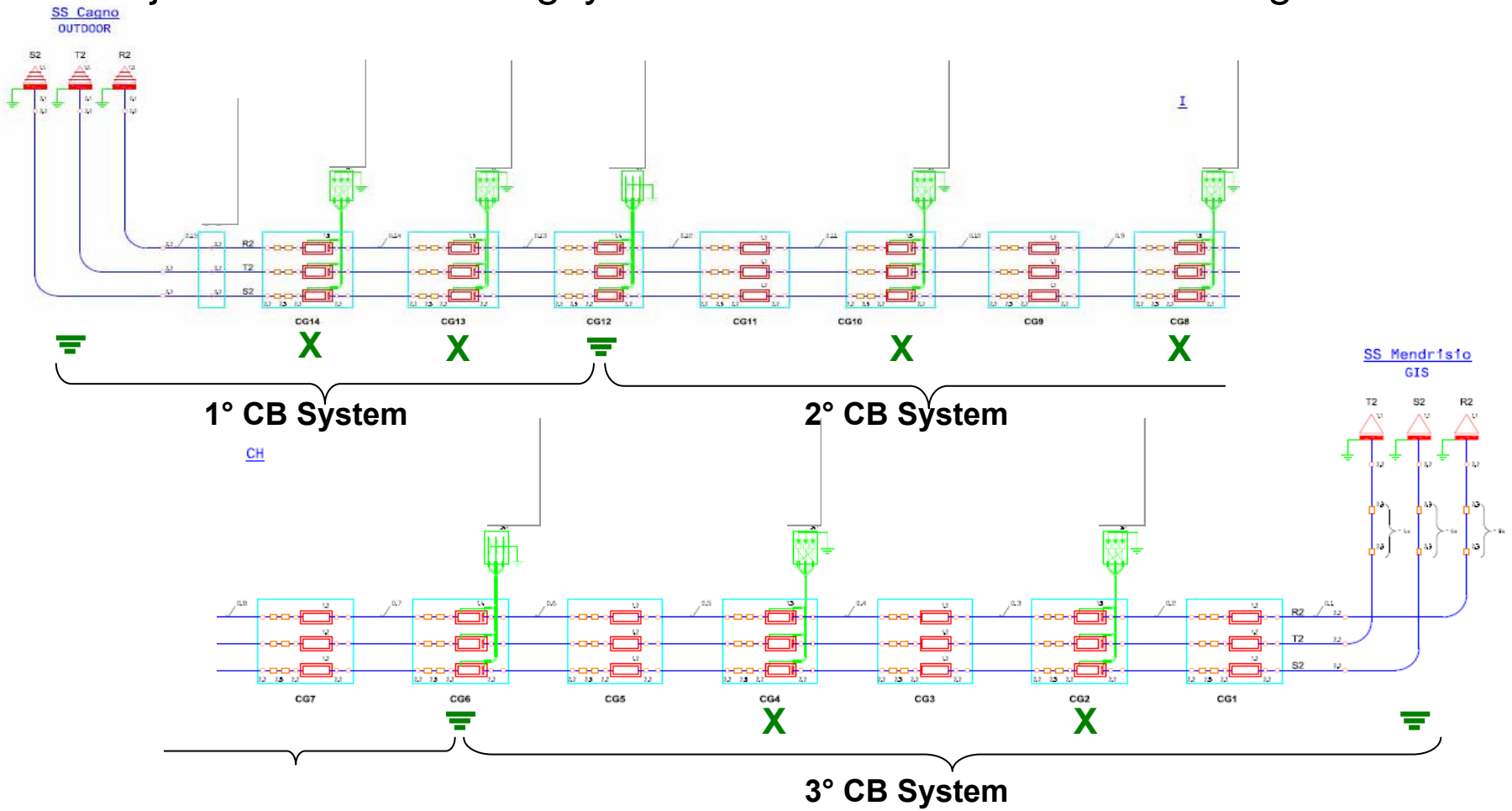
Gesamtlänge: 9.1 km (4.7 Km CH; 4.4 Km IT)
14 Muffenkammern
45 Einzellängen (zwischen 570 m und 700 m)
42 Muffen; 3 GIS EV; 3 FL EV
Rohrblock für 6 Kabel und 4 LWL-Rohre
Muffenkammergrösse: 13x2x2 m



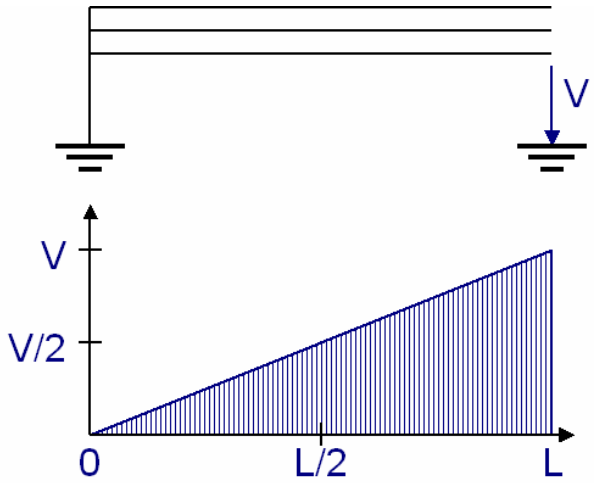
Beispiel AET: Kabelverbindung 380 kV
Geographische Lage



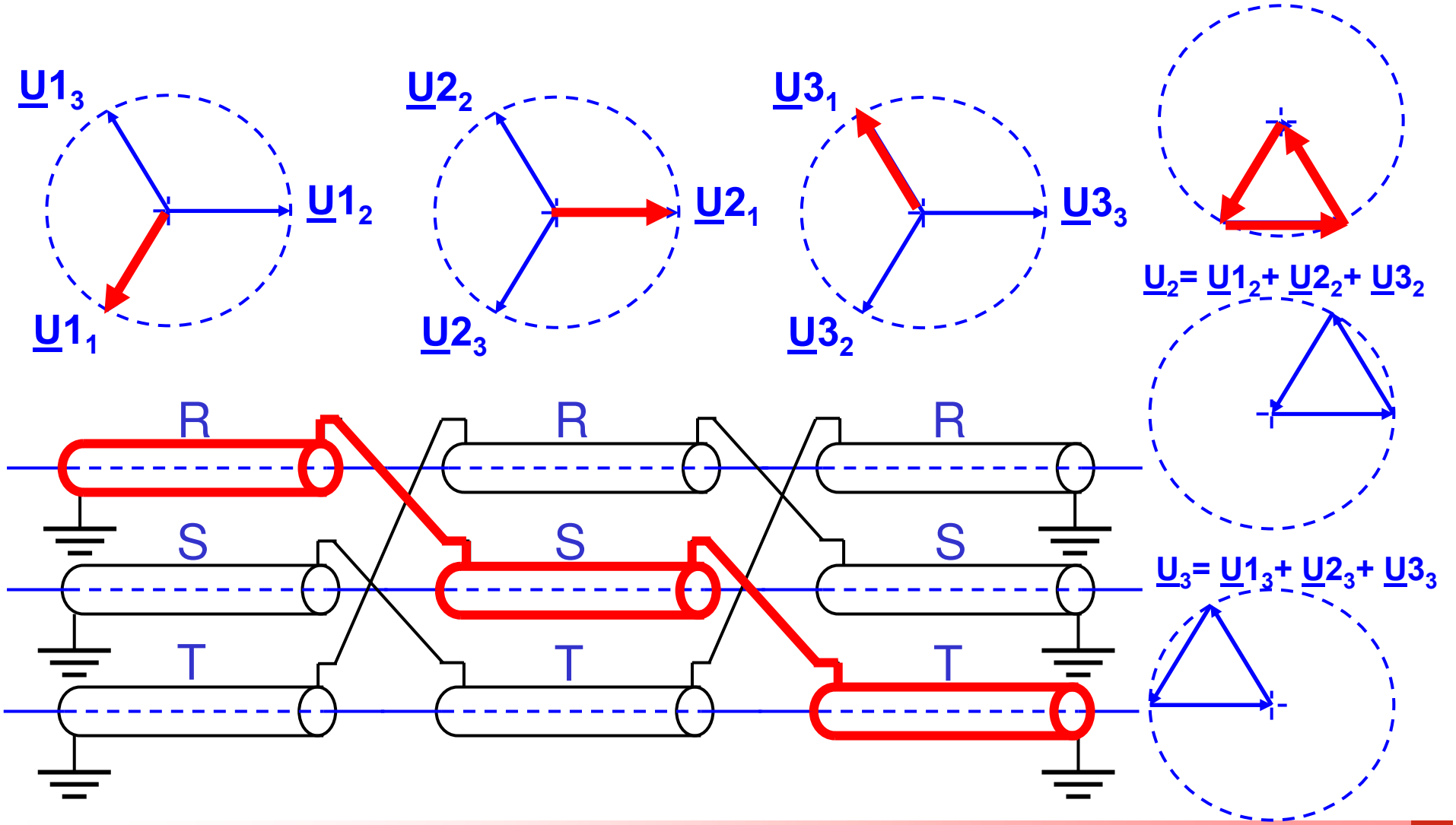
Die Kabelanlage ist in 3 Crossbonding-Abschnitte geteilt. Zwischen jedem Crossbondingsystem sind die Kabelschirme starr geerdet.



Durch die im Leiter und im danebenliegenden Kabel fliessenden Ströme wird eine Spannung im Schirm erzeugt, die proportional zu der Kabellänge und zu dem fliessenden Strom ist.



Crossbonding besteht in einer Unterteilung der Leitung in drei Abschnitte gleicher Länge mittels Kabelmuffen mit Längsisolierung der Schirme. Durch Auskreuzen der Schirme sind die induzierten Spannungen identisch und um 120° phasenverschoben. Da die Vektorsumme dieser Spannungen null ist, fliesst in den Schirmen der Kabel kein Strom.


U1₃
U1₂
U1₁
U2₂
U2₁
U2₃
U3₁
U3₃
U3₂
U₂= U1₂+ U2₂+ U3₂
U₃= U1₃+ U2₃+ U3₃
R
S
T
R
S
T
R
S
T

Die Hochspannungsprüfung wurde mit TE-Messungen durchgeführt. Kapazitive Sensoren wurden für diesen Zweck in jeder Muffe eingebaut.

Milestones des Projektes:

2001	**Absichterklärung zwischen AET et FNM**
2002	**Absichterklärung zwischen schweizeri-schen und italienischen Behörden**
2004	**Genehmigung der Hochspannungsverbindung**
2005	**Beginn der Bauarbeiten**
10.2006	**Bestellung beim Kabellieferant**
01.2007	**Beginn der Montage**
12.2007	**Hochspannungsprüfung der Kabel**

- XLPE-Kabel sind eine moderne, zuverlässige Energietransport-Technologie
- Die Wirschaftlichkeitsbetrachtung von solchen Anlagen soll mit TCO Analysen durchgeführt werden
- Die „teilhafte Verkabelung“ ist eine Alternative für:
  - Die Landschaften mit außerordentlichem oder natürlichem Erbe oder die empfindlichen Ökosysteme
  - Die Bereiche mit unanwendbarem Gelände oder wenn eine Bewilligung innerhalb eines annehmbaren Zeitrahmens unerhältlich ist
- Das Beispiel der 380-kV-Verbindung Mendrisio-Cagno zeigt, dass solche Anlagen auch in der Schweiz innert kürzester Zeit realisiert werden können.

Transport von elektrischer Energie mit Freileitungen und Kabeln:

Erfahrungen beim Ausbau des Schweizer Höchstspannungsnetzes

ALPIQ

ETG–Fachtagung ETH Zürich, 02.04.2009

Atel Netz AG, Matthias Zwicky, Geschäftsführer

Ein Auftrag im Dienst der Öffentlichkeit

ALPIQ

Höchstspannungsleitungen
sichern die Schweizer Stromversorgung

Die Notwendigkeit ist nachgewiesen

ALPIQ

- Der Bundesrat hat 63 Projekte, welche für die Sicherung der Stromversorgung in der Schweiz bis 2015 gebaut werden müssen, am 6. März 2009 in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) aufgenommen.
- Die Notwendigkeit dieser Projekte wurde von der vom UVEK im Nachgang zu den Strom-Blackouts in der Schweiz und Europa geschaffenen Arbeitsgruppe «Leitungen und Versorgungssicherheit» nachgewiesen.
- Unabhängige Gutachten, welche im Auftrag des Bundes durchgeführt wurden, bestätigen die Ausbauvorhaben, deren Dimensionierung und die Dringlichkeit.

Inhalt

ALPIQ

1. Warum muss das Höchstspannungsnetz in der Schweiz erneuert und ausgebaut werden?
2. Ausbauvorhaben im schweizerischen Höchstspannungsnetz und Rahmenbedingungen
3. Plangenehmigungsverfahren
4. Problematik der Verkabelung gezeigt am Beispiel der geplanten Leitung Chamoson-Chippis
5. Überlegungen zu Netzkosten und zur Verhältnismässigkeit
6. Schlussfolgerungen

ALPIQ

1. Warum muss das Höchstspannungsnetz in der Schweiz erneuert und ausgebaut werden?
2. Ausbauvorhaben im schweizerischen Höchstspannungsnetz und Rahmenbedingungen
3. Plangenehmigungsverfahren
4. Problematik der Verkabelung: Beispiel Chamoson-Chippis
5. Überlegungen zu Netzkosten und Verhältnismässigkeit
6. Schlussfolgerungen

1. Ausbaubedarf: Wachstum

ALPIQ

Massiver Ausbau der Windproduktion an der Nordsee

Liberalisierung der Märkte,

Ausbau des Handels

Verbrauchswachstum 1-2% /Jahr

Ausbau der Wasserkraftwerke:

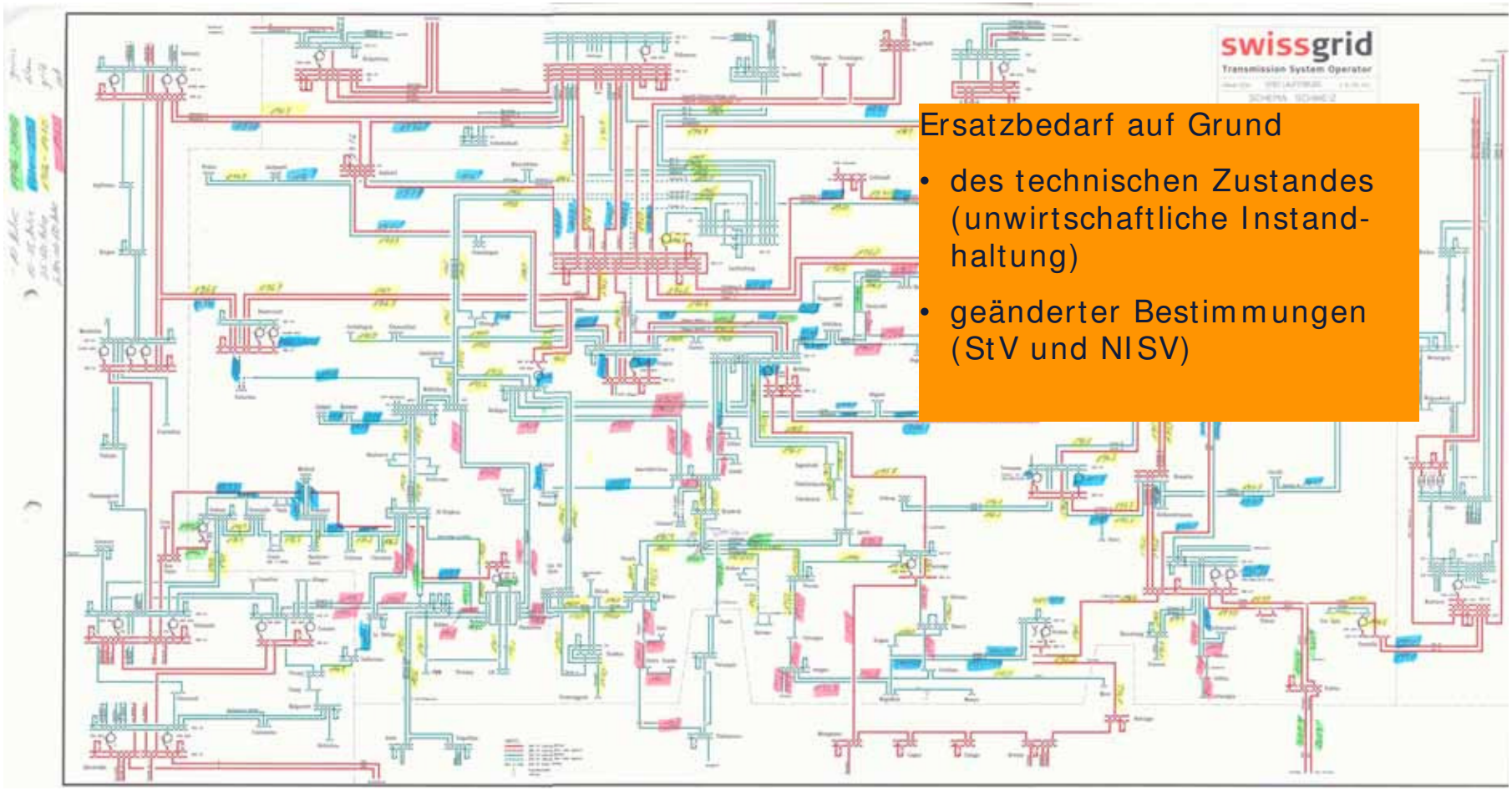
Beispiel Wallis
Installierte Leistung heute ca. 3000 MW

- 2010 Wiederinbetriebnahme Bieudron 1200 MW
- 2015 Inbetriebnahme PSW Nant de Drance 600 MW

Total installierte Leistung 2015 > 5000 MW

Ausbaubedarf, Altersstruktur

ALPIQ



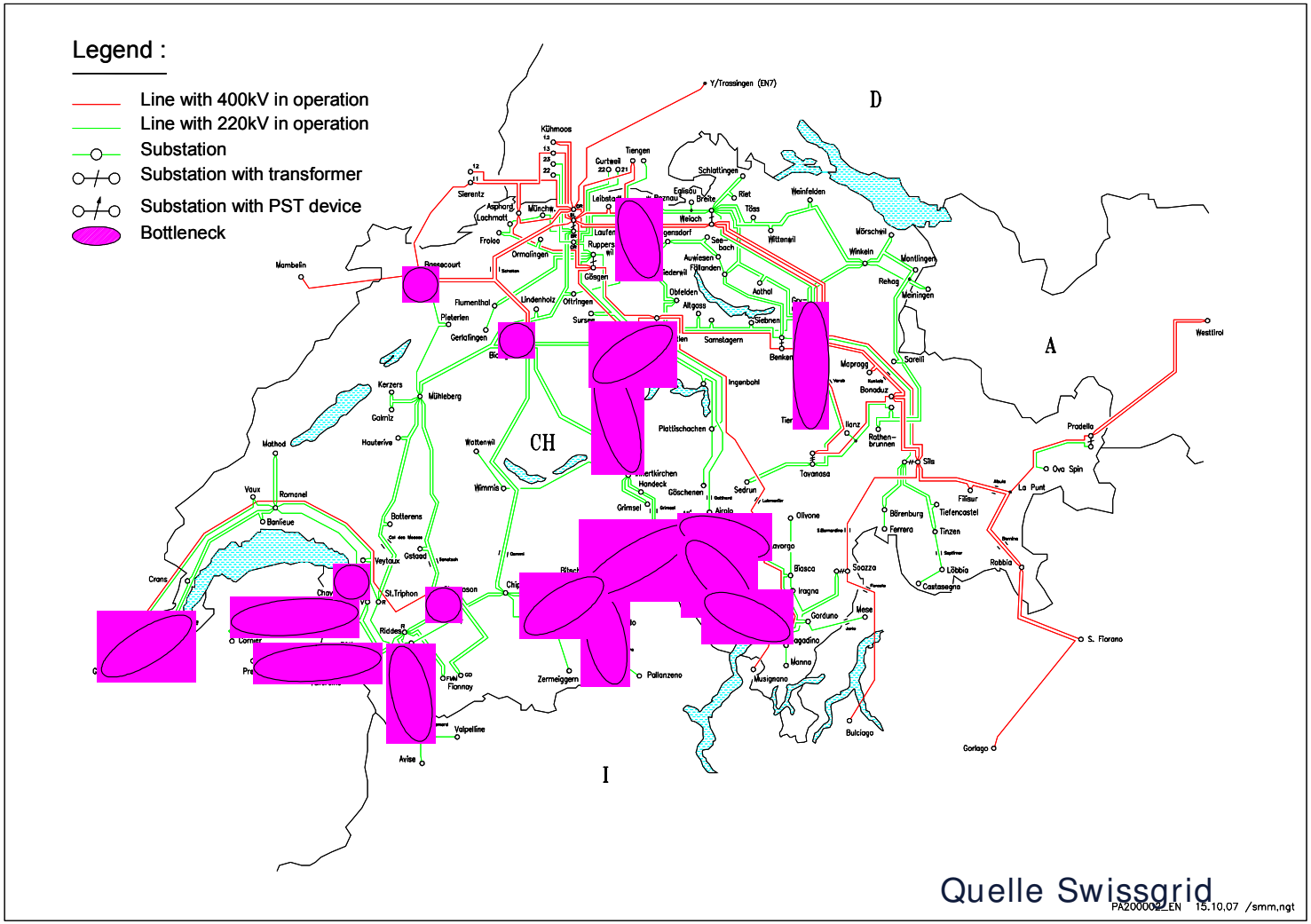
Ersatzbedarf auf Grund

- des technischen Zustandes (unwirtschaftliche Instand-haltung)
- geänderter Bestimmungen (StV und NISV)

Bis 10 Jahre	25 bis 50 Jahre
10 bis 25 Jahre	Älter als 50 Jahre

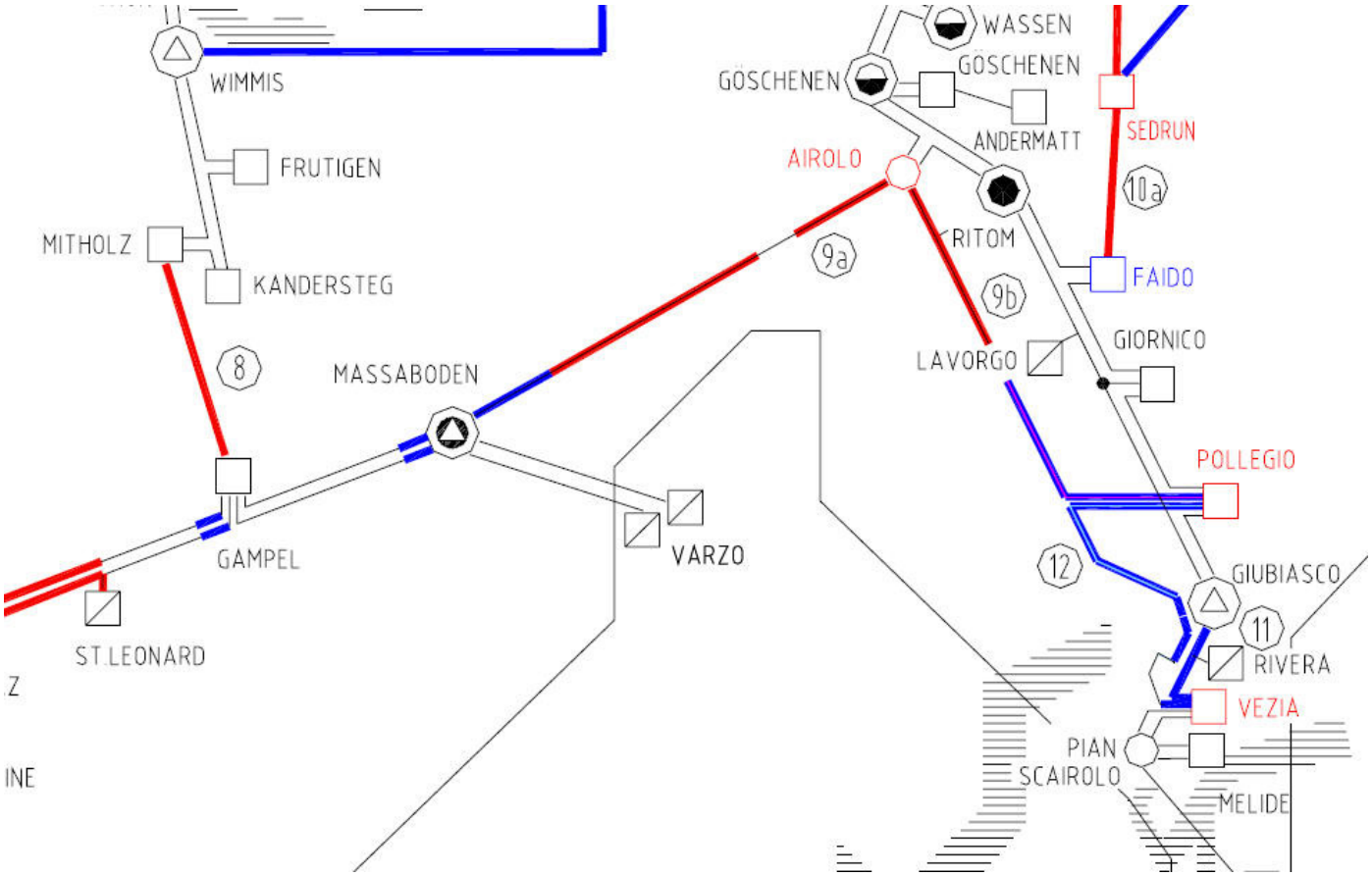
Ausbaubedarf: Engpässe 2015 ohne Netzausbau, (n-1)-Belastung > 120%

ALPIQ



Ausbaubedarf der SBB:
z.B. 132 kV Massaboden-Pollegio

ALPIQ

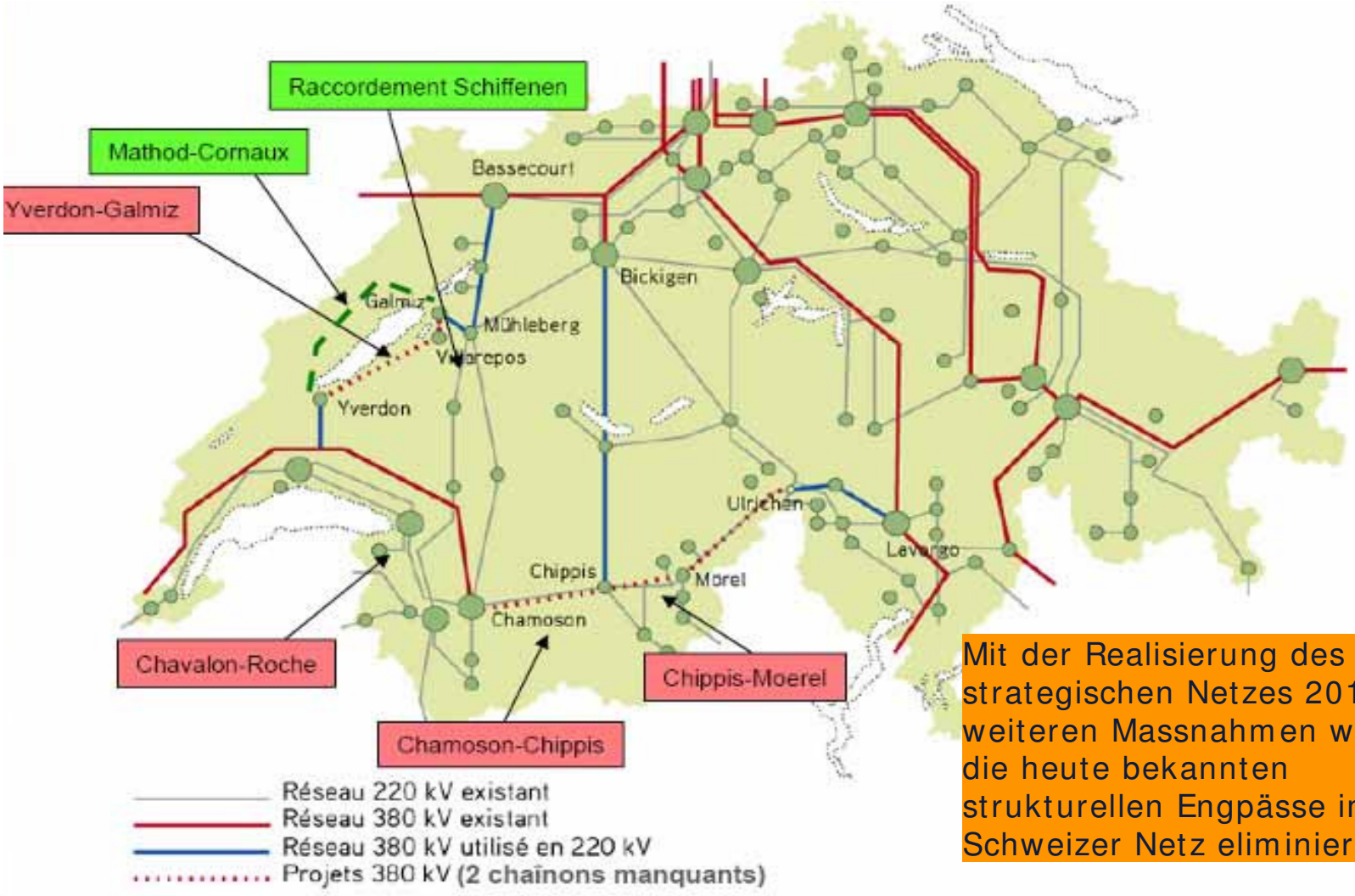


ALPIQ

1. Warum muss das Höchstspannungsnetz in der Schweiz erneuert und ausgebaut werden?
2. Ausbauvorhaben im schweizerischen Höchstspannungsnetz und Rahmenbedingungen
3. Plangenehmigungsverfahren
4. Problematik der Verkabelung: Beispiel Chamoson-Chippis
5. Überlegungen zu Netzkosten und Verhältnismässigkeit
6. Schlussfolgerungen

Strategisches Netz 2015 – Schweiz
Wichtigste Vorhaben 380 kV

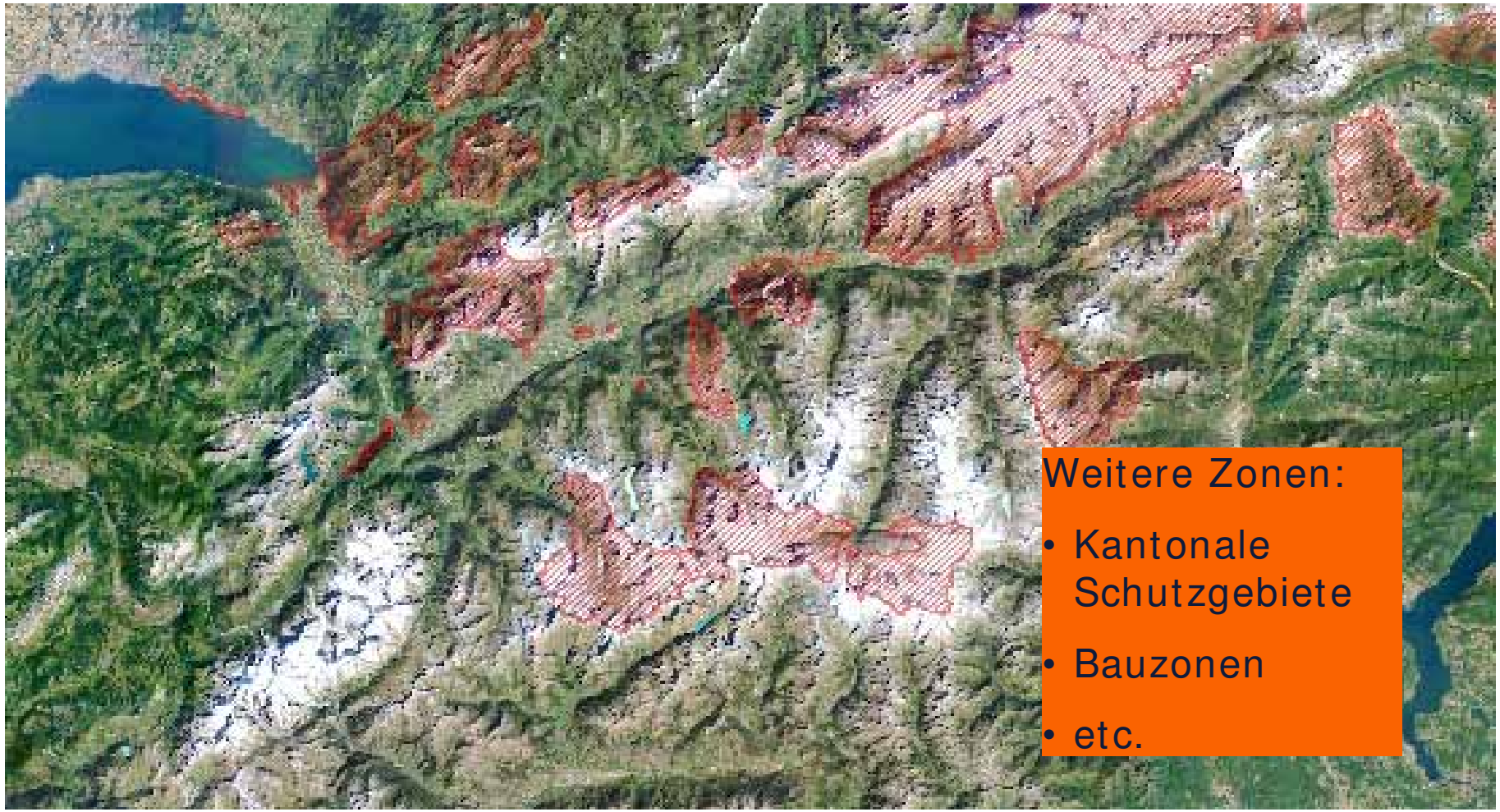
ALPIQ



Mit der Realisierung des strategischen Netzes 2015 sowie weiteren Massnahmen werden die heute bekannten strukturellen Engpässe im Schweizer Netz eliminiert

Rahmenbedingungen: BLN
(Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung)

ALPIQ



Rahmenbedingungen: Zulässige Strahlung ist in der NIS-Verordnung festgeschrieben

ALPIQ

Feld-Typ	Festlegung der Bauzone oder des Baus der Leitung	Festgelegter Wert
Magnetisches Feld	vor 1. Dez. 2000	100 microT
	nach 1. Dez. 2000	1 microT an Orten mit sensibler Nutzung *)
		100 microT anderswo
Elektrisches Feld		5000 V/m

*) Orte mit sensibler Nutzung: Wohnungen, Spitäler, Schulen, Büros und Spielplätze

Rahmenbedingungen: Vergleich zur NISV
Magnetfelder im Alltag

ALPIQ

Gerät	Abstand	Magnetfeldstärke
Staubsauger	30 cm	2-20 µT
Haarföhn	3 cm	6-2000 µT
Mikrowelle	30 cm	4-8 µT
Geschirrspüler	30 cm	0.6-3 µT
Leuchtstofflampe	30 cm	0.5-2 µT
Kochherd (elektr.)	30 cm	0.15-0.5 µT
Kochherd (Induktion)	10 cm	bis 20 µT*
Bahnfahrt (Doppelstockwagen)	150 cm**	> 10 µT

Der Mensch ist im Alltag Magnetfeldern aller Art ausgesetzt. Bei Einhalten der NISV stellen Höchstspannungsleitungen keine namhafte zusätzliche Belastung dar (Anlagengrenzwert < 1 µT für Orte mit sensibler Nutzung)

* Bei ungünstiger Positionierung des Kochtopfs

** Abstand Schienen – Sitzplatz (Kopfbereich)

Quellen:

Bundesamt für Strahlenschutz; www.bfs.de/de/elektro/nff/vorkommen.html
Bundesamt für Gesundheit; www.bag.admin.ch/themen/strahlung/00053/00673/index.html?lang=de

Rahmenbedingungen: Dilemma im Leitungsbau

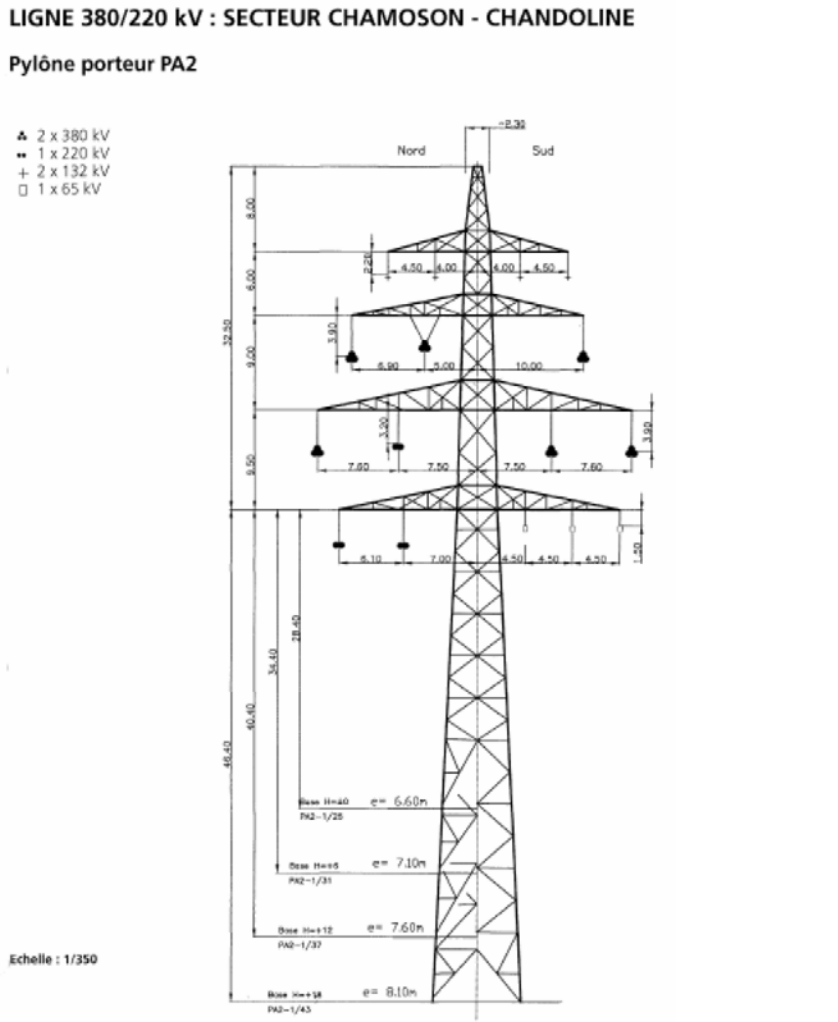
ALPIQ

Rahmenbedingungen führen zur Bündelung der Infrastruktur: Es entstehen Freileitungssysteme

ALPIQ

Typisches System:
2 x 380-kV – 2 x 2'000 MVA
1 x 220-kV – 1 x 1'100 MVA +
2 x 132-kV 16 2/3 Hz
1 x 65-kV

Es ertönt der Ruf nach Verkabelung!



ALPIQ

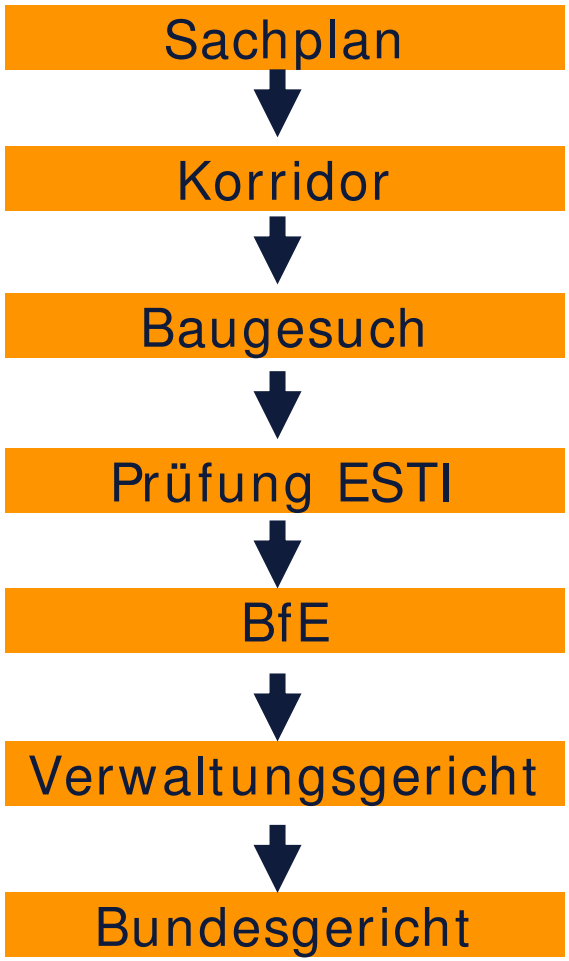
1. Warum muss das Höchstspannungsnetz in der Schweiz erneuert und ausgebaut werden?
2. Ausbauvorhaben im schweizerischen Höchstspannungsnetz und Rahmenbedingungen
3. Plangenehmigungsverfahren
4. Problematik der Verkabelung: Beispiel Chamoson-Chippis
5. Überlegungen zu Netzkosten und Verhältnismässigkeit
6. Schlussfolgerungen

Bewilligungsverfahren

ALPIQ

SÜL-Verf.

Plangenehmigungs-Verf.



Bei erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt

Bundesratsbeschluss, bisher unabhängig davon, ob Freileitung oder Kabel

Bewilligung, falls Einsprachen bereinigt

Bewilligung, falls keine Beschwerde

Bewilligung, falls keine Beschwerde

2 Jahre

2 Jahre

2 Jahre

x Jahre

Bewilligungsverfahren: AG LVS, Kriterien für die Verkabelung von Höchstspannungsleitungen (Auftrag BR Leuenberger vom 01.12.2008)

ALPIQ

Geplante Höchstspannungs-leitung führt durch Schutzgebiete oder Siedlungsgebiete → Im SÜL zwei Leitungsbauvarianten: Freileitung oder Kabel

Bewertungsschema für die zwei Varianten:
- Umweltschonung
- Versorgungssicherheit
- Kommunale Interessen

→ Punkte für
- Freileitungsvariante
- Kabelvariante

Freileitung		Kabel
- Punkte	⟷	- Punkte
- Kosten		- Kosten

Festsetzung des Korridors durch den Bundesrat inklusive Entscheid Freileitung oder Kabel

Bundesrat Leuenberger hat die AG LVS mit Schreiben vom 24. Februar 2009 nach getaner Arbeit aufgelöst

ALPIQ

1. Warum muss das Höchstspannungsnetz in der Schweiz erneuert und ausgebaut werden?
2. Ausbauvorhaben im schweizerischen Höchstspannungsnetz und Rahmenbedingungen
3. Plangenehmigungsverfahren
4. Problematik der Verkabelung: Beispiel Chamoson-Chippis
5. Überlegungen zu Netzkosten und Verhältnismässigkeit
6. Schlussfolgerungen

CHAMOSON - CHIPPIS

Ein Verfahren von bislang 12 Jahren

1996: 1. öffentliche Auflage

2002: 2. öffentliche Auflage
(Einbeziehung der bestehenden 220-kV-Leitung)

2006: 3. öffentliche Auflage

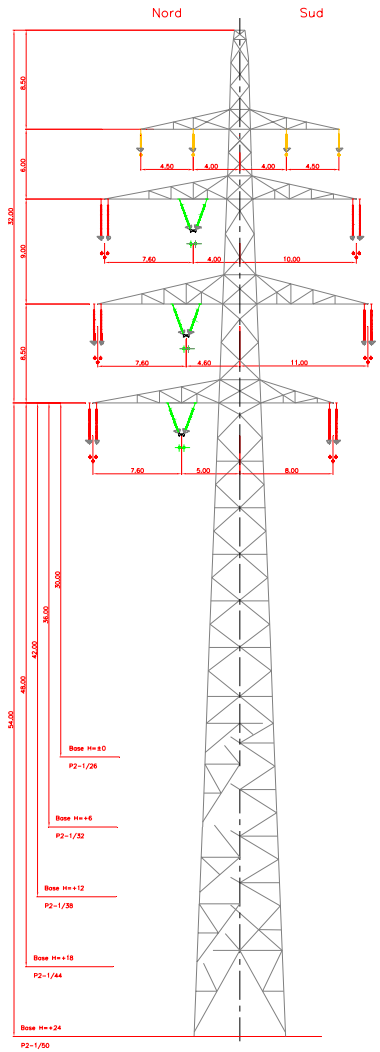
2007: Das Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI) leitet das Projekt an das Bundesamt für Energie (BFE) weiter, das zu entscheiden hat.

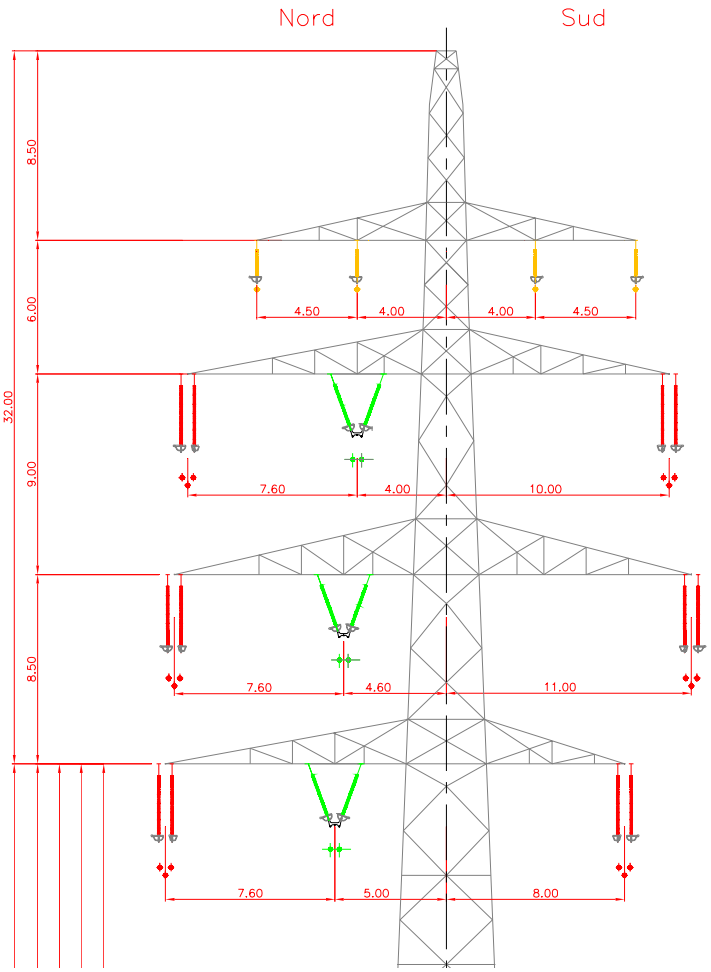
Beispiel Kabel oder Freileitung: Chamoson-Chippis, Freileitung, System

ALPIQ

Tragmast

2 x 380 kV
1 x 220 kV
2 x 132 kV



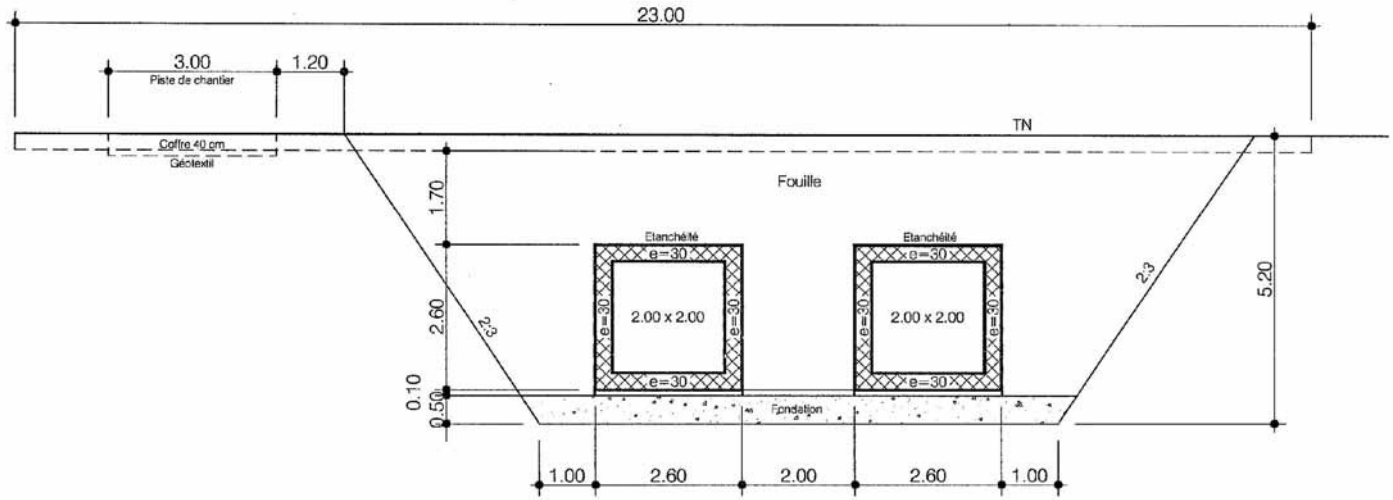


Beispiel Kabel oder Freileitung: Chamoson-Chippis, Kabelkanäle

ALPIQ

FOUILLE TYPE 1
1:100

TERRE VEGETALE	=	7 m3	
FOUILLE	=	62 m3	
FONDATION CANAUX (GRAVE I)	=	5 m3	
FONDATION PISTE (GRAVE i)	=	1.5 m3	
GEOTEXTILE	=	4 ml	
BETON MAIGRE	=	8 m2	
COFFRAGE R+M+D	=	16 m2	32 m2
ARMATURE + SPECIALE	=	600 kg	
BETON RADIER	=	0.8 m3	1.6 m3
BETON MURS	=	1.2 m3	2.4 m3
BETON DALLE	=	0.8 m3	1.6 m3
JOINTS	=	4 ml	8 ml
ETANCHEITE (LE)	=	10.5 ml	21 ml
ETANCHEITE (PROTECTION)	=	8 ml	16 ml
REMBLAYAGE	=	43 m3	
MISE EN PLACE TV	=	23 m2	
TRANSPORTS DECHARGE	=	19 m2	



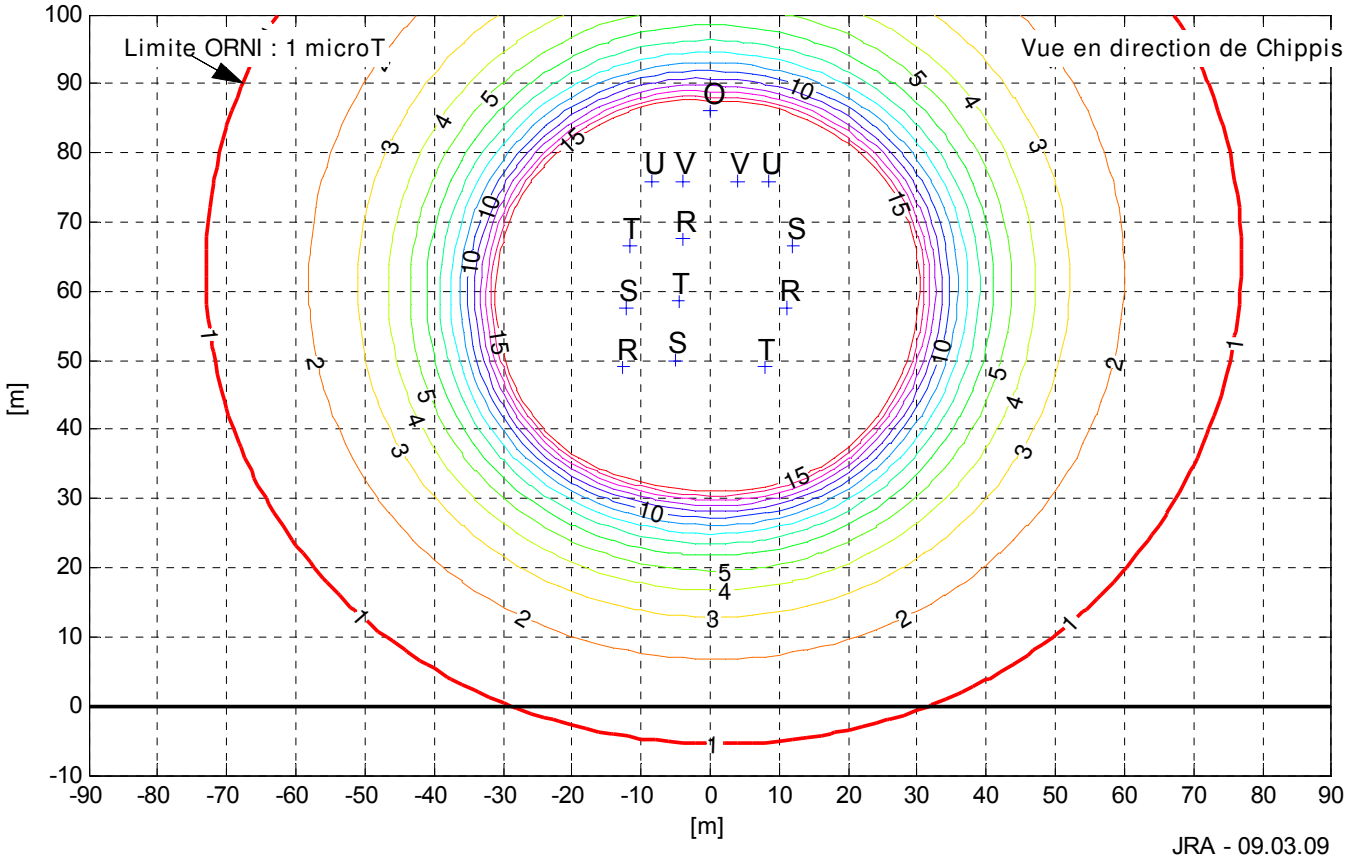
Magnetfeld einer 380-kV-Doppelleitung + 220-kV-Einstrangleitung

Projektierte Leitung Chamoson-Chippis

Übertragungskapazität ≈ 2 x 2000 MW + 1 x 1000 MW

ALPIQ

Ligne Chamoson-Chippis - 2x380 kV (EOS) / 1x220 kV (EOS) / 2x132 kV (CFF)
Pylône porteur - Tronçon Aproz - St-Leonard
ternes 380 kV : I = 2x3000 A
terne 220 kV : I = 1 x 2500 A
lacets 132 kV : I = 2 x 915 A
Champ d'induction magnétique B_{eff} de 1 à 15 microT

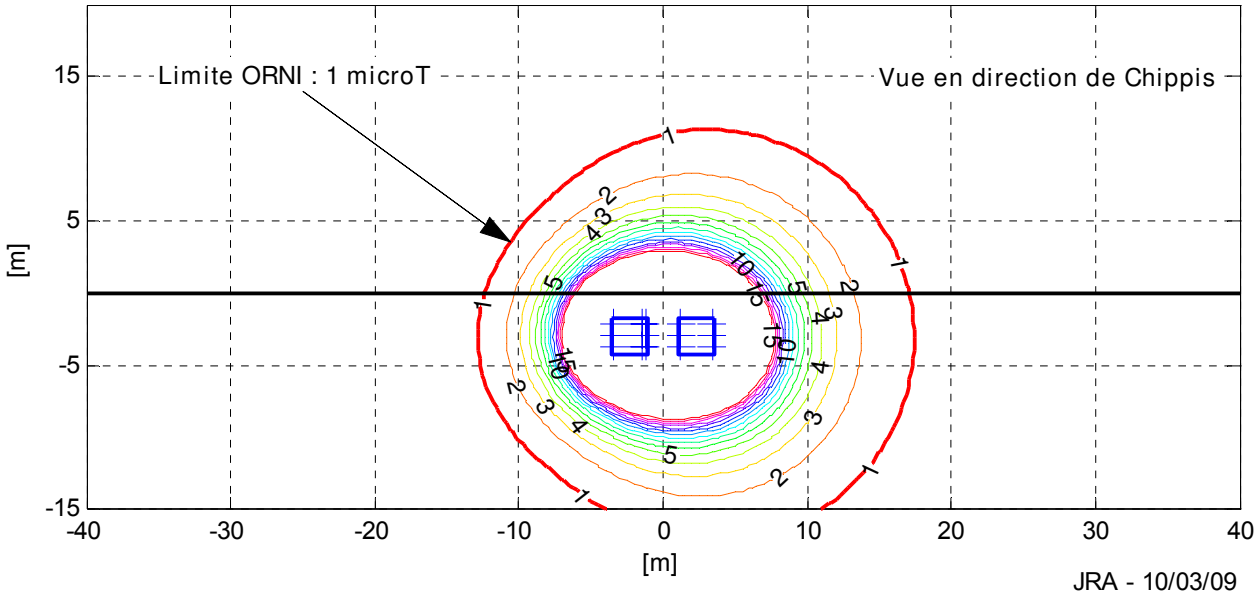


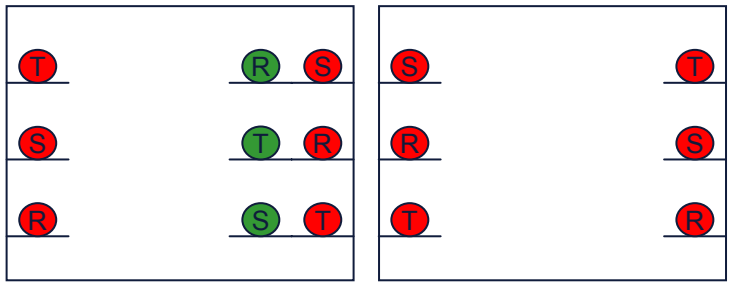
JRA - 09.03.09

Magnetfeld einer 380-kV-Kabelleitung + 220-kV-Einstrangkabelleitung
Übertragungskapazität äquivalent zur Freileitung
ca. 2 x 2000 MW + 1 x 1000 MW

ALPIQ

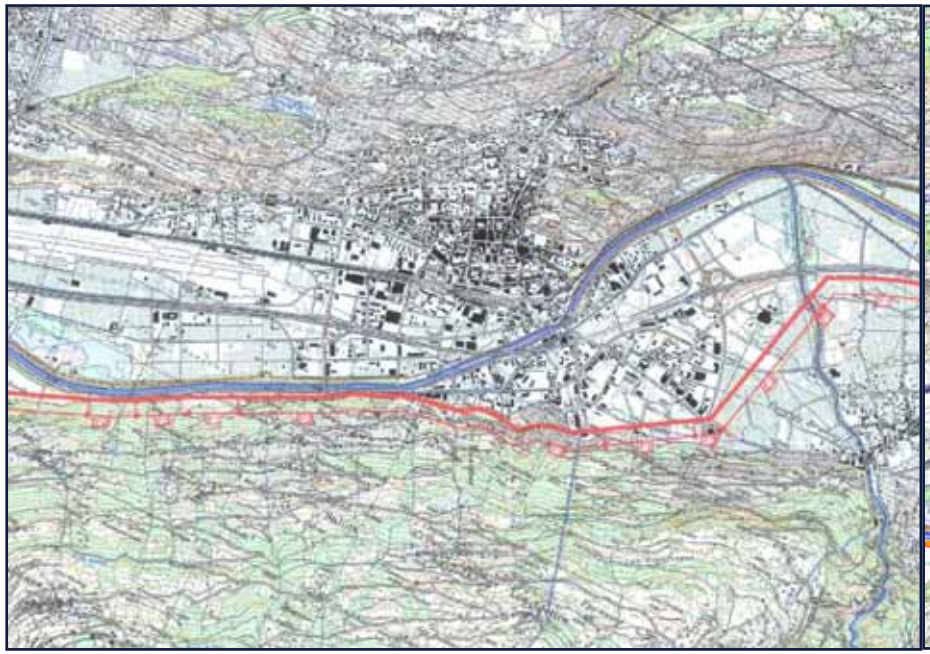
Ligne Chamoson-Chippis - 2 x 380 kV séparés en 2 circuits et 1 x 220 kV
Câbles 380 kV : chaque terne à I = 3000 A
Câbles 220 kV : I = 1 x 2500 A
Champ d'induction magnétique B_{eff} de 1 à 15 microT

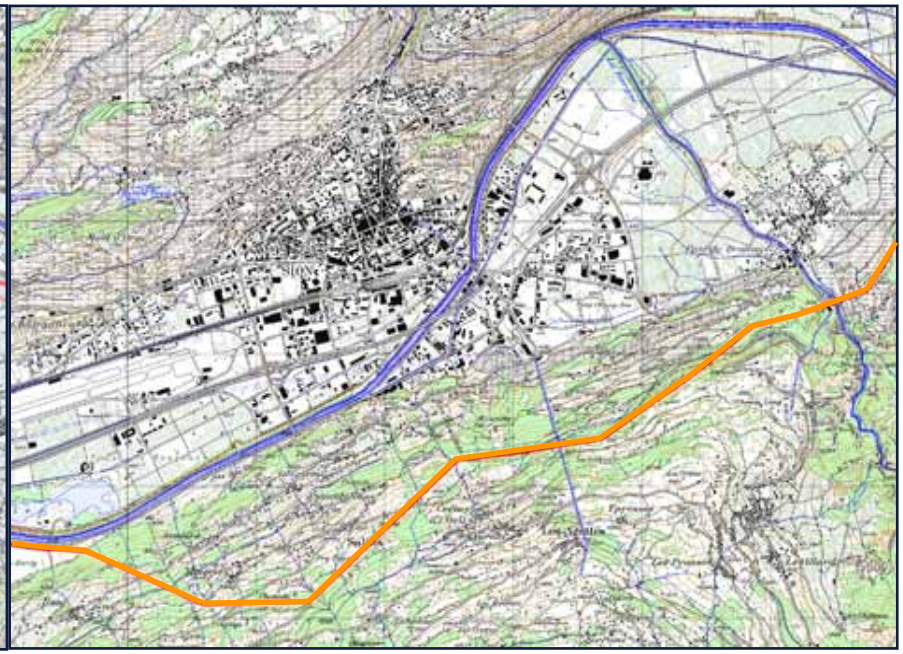




Beispiel Kabel vs. Freileitung: Chamoson-Chippis (Folie 2) Trassee

ALPIQ





Kabelkanalverlauf

Freileitungsverlauf

Agglomeration Sitten

ALPIQ

1. Warum muss das Höchstspannungsnetz in der Schweiz erneuert und ausgebaut werden?
2. Ausbauvorhaben im schweizerischen Höchstspannungsnetz und Rahmenbedingungen
3. Plangenehmigungsverfahren
4. Problematik der Verkabelung: Beispiel Chamoson-Chippis
5. Überlegungen zu Netzkosten und Verhältnismässigkeit
6. Schlussfolgerungen

Überlegungen zu Netzkosten und Verhältnismässigkeit: Kostenverhältnisse Freileitung/Kabel (Beispiel Chamoson-Chippis)

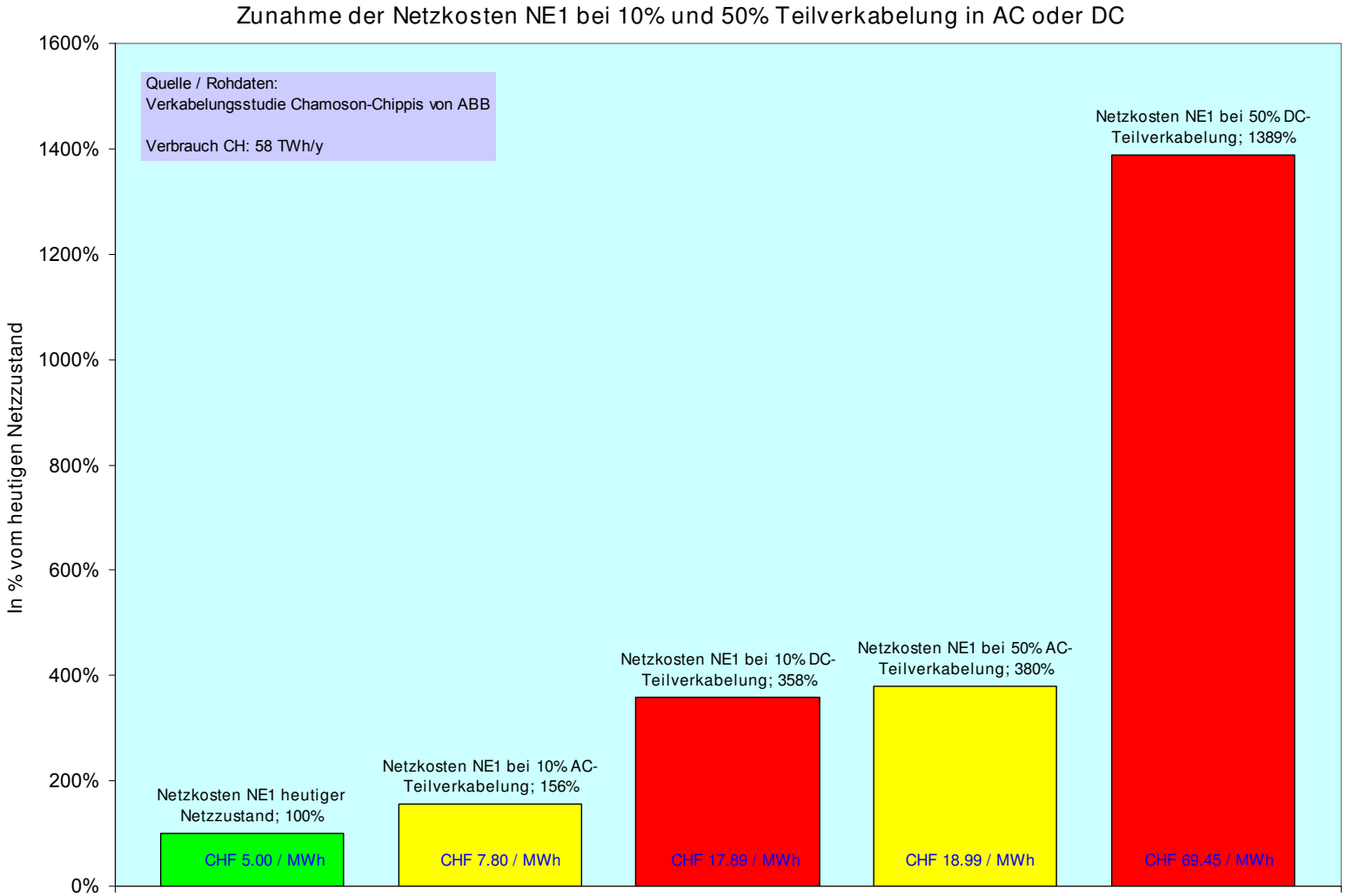
ALPIQ

- Der Wert des Höchstspannungsnetzes beträgt heute (gemäss Verfügung ElCom) rund 2 Mia.
- 1 km Freileitungssystem (Chamoson-Chippis) kostet rund 2 Mio.
- 1 km Wechselstrom-Kabelsystem (Chamoson-Chippis) rund 20 Mio.
- 1 km DC-System (Gesamtlänge 30 kM) rund 80 Mio.

- 100 km Wechselstrom-Kabelsystem kosten rund 2 Mia. oder gleichviel, wie der Wert des ganzen schweizerischen Höchstspannungsnetzes zur Zeit ist.

Teilverkabelung NE1

ALPIQ



Verhältnismässigkeit, Ansatz Bundesamt für Verkehr für Lärmschutzmassnahmen

ALPIQ

Die Wirtschaftlichkeit von baulichen Massnahmen auf dem Ausbreitungsweg ist mittels des Kosten-Nutzen-Index (KNI) zu ermitteln.

$$KNI \equiv \frac{\text{Jahreskosten}}{\text{Nutzen}} \equiv \frac{\sum(\text{Kostenansatz} \times \text{Teillänge der Massnahme})}{\sum(\Delta\text{dB(A) gewichtet} \times \text{Personen})}$$

Als wirtschaftlich und damit verhältnismässig gilt gemäss Art. 20 VLE ein KNI $\underline{\leq}$ 80.

Netze sind seit Einführung des StromVG öffentlichen Infrastrukturen (Bahn, Strasse, Flughäfen) gleichzustellen.

Investitionen in öffentliche Infrastrukturen sollten nach einheitlichen Kriterien erfolgen (d.h. Kosten-Nutzen-Indizes sind auch auf Netze anzuwenden!).

Schlussfolgerungen

ALPIQ

1. Der Ausbau des Schweizer Netzes ist dringend notwendig.
2. Die engen Platzverhältnisse und die Forderungen des Landschaftsschutzes führen zu gebündelten Infrastrukturen am Rande der Agglomerationen.
3. Freileitungen sind die bessere Lösung für Hochleistungs-Stromtransportsysteme (ausser es werde ein besonderes Schutzziel verletzt).
4. Der Mensch ist im Alltag starken Magnetfeldern ausgesetzt. Bei Einhalten der NISV stellen Höchstspannungsleitungen keine namhafte zusätzliche Belastung dar.
5. Bei seriösem Kosten/Nutzen-Vergleich rechtfertigen sich hohe Investitionen in Erdverlegungen in den wenigsten Fällen.

Erfahrungen der APG in der Diskussion über 380kV- Verkabelungen

ETG – Fachtagung

2. April 2009 ETH Zürich

Herbert Lugschitz

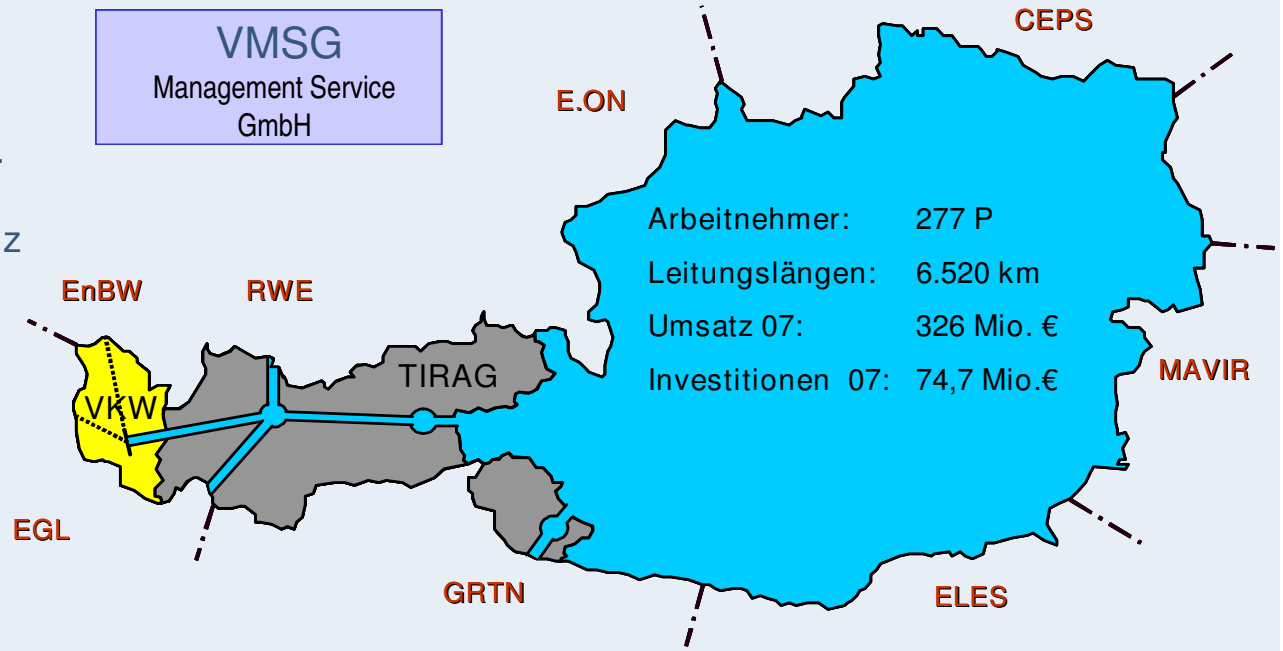
Austrian Power Grid / Wien

Die APG im Überblick

VERBUND- HOLDING

Erzeugung	Handel/Vertrieb	Übertragung, Services, Erneuerbare Energien	Beteiligungen Ausland
AHP Austrian Hydro Power AG	APT Austrian Power Trading AG	APG Austrian Power Grid AG	VI International GmbH
ATP Austrian Thermal Power GmbH & Co KG	APS Austrian Power Sales GmbH	ARP Austrian Renewable Power GmbH	
		VMSG Management Service GmbH	

- Größter österreichischer Übertragungsnetzbetreiber → ca. 50% des österreichischen Stromverbrauchs fließt über das Netz der APG
- verantwortlich für Regelblock Österreich → APG ist Regelzonenführer



	Trassenlänge	Systemlänge
110 kV	721 km	1.237 km
220 kV	1.659 km	3.309 km
380 kV	1.002 km	1.973 km
Summe	3.382 km	6.519 km

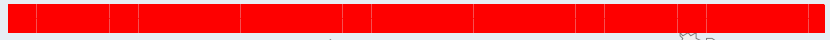
CESKA
REPUBLIKA
ÖSTERREICH
SLOVENIJA
MAGYARORSZ
WEIZ
Golfo di Venezia
Lago di Garda
Lago di Como
Neusiedler See
Balaton

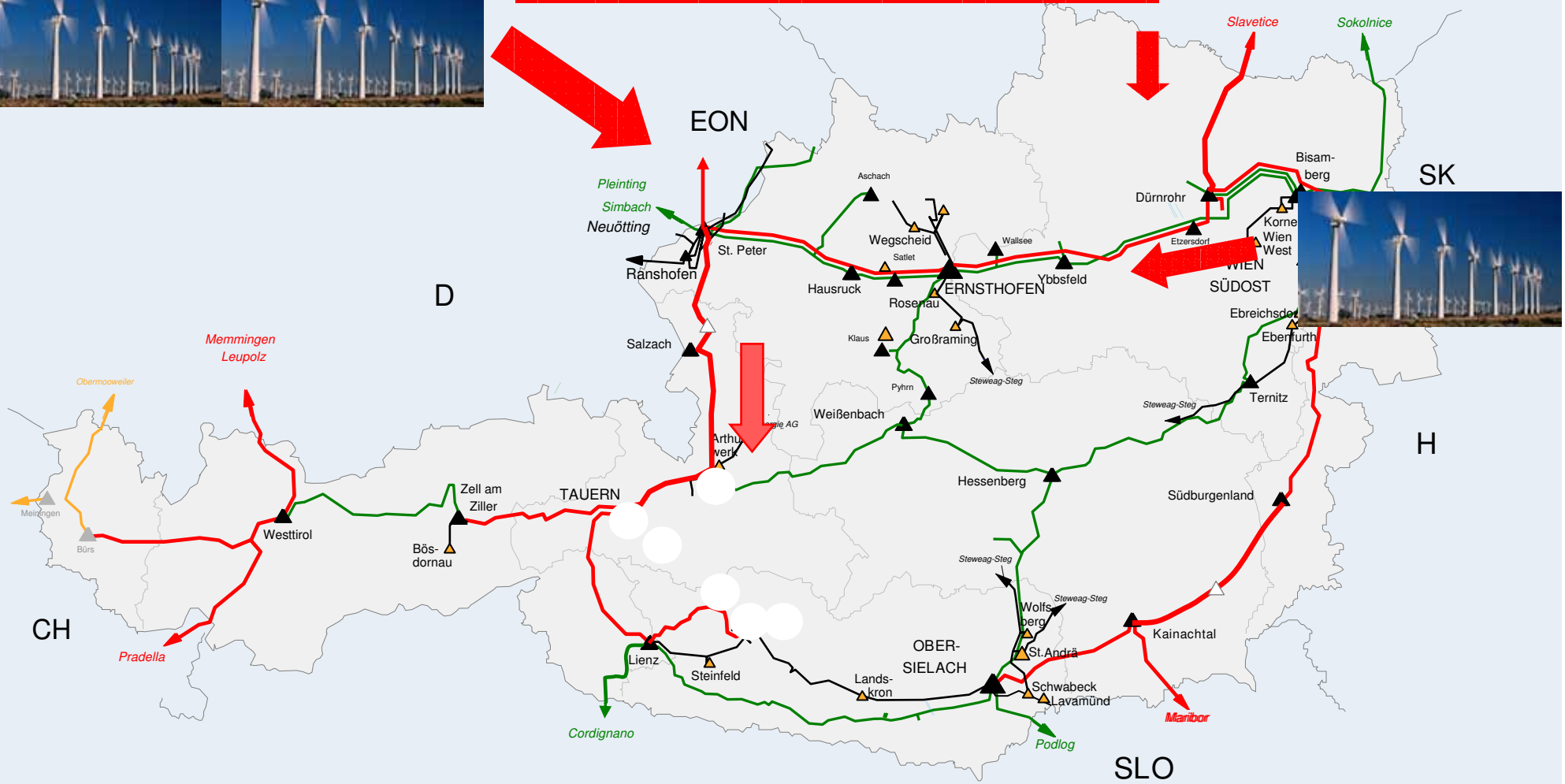
Szenarien

- EU Ziel 20-20-20
  - 20 % Effizienzsteigerung
  - 20 % Erneuerbare Energie am Primärenergiebedarf
  - bis zum Jahr 2020

→ Weiterer massiver Ausbau der Windenergie in Europa
  - Beste Standorte u.a. in Deutschland (Offshore)
  - Beteiligung Österreichischer Energieversorger an ausländischen Windkraftprojekten

→ Ausbaubedarf gemäß EU Ziel
  - Ausbau der Windkraft in Österreich bis zu mehreren tausend MW
  - Ausbau der Windenergie in gesamt Europa bis zu hunderttausenden MW




CZ
Slavetice
Sokolnice
EON
Pleinting
Simbach
Neuötting
St. Peter
Ranshofen
Aschach
Wegscheid
Satlet
Wallsee
Hausruck
ERNSTHOFEN
Ybbsfeld
Rosenau
Großraming
Klaus
Pyhrn
Steweag-Steg
Weißenbach
Dürnrohr
Etzersdorf
Bisam-
berg
Korne
Wien
West
WIEN
SÜDOST
SK
Ebreichsdorf
Ebenfurth
Ternitz
Steweag-Steg
H
Hessenberg
Südburgenland
Kainachtal
Maribor
Wolfs-
berg
St.Andrä
Schwabeck
Lavamünd
Podlog
OBER-
SIELACH
Lands-
kron
Steweag-Steg
Steweag-Steg
SLO
Salzach
D
Memmingen
Leupolz
Obermooweiler
Meiningen
Bürs
Westtirol
Pradella
CH
Zell am
Ziller
Bös-
dornau
TAUERN
Lienz
Steinfeld
Cordignano

Kabeldiskussionen

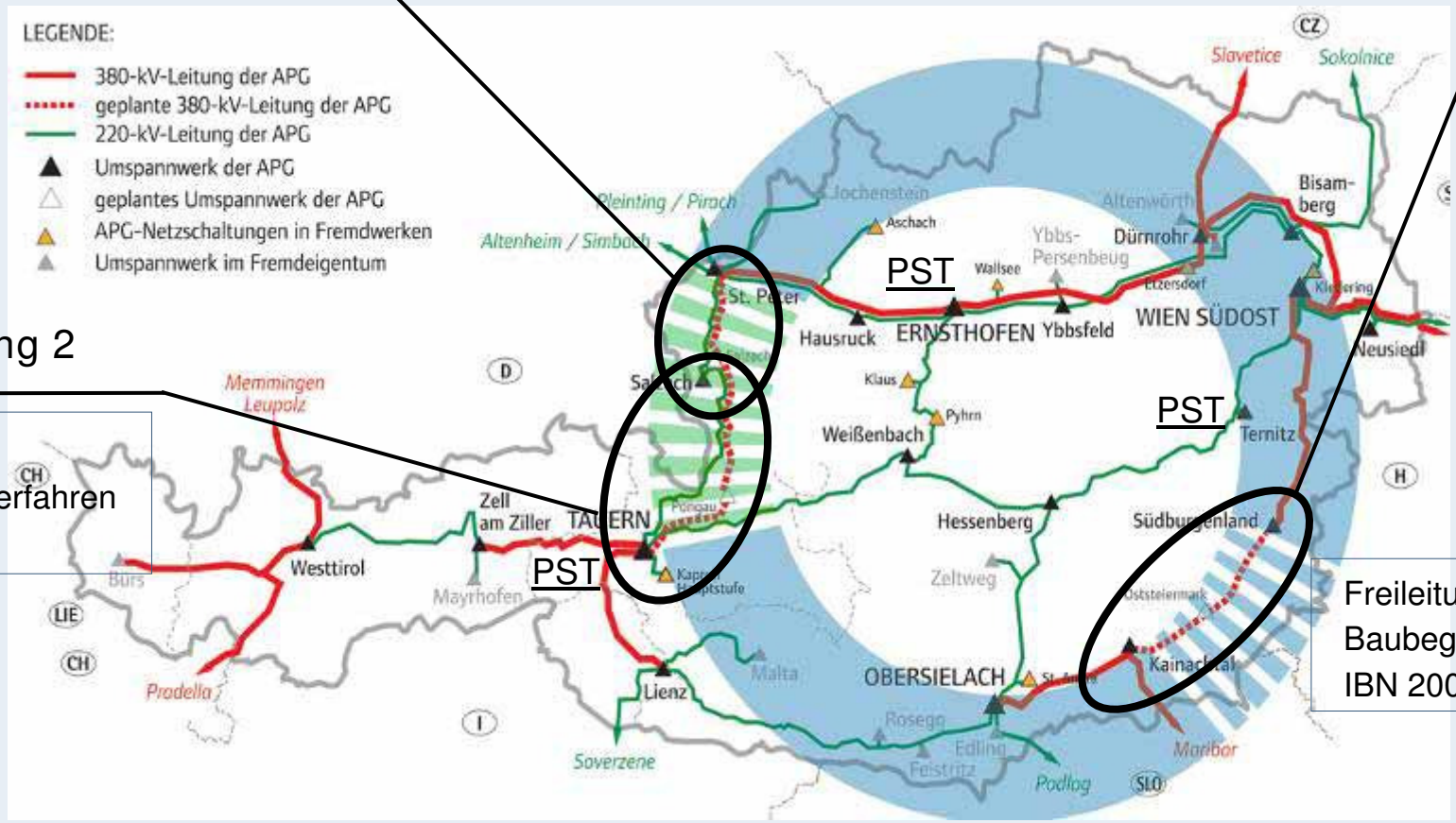
1.Instanz Freileitung
2.Instanz Freileitung
keine aufschiebende Wirkung

Salzburgleitung 1

Steiermarkleitung

Salzburgleitung 2

noch nicht zum Genehmigungsverfahren eingereicht



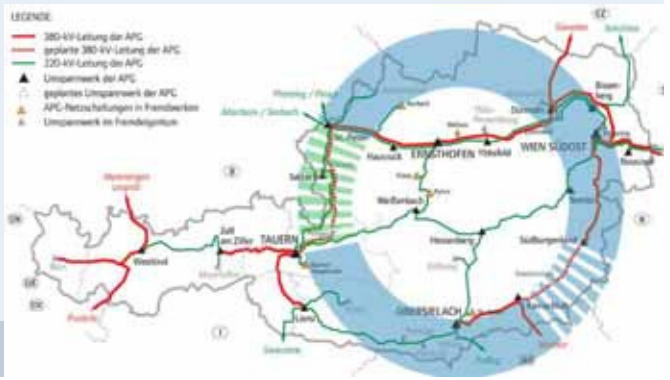
Freileitung
Baubeginn 2007
IBN 2009

380-kV-Ring: höchste Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit notwendig

- Das 380-kV-Ringkonzept ist in seiner Bedeutung für eine nationale Stromversorgung einzigartig.
- Es ist raum- und kostenschonend: es gibt keine parallelen (redundanten) Leitungen wie in einem „vermaschten“ Netz. Daher müssen alle Leitungen höchste Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit aufweisen.
- Es sind nur mehr geringe Maßnahmen zum Schließendes Ringes notwendig

Keine risikoreichen technischen Experimente im 380-kV-Ring

- Der 380-kV-Ring hat sehr spezifische technische Anforderungen.
- Erdkabel wurden weltweit noch nie unter diesen spezifischen Anforderungen eingesetzt: Sie sind daher dafür nicht Stand der Technik, ein hohes Risiko für die Stromversorgung und sind für den 380-kV-Ring ungeeignet.
- Es gibt derzeit keine Kabel im Übertragungsnetz



Unterschied zwischen dem deutschen und dem österreichischen 380kV-Netz

Quelle: vdn Daten und Fakten 2006

Deutschland verdichtet sein 380kV-Netz.

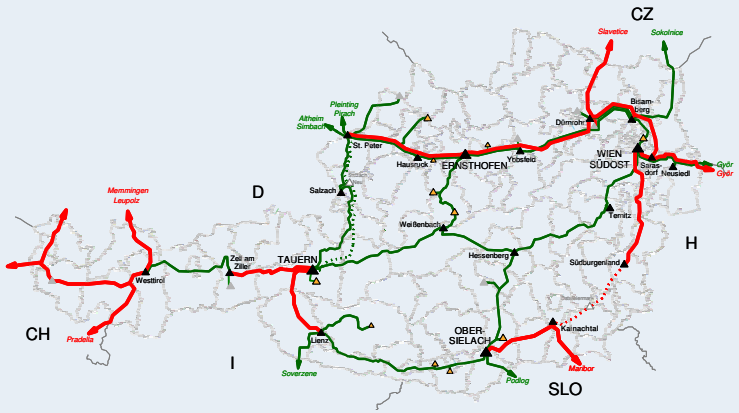
Österreich errichtet den ersten Ring.

Unterschied zwischen dem deutschen und dem österreichischen 380kV-Netz

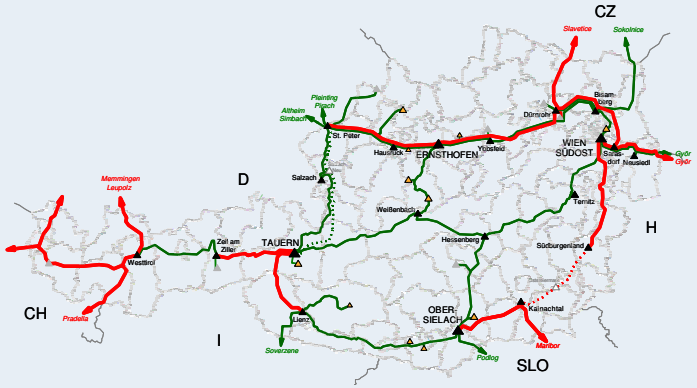
Quelle: vdn Daten und Fakten 2006

Deutschland verdichtet sein 380kV-Netz.

Österreich errichtet den ersten Ring.



Vergleich mit dem
Übertragungsnetz der Schweiz



Kabelstudien zur Steiermarkleitung (98 km)

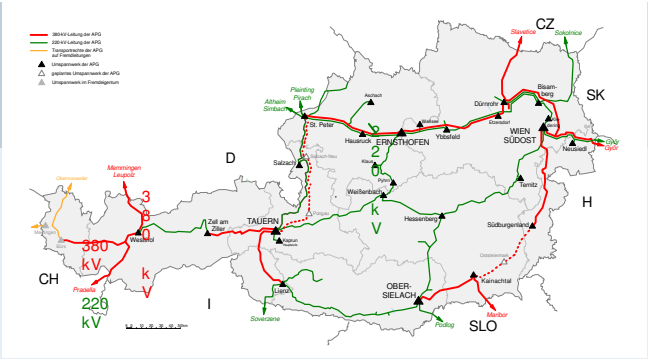
- TU Graz
- Privatkabel SteiermarkKABEL@

Kabelstudien zur Salzburgleitung 1 (46 km)

- Machbarkeitsstudie Hoffmann/Noack
- Gutachten Prof. Noack
- HTL Salzburg

Kabelstudien zur Salzburgleitung 2 (116 km)

- Prof. Oswald für österreichischen Regulator E-control
- KEMA Dresden für die Salzburger Landesregierung
- Machbarkeitsstudie Hoffmann/Noack



Studie der KEMA für die Salzburgleitung

Unrealistische Annahmen

- Verlegetiefe in nur 1,2 Meter
- Keine Berücksichtigung von
  z.B. Bach-, Bahn-, Straßen- und Flussquerungen (u.a. Salzach)
- EMF-Grenzwerte und Ö-Norm nicht berücksichtigt und weit überschritten – bis zu 200%
- Unrealistisch guter Wärmeabtransport des Bettungsmaterials (entspricht nur Laborbedingungen)
- Unzutreffender Lastfaktor – jener für Verteilnetze verwendet
- Keine Reserven (z.B. für schwankende Umgebungsbedingungen)

➢ Die Kombination unrealistischer Annahmen führt zu praxisferner Leistungsfähigkeit des Kabels.

Eine Verkabelung im 380-kV-Ring der APG wurde bereits mehrfach von Behörden negativ beurteilt:

- Landesregierung Steiermark (Steiermarkleitung, 2005)
- Landesregierung Burgenland (Steiermarkleitung, 2005)
- Landesregierung Salzburg (Salzburgleitung 1, 2006)
- Landesregierung Oberösterreich (Salzburgleitung 1, 2006)
- unabhängiger Umweltsenat (Steiermarkleitung, 2007)
- unabhängiger Umweltsenat (Salzburgleitung 1, 2008)
- BMWA (privates Steiermarkkabel-Projekt Studienautoren Hoffmann/Noak, 2007)

Begründung für die negativen Beurteilungen

- Entspricht nicht dem öffentlichen Interesse an der Versorgung der Bevölkerung oder eines Teiles derselben mit elektrischer Energie (Zitat aus dem Bescheid des BMWA 2007)
- Insgesamt negative Umweltauswirkungen im Vergleich zur Freileitung

Die KEMA teilt mit, daß die Ergebnisse ihrer Studie für die Salzburgleitung ohne Berücksichtigung der erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verallgemeinert wurden. KEMA wird deshalb an keiner öffentlichen Diskussion zu diesem Thema teilnehmen (siehe Presse-Auszug).

Damit stellt sich die Frage nach dem Wert der Studie für die Salzburgleitung.

Absage. "Das führte leider dazu, dass die Ergebnisse unserer Machbarkeitsstudie zu optimistisch interpretiert und ohne Beachtung der erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen verallgemeinert wurden." Um weiteren Schaden von der Firma abzuwenden, werde KEMA an keiner öffentlichen Diskussion zu diesem Thema mehr teilnehmen.

http://www.vol.at/news/vorarlberg/artikel/debatte-um-erdverkabelung-im-montafon/c... 17.11.2008

Online gestellt: 11.11.2008 15:53 Uhr
Aktualisiert: 11.11.2008 15:59 Uhr
Es gibt 1 Beitrag zu diesem Thema

Debatte um Erdverkabelung im Montafon

Montafon - Das Thema Erdverkabelung wird im Montafon schon seit geraumer Zeit thematisiert. Der Stand Montafon bemüht sich schon länger gemeinsam mit der Bürgerinitiative „Pro Nofatnom“ und den Vorarlberger Illwerken um eine sachliche Diskussion zu diesem Thema.

Foto: meznar-media.com

Allerdings habe es eine überraschende Wende in der Diskussion um Erdverkabelung der Stromleitungen im Montafon gegeben. Jene Firma, die in Salzburg eine Machbarkeitsstudie für Erdverkabelungen durchgeführt hat und auch im Land von Befürwortern immer wieder zitiert wurde, weigere sich nun, an einer öffentlichen Diskussion teilzunehmen. "Weil die Ergebnisse unserer Studie in Salzburg zu optimistisch interpretiert wurde", wie es in einer offiziellen Stellungnahme heißt.

"Zu optimistisch"

Zur Vorgeschichte: der Stand Montafon ist seit längerem um eine offene, sachliche, fachliche und unvoreingenommene Aufarbeitung der Erdverkabelungs-Debatte im Montafon bemüht. In Zusammenarbeit mit den Vorarlberger Illwerken und der Bürgerinitiative "Pro Nofatnom" war eine Podiumsdiskussion geplant, um das Thema mit Befürwortern und Gegnern öffentlich debattieren zu können. Die Dresdner Firma KEMA – die nach einer Machbarkeitsstudie in Salzburg auch in Vorarlberg Befürworter der Erdverkabelung auf den Plan rief – hat jetzt allerdings einen Rückzug angetreten. "Die Zusammenhänge zur Verkabelung von Höchstspannungsleitungen sind sehr komplex und für Laien schwer zu verstehen", heißt es in der schriftlichen Absage. "Das führte leider dazu, dass die Ergebnisse unserer Machbarkeitsstudie zu optimistisch interpretiert und ohne Beachtung der erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen verallgemeinert wurden." Um weiteren Schaden von der Firma abzuwenden, werde KEMA an keiner öffentlichen Diskussion zu diesem Thema mehr teilnehmen.

Stand der Technik Österreich

- Mehrere österreichische Bundesgesetze definieren „Stand der Technik“

„Stand der Technik“ ist

„der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende *Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist.* Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, welche am wirksamsten zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt sind. Bei der Festlegung des Standes der Technik sind unter Beachtung der sich aus einer bestimmten Maßnahme ergebenden Kosten und ihres Nutzens und des Grundsatzes der Vorsorge und der Vorbeugung im Allgemeinen wie auch im Einzelfall die Kriterien ... zu berücksichtigen;“

Diese Definitionen finden sich in § 71a Gewerbeordnung, §2 Abfallwirtschaftsgesetz, und § 12a Wasserrechtsgesetz.

Stand der Technik in Österreich

REPUBLIK ÖSTERREICH

Umweltsenat

A-1010 Wien, Stubenbastei 5

Tel. : (01) 515 22-2131
Fax : (01) 515 22-7122
e-mail : post@umweltsenat.gv.at
DVR : 0775517

Internet : http//www.umweltsenat.at

US 9B/2005/8-529

Wien, am 27. Juni 2008

"Als Ergebnis der Würdigung der dargelegten gutachtlichen Ausführungen der von den Behörden dem Verfahren beigezogenen Fachleute ist somit – auch unter Berücksichtigung der von BerufungswerberInnen vorgelegten Studien – festzuhalten, dass Teilverkabelungen unter Beachtung der im österreichischen (überregionalen) 380 kV-Übertragungsnetz vorgegebenen Leistungserfordernisse und Rahmenbedingungen bereits einen zentralen Aspekt des Rechtsbegriffs "Stand der Technik", eine technische Lösung muss "erprobt und erwiesen" sein, derzeit jedenfalls nicht erfüllen. Wenngleich vor diesem Hintergrund nicht weiter

www.umweltsenat.at

Stand der Technik in Niedersachsen

Aus dem Landesraumordnungsprogramm

Die Änderung des Landesraumordnungsprogramms wurde im Landtag beraten und als Stellungnahme an die Landesregierung beschlossen. Das Kabinett hat am 18.12.2007 die Verordnung über das Landesraumordnungsprogramm entgültig verabschiedet. Die Veröffentlichung im Niedersächsischen Gesetz- und Verordnungsblatt ist am 29. Januar 2008 erfolgt.

Änderung des Landes-Raumordnungsprogramms
hier: Ergänzungen in Korrespondenz zum Niedersächsichen Erdkabelgesetz

Begründung - zu Ziffer 07, Sätze 4 und 5:

Zur Vermeidung von wesentlichen Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes, der Siedlungsstruktur und zum Schutz der Wohnbevölkerung sind vorrangig die Möglichkeiten der unterirdischen Verlegung auszuschöpfen. Es ist daher projektbezogen zu prüfen, ob für eine Hoch- bzw. Höchstspannungsleitung eine geeignete unterirdisch verlegte Leitungstrasse (unterirdische Rohrleitung bzw. Kabel) möglich ist. Allerdings entspricht die unterirdische Verlegung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen des Übertragungsnetzes mit einer Nennspannung von mehr als 110 kV derzeit noch nicht generell dem Stand der Technik.

aus dem internet 31.Oktober 2008 http://www.netzausbau-niedersachsen.de/00000099a20f0ea04/00000099b50bc5527/index.html#00000099ce094732c

Aktueller Vortrag der KEMA bestätigt hohes Risiko von Kabeln

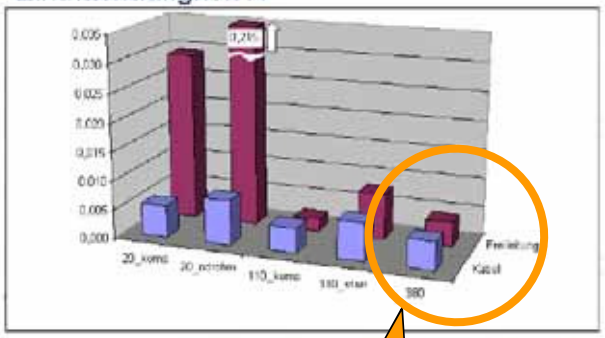
Auszug aus einem Vortrag der KEMA bei einer Kabelkonferenz (November 2008/ Düsseldorf) mit Ergänzungen durch die APG:

Basis ist Statistik 1994 – 2001

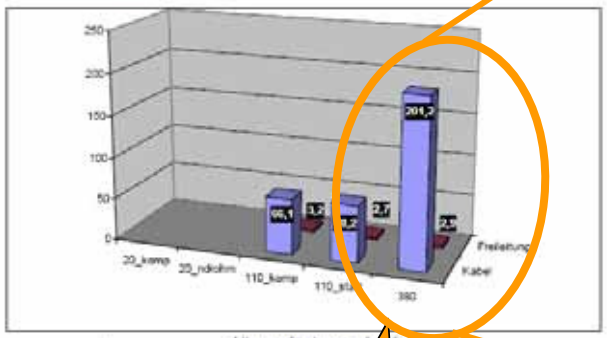
Versorgungszuverlässigkeit

Auswertung der VDN-Zuverlässigkeitskenndaten 1994-2001 *

Eintrittshäufigkeit *H*



AUS-Dauer *T*



Anzahl der Ereignisse 1994 - 2001

UNE	20_{komp} **	20_{ndrohm} **	110_{komp}	110_{starr}	380
F	16.919	32	871	426	492
K	1.130	113	44	104	2

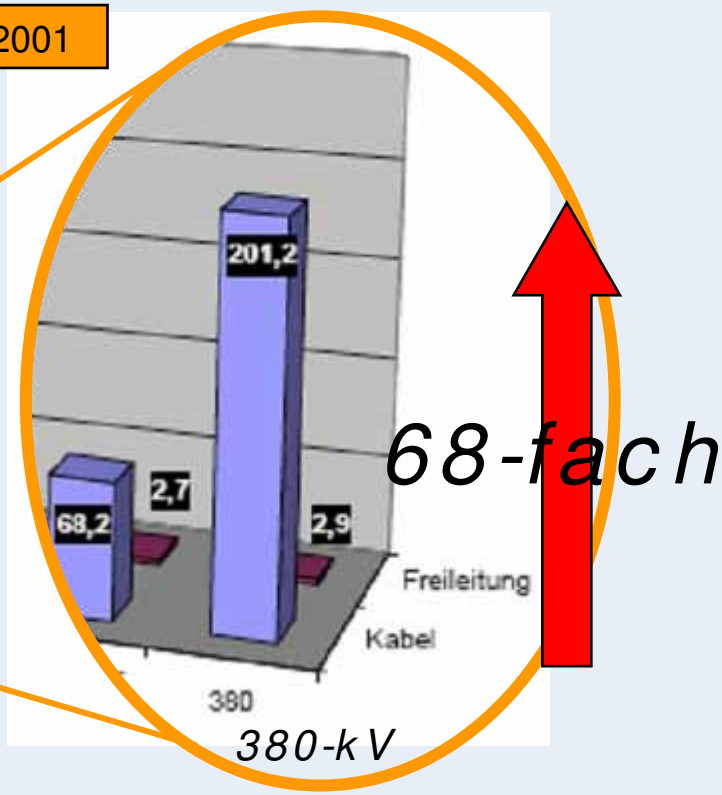
Alle verfügbaren Ausfallmodelle

UNE Unabhängiger Einfachausfall
EAS Einfachausfall mit Schutzauslösung
UHA Unverzögerte Handausschaltung
VHA Verzögerte Handausschaltung
COM Common-Mode-Fehler
SVS Schutzversager (Folgeausfall)
LVS Leistungsschalterversager (Folgeausfall)
SUE Schutzüberfunktion (Folgeausfall)
SPS Spontane Schutzüberfunktion
EIP Stehender Erdschluss
MEH Mehrfachausfall mit Mehrfachausfall

* Nur für Ausfallmodell „UNE" (unabhängiger Einfachausfall)
** Darstellung nur für VPE-Kabel

11.11.2008

KEMA



Wahrscheinlichkeit, dass ein Schaden passiert ist bei 380-kV-Kabel und 380-kV-Freileitung etwa gleich groß

Reparaturdauer (=Aus-Zeit) beträgt bei einem 380-kV Kabel jedoch das *68-fache* einer 380-kV-Freileitung

Risiko eines 380-kV-Kabels ist 68-fach höher!

KEMA

Overhead v. Underground Transmission Lines: Factors & Analyses in Considering Placement

by
Richard A. Wakefield, KEMA, Inc.

Presentation to the:
EMERGING TECHNOLOGY ISSUES ADVISORY COMMITTEE
RICHMOND, VIRGINIA

JULY 19, 2005

Comparative Failure Rates

Cable Type	Actual (per 100 miles of cable per year)
HPFF in steel pipe	0.5
XLPE in Duct – Optimistic	0.64
XLPE in Duct – Realistic	2.02
XLPE in Duct – Pessimistic	9.93

Source: ISO New England, Discussion of Cable Technologies Under Evaluation for use in the Southwest Connecticut 345 kV Transmission Project, Peter T. Brandien, March 14, 2005

12

KEMA

- aus Präsentation KEMA Inc. (USA) folgt:
  - Nichtverfügbarkeit Kabel zu Freileitung 56 bis 874-fach schlechter
- Univ. Prof. Oswald – im Auftrag der E-Control:
  - Nichtverfügbarkeit Kabel zu Freileitung mind. 40-fach schlechter

Zitat aus der EN 50341:
„Nichtverfügbarkeit einer elektrischen Freileitung ergibt sich sowohl aus dem Versagen der Tragwerke oder ungenügender elektrischer Zuverlässigkeit als auch infolge des Versagens wegen anderer unvorhergesehener Ereignisse wie Erdrutsche, Auftreffen von Gegenständen, Sabotage, Werkstofffehlern usw.“

Schadensdauer (Beispiele)

Mailand: 380-kV-Teilverkabelung Tubigo-Rho

3 Schäden mit insgesamt 4 Monaten Ausfall in 1,5 Betriebsjahren!

Wien: 4 x Schäden an 380kV-Öl-Kabeln durch Bau- und Grabarbeiten

3 Schäden: Reparaturzeiten jeweils 2-3 Monate, Kosten jeweils bis 720.000 €

4. Schaden: 380kV-Kabelbeschädigung August 2008, Organisation der Reparatur 3 Monate, plus Reparatur 1 Monat

Schweiz: Mai 2008, Schaden an 220kV-Endverschluss nach 2 Monaten Betrieb in Mettlen/Schweiz, Dauer der Reparatur: ca. 3 Monate

Österreich, APG: Ausfall 220kV- Kabel-Endverschluss im UW Wien-Südost Jänner 2007, Baujahr 1999, Schadensbehebung dauerte 2 Monate

„Es tut uns leid, nicht jemand von xxxxx aufbieten zu können; unser sämtliches Montagepersonal ist irgendwo auf der Welt im Einsatz. In den nächsten Wochen wird kein einziger Monteur zurückkehren.“

Berlin: Sanierung für 220kV Kabelausfälle (Schäden am 1.Jänner 2008 und am 1. Feb 2008) dzt. noch anhängig. Ausfälle von Endverschlüssen. Reparaturdauer 1 ¼ Jahre

Berlin: 380kV-Kabelschaden Februar 2006: Muffen-Montagefehler bei einem 6 Jahre alten Kunststoffkabel, Reparatur unter größtem Zeitdruck dauerte 2 Wochen, wurde durch die Tunnelverlegung begünstigt

Salzburger Landes-Elektrizitätsgesetz Dez 2008

„Erdverkabelung

§ 54a

(1) Als ein öffentliches Interesse, das in Verfahren zur Erteilung der Bau- und Betriebsbewilligung von Leitungsanlagen Beachtung zu finden hat, gilt auch die Vermeidung von Nutzungskonflikten.

(2) Zur Wahrung des öffentlichen Interesses gemäß Abs 1 dürfen zur Errichtung kommende Leitungsanlagen mit einer Nennspannung von mehr als 110 kV in sensiblen Bereichen auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten nur als Erdkabel ausgeführt werden.

(3) Als sensible Bereiche gelten Bereiche, in denen der von der Achse einer Leitungsanlage gemessene Abstand unterschreiten würde:

1. 400 m zwischen einer Freileitung und dem im Flächenwidmungsplan der Gemeinde ausgewiesenen Bauland der Kategorien des § 30 Abs 1 Z 1 bis 5 und 9 des Salzburger Raumordnungsgesetzes 2009;

2. 200 m zwischen einer Freileitung und einzelnen der dauernden Wohnnutzung dienenden Bauten auf Flächen, die nicht gemäß § 30 Abs 1 bis 5 und 9 ROG 2009 gewidmet sind.

Salzburger Landes-Elektrizitätsgesetz Dez 2008

(4) Ein Erdkabel-Teilabschnitt ist technisch und wirtschaftlich effizient, wenn

a) als Stand der Technik die elektrotechnische Realisierbarkeit der Erdkabelleitung unter Berücksichtigung der Erfordernisse eines sicheren Betriebes feststeht;

b) die Bodenbeschaffenheit im betreffenden Teilabschnitt eine Erdverkabelung ohne Gefährdung eines sicheren Betriebes zulässt;

c) der mit der Erdverkabelung im Vergleich zu einer Freileitung, die das öffentliche Interesse gemäß Abs 1 unter Berücksichtigung der Erfordernisse eines sicheren Betriebes und der wirtschaftlichen Vertretbarkeit des Aufwandes nur im geringst möglichen Maß beeinträchtigt, allenfalls entstehende Zusatzaufwand verhältnismäßig ist; bei der Prüfung dieser Verhältnismäßigkeit sind insbesondere auch der Mehrwert der Erdverkabelung im Hinblick auf den Tourismus, die Liegenschaftswerte im sensiblen Bereich, die Raumersparnis sowie die raschere Projektverwirklichung auf Grund der Konfliktvermeidung entsprechend den örtlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

(6) Die Abs 1 bis 5 gelten auch für wesentliche Änderungen einer bestehenden Freileitung mit einer Nennspannung von mehr als 110 kV. Wesentliche Änderungen sind dabei auch Verschwenkungen der Leitungstrasse um mindestens 10 m auf einer durchgehenden Länge von 5 km, wobei kürzere Abschnitte innerhalb einer Leitungsanlage auch dann zusammenzurechnen sind, wenn die einzelnen Abschnitte zwar getrennt, aber innerhalb eines Zeitraums von 10 Jahren geändert werden, sowie die Erhöhung der Nennspannungsebene oder eine wesentliche Erhöhung der Übertragungskapazität.“

Begründungen im Salzburger ELG für die Forderung nach Verkabelungen bei Leitungen über 110kV

Bezugnahmen auf die KEMA-Studie zu

Nichtverfügbarkeit

Mehrkosten einer Kabelanlage

Mehrkosten je Haushalt

Freileitungen bis einschließlich 110kV sind im großen und ganzen akzeptiert

400/200m-Vorgaben orientieren sich am Erdkabelgesetz in Niedersachsen und dem Entwurf zum deutschen EnLAG

n-1-Kriterium muß auch für eine Kabelanlage gelten

Prüfung der Verhältnismäßigkeit hat zu erfolgen, evtl. unter Beiziehung eines EU-Koordinators

Aber:

Die KEMA hat sich aus der öffentlichen Diskussion über ihre Salzburger Studie zurückgezogen.

Die KEMA teilt mit, daß die Ergebnisse ihrer Studie für die Salzburgleitung ohne Berücksichtigung der erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verallgemeinert wurden.

Rechtliche Prüfung des LEG

Nach rechtlicher Prüfung kommen die Juristen der APG zur folgenden Beurteilung

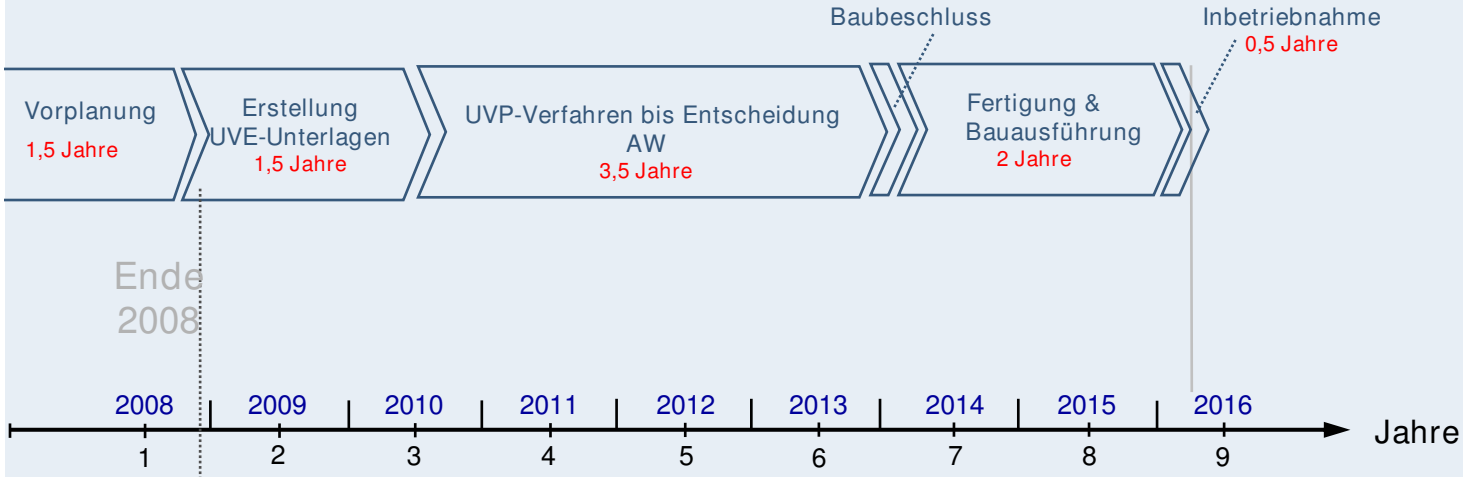
- Eine Teilverkabelung bringt keine leichtere und keine raschere Umsetzung einer 380 kV-Leitung
- In Wahrheit wäre ein Teilverkabelungsprojekt aus rechtlicher Sicht zumindest nur mit großem Zeitverlust bzw. wahrscheinlich gar nicht machbar.
- Die extrem schwierigen Wertungs- und Abwägungsfragen bei Teilverkabelungsabschnitten lassen die Erfolgsaussichten von Höchstgerichtsbeschwerden kaum prognostizieren. Fazit: Entscheidungen abwarten
- Baubeschluß erst nach Abschluss von Verfahren vor dem Verfassungsgerichtshof und/oder vor dem Verwaltungsgerichtshof. Gemessen an der üblichen Verfahrensdauer ergibt das alleine daraus eine zusätzliche Verzögerung um eineinhalb bis drei Jahre.

Außerdem: Es wird auch zu Forderungen nach einer Freileitung statt einem Kabel kommen (auch weil die Behörden in den bisherigen UVP-Verfahren die Freileitung als umweltverträglicher erkannt haben).

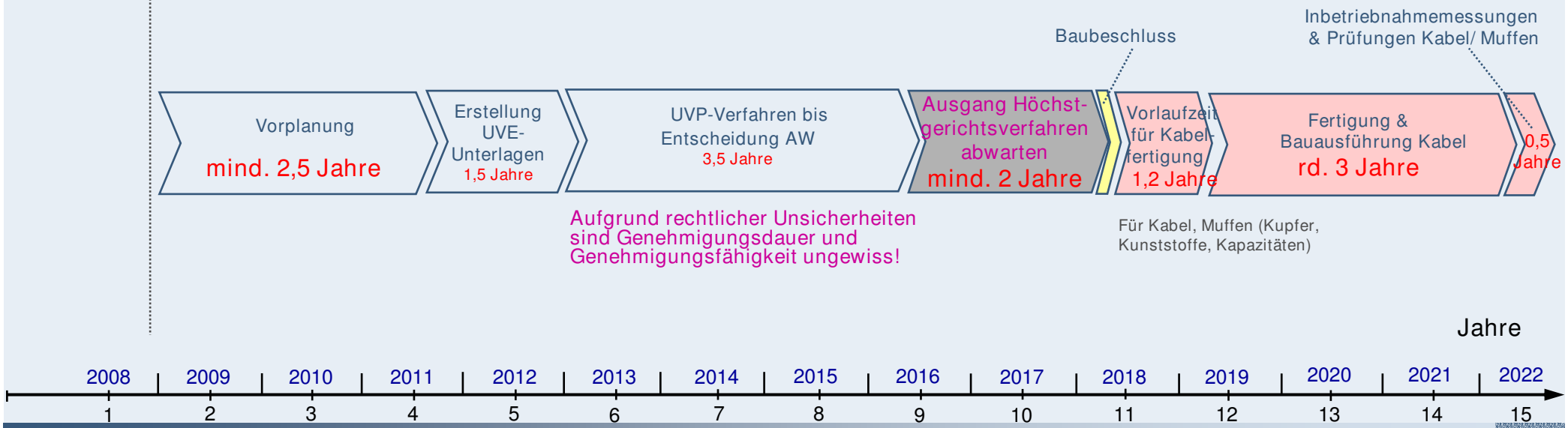
<u>Kann zu einer Endlos-Schleife des Genehmigungs-Verfahrens führen</u>

Keine Beschleunigung durch Teilverkabelung der Salzburgleitung 2

- Umsetzungsdauer als reines Freileitungsprojekt



- LEG → „Zurück zum Start“: Neuprojekt mit Teilverkabelung



Kampf ums Erdkabel: Jetzt will auch Brüssel vermitteln ● Große Hoffnungen

380 kV: EU-Koordinator ist fix!

Jetzt wird im Strom-Kampf an der Salzburgleitung auch die EU aktiv: Kommissar Andris Piebalgs hat den Hilferuf doch noch erhört und einen EU-Koordinator zugesagt. Er soll zwischen den harten Fronten vermitteln und dafür sorgen, dass Kabel-Lösungen nicht von vornherein abgeschmettert werden. In Salzburg setzt man hohe Erwartungen in den „Strom-Mediator" ...

„Ich bin froh, wenn es den Koordinator gibt. Es war unsere Initiative, alles so vorzubereiten, dass es wir ihn kriegen", begrüßt Energie-Landesrat Sepp Eisl die Entscheidung. Und er ist überzeugt: „Wir werden mit dem Koordinator in Salzburg vieles bewegen und bewirken können. Es kommt dadurch eine internationale Sicht in die Diskussion."

Im Frühsommer starteten Eisl und Landes-Vize Wilfried Haslauer ihre „Strom-Mission" nach Brüssel. Die Landeshauptfrau setzte sich ein. Und auch Wirtschaftsminister Martin Bartenstein konnte überzeugt werden. Gabi Burgstaller froh: „Ein EU-Vermittler stärkt die Position Salzburgs!"

Und er wird in den Gemeinden entlang der Strom-

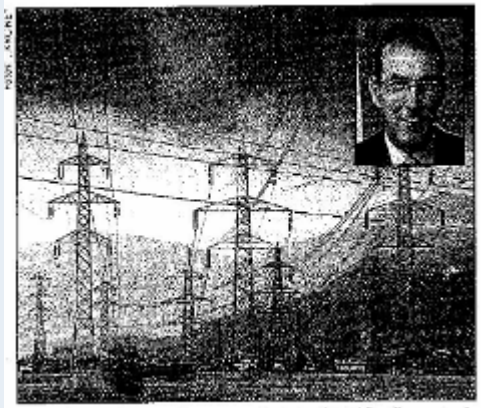
> „Die Salzburgleitung hat eine europäische Dimension. Es geht nur mit modernster Technik."
> Bürgermeister Josef Guggenberger

autobahn im ersten und zweiten Abschnitt viel zu tun haben: Die Fronten zwischen Betreiber und Anrainern ist hart und es muss auch zwischen den Behörden von Gemeinde, bis zu Land und Bund vermittelt

VON SABINE SALZMANN

werden. „Die Leitung hat ja schließlich eine europaweite Dimension", begrüßt auch Berndorfs Bürgermeister Josef Guggenberger die übergeordnete Hilfe. „Gerade weil der Strom-transit von der Ostsee bis in den Süden Zigmillionen Menschen betrifft, muss die modernste Technik eingesetzt werden", hofft Guggenberger, dass die EU doch noch nachdenklich wird. Und man hat in Brüssel die Salzburgleitung auch längst unter die 20 wichtigsten Infrastruktur-Projekte in der ganzen Union gereiht: „Die EU will sich jetzt dahinterklemmen, dass die beste Lösung kommt", hoffen viele besorgte Anrainer.

Die Entscheidung muss noch im EU-Parlament vorgeschlagen und beschlossen werden. Das dürfte aber nur mehr ein Formalakt sein. Wann der Koordinator seine Arbeit genau aufnimmt, fest noch nicht fest.



Harte Strom-Fronten: Kommissar Piebalgs (kl. Bild) will vermitteln

Das Wirtschaftsministerium und die Salzburger Landesregierung haben die Kommission Ende 2008 um die Einsetzung eines EU-Koordinators für die Salzburgleitung 2 gebeten.

Der Koordinator verschafft sich ein objektives Bild und spricht mit allen Betroffenen (in- und ausländische EVU, Bürgermeistern, Gemeinden, Politikern, Verbänden …)

EU holt Abramowitsch als Koordinator ● Er arbeitete schon für Energiekonzern

Stromautobahn: Deutscher trägt die Hoffnung der Kabel-Kämpfer

◀ *EU-Koordinator für 380-kV-Leitung: Abramowitsch.*

Auf Georg Wilhelm Abramowitsch ruhen jetzt alle Hoffnungen der Kabel-Kämpfer in Salzburg: Die EU-bestellte den 61-Jährigen jetzt als „Koordinator" für die 380-kV-Leitung durch Salzburg. Er soll für Kompromiss und raschen Baubeginn sorgen. Der Ex-Politiker arbeitete früher auch für einen Energiekonzern.

Die Stromautobahn zählt auch für die EU zu den dringendsten Projekten – deshalb stimmte Energie-Kommissar Andris Piebalgs zu, als Salzburg einen „Koordinator" für die 380er-Leitung wollte.

„Krone"-Leser wissen: Der Verbund will eine gigantische Freileitung Salzburg bauen. Dagegen wehren sich die besorgten Bürger. Sie fordern mit Unterstützung der Landesregierung, dass Teile der Leitung verkabelt werden.

Abramowitsch soll einen Kompromiss schaffen – und einen raschen Baubeginn. Der 61 Jährige wurde Montag von Piebalgs als Koordinator geholt, die Bestätigung durchs EU-Parlament fehlt aber noch. Landeschefin Gabi Burgstaller: „Die Bestellung zeigt, wie wichtig die

VON ROBERT REDTENBACHER

380er-Leitung auch der EU ist. Ich hoffe, dass Abramowitsch konstruktiv, im Sinn der Bevölkerung arbeitet."

Skeptiker weisen aber auf Abramowitschs Werdegang hin: Er war nicht nur Staatssekretär in Deutschland, sondern arbeitete auch jahrelang für eine Firma, die jetzt zum Atom-Konzern RWE gehört.

Kosten für Erdkabel der Salzburgleitung 2 bringen deutliche Erhöhung des Strompreises

Allein für die Salzburgleitung 2 „Tauern – Salzach neu“ würden enorme Mehrkosten bei Verkabelungen gemäß der kürzlich beschlossenen Novelle des LEG (Landeselektrizitätsgesetz) entstehen.

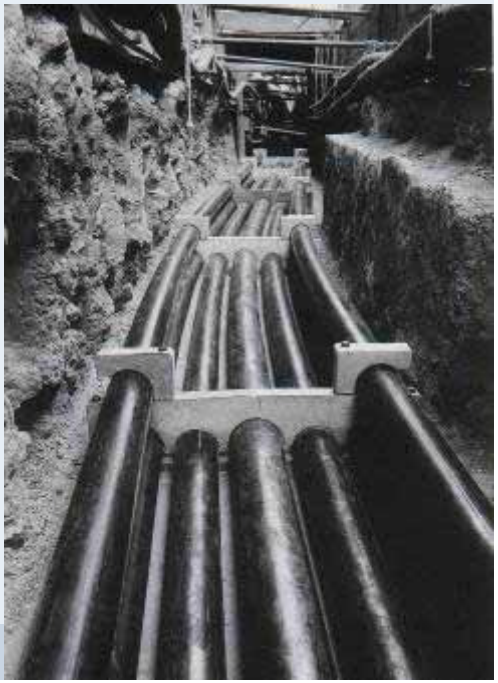
Abzuschätzen ist: Mehrkosten liegen bei ca. 1,5 Mrd €.

Das Land trägt die Konsequenzen und die Mehrkosten.

Laut Regulator sind diese Kosten von den Salzburger Stromkunden zu tragen, was deren Strompreise massiv erhöht.

Beispiele für Unterschiede bei Kabeln

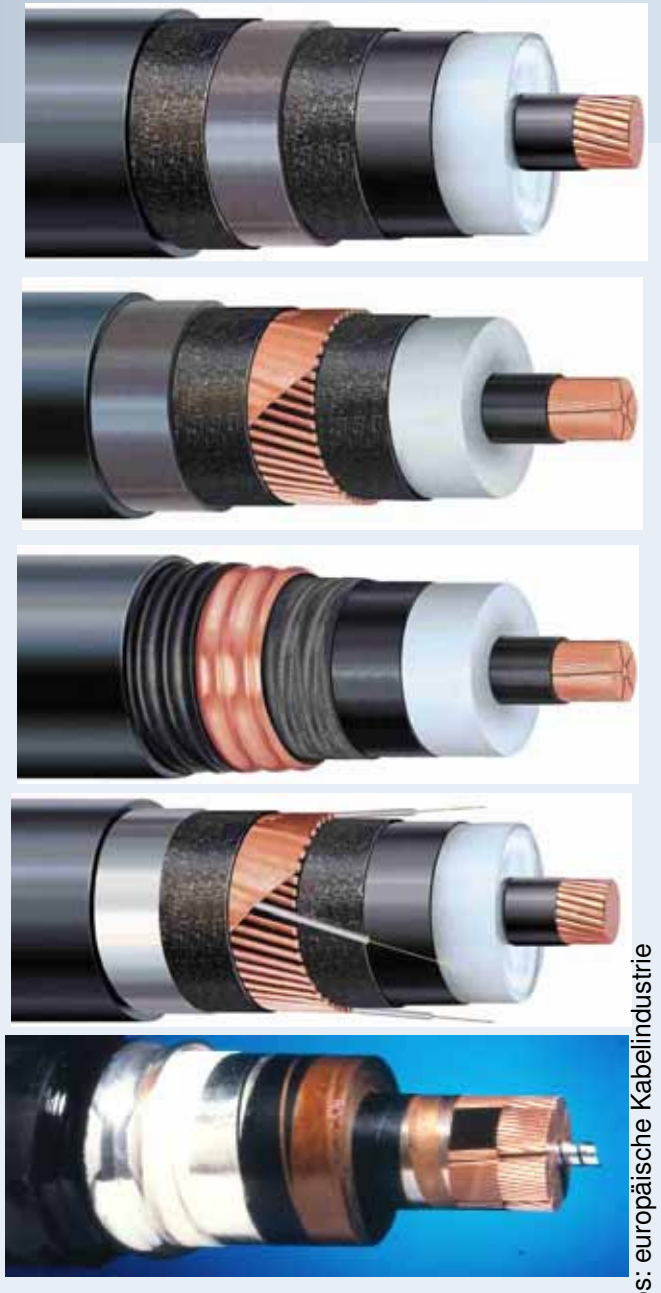
- Zweck der Leitung
  - (Stadt)anspeisung
  - Übertragungsnetz
  - Verteilnetz
  - Kraftwerksleitung
- Verlege-Art
  - Erdverlegung
  - im Trog
  - im Rohr
  - Tunnel
  - Kabelgang
  - gekühlt/ungekühlt
- Umgebung, Gelände
  - Stadt
  - über Land
  - flach/hügelig/gebirgig
  - fremde Wärmequellen
  - parallele Kabelsysteme
  - Klima
- Anforderungen an das Kabel
  - Leistung
  - Lebensdauer
  - Zuverlässigkeit



Beispiele für Unterschiede bei Kabeln

- Bauweise
  - Isolierung „Öl“, Kunststoff
  - Leitquerschnitt
  - Schirmquerschnitt
  - Mantelaufbau Bleimantel, Diffusionssperren, Wellmantel, Schichtenmantel
- Verlegeweise
  - Flach, im Dreieck
  - Länge je Trommel
  - Muffenart
- Sonderlösungen
  - Seekabel
  - Steilhangkabel
  - Gleichspannungskabel

Was kostet ein Kabel? = Was kostet ein Essen ?



Photos: europäische Kabelindustrie

Was kostet ein Kabel? = Was kostet ein Essen ?

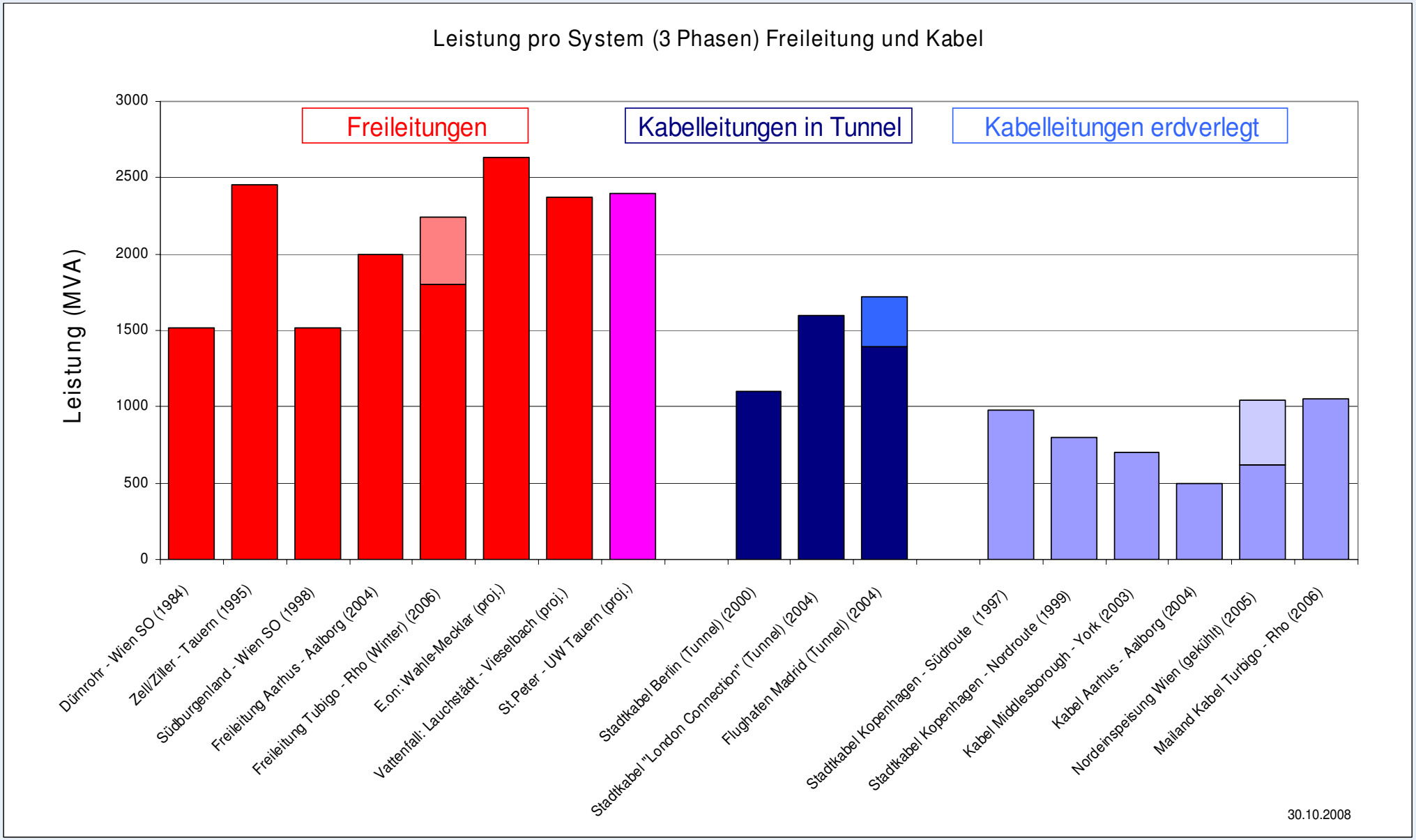
ausgeführte 380 kV Kabelleitungen seit 1997

Land	Strecke	Anzahl der Kabel-Systeme	Länge Trasse (km)	Art der Verlegung	Kabel-quer-schnitt	Leistung/ System (MW)
Österreich	Nordeinspeisung Wien	2	5,2	Erdverlegung, Kühlung möglich	1200mm²	620 MW ungekühlt 1040 MW gekühlt
Italien	Mailand Turbigo - Rho	2 (Doppelkabel)	8,4	Ungekühlte Erdverlegung	2000mm²	1050 MW
Dänemark	Aarhus - Aalborg	2 (Doppelkabel)	14,5	Ungekühlte Erdverlegung	1200mm² (Alu)	500 MW
Deutschland	Berlin	2	6,3 (1998) 5,2 (2000)	in Tunnel mit Gebläse	1600mm²	1100 MW
England	Stadtkabel "London Connection"	1	20	in Tunnel mit Gebläse	2500mm²	1600 MW
England	Middlesbrough - York	2x2 (Doppelkabel)	5,7	Ungekühlte Erdverlegung	2000mm²	700 MW
Spanien	Flughafen Madrid	2	12,8	Tunnel mit Gebläse	2500mm²	1390 MW Sommer 1720 MW Winter
Dänemark	Stadtkabel Kopenhagen	1	21 (1997) 12 (1999)	Ungekühlte Erdverlegung	1600mm²	800 MW(1997) 900 MW(1999)
Niederlande	Querung des Rhein bei Rotterdam	2	2,2	In Rohren	1600mm²	1000 MW
Schweiz	Flughafen Genf	2 (GIL)	0,42	220kV GIL in Kabelgang	-	760 MW
USA	Bethel-Norwalk	2	6	Ungekühlte Erdverlegung	1750/2500	k.A.

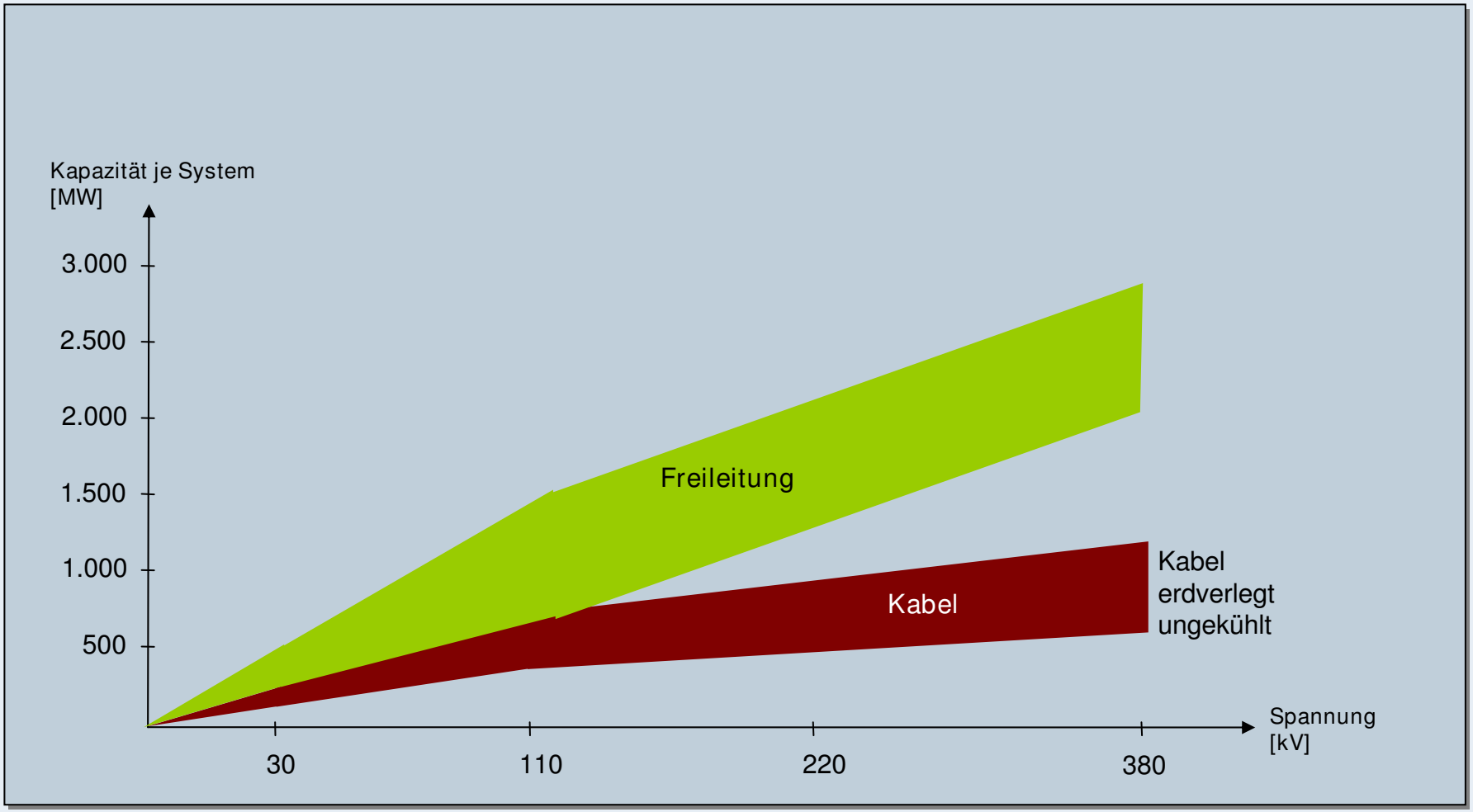
Ausführungen 380 kV Kabelleitungen seit 1997

Kabel in Stadt	Kabel über Land	Flughafen	Wasser-straße	in Erde ungekühlt	in Erde gekühlt	in Rohren	Kabel-gang
Nordeinspeisung Wien					X		
Mailand Turbigo - Rho				X			
	Aarhus – Aalborg (Fjord, Land-schaftsschutzgebiet)			X			
Berlin							X
"London Connection"							X
	Middlesbrough – York (Nähe Naturschuitz-gebiet)			X			
		Madrid					X
Kopenhagen				X			
			Rhein bei Rotterdam			X	
Bethel-Norwalk				X			
6	2	1	1	5	1	1	4

Übertragungsleistung je System FL und Kabel



Kapazitäten Freileitung und Kabel abhängig von der Spannungsebene



Datenquelle: Cigré

Papier der Cigre 338 / 2007
Statistik über Kabelleitungen 1996-2006

Es sind hier nur längere Kabelstrecken aufgenommen, also keine KW-Einbindungen über wenige Kilometer, keine Kabel in Umspannwerken und keine Seekabel.

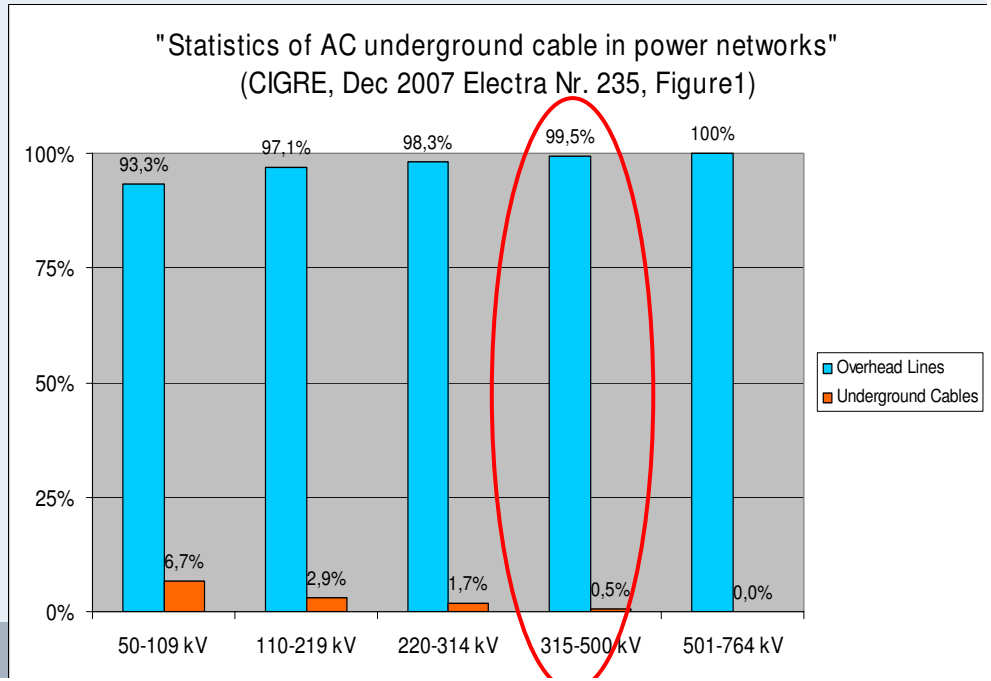
Die Übersicht zeigt für Europa 165,3 neue System-Kilometer Kabellegungen auf der 380kV-Ebene seit 1996. Mit Ausnahme eines Kabels in UK und eines Kabels in Dänemark/Jütland sowie eines unter einer Wasserstraße (Rhein bei Rotterdam) erfolgten alle diese 315-500kV-Kabellegungen seit 1996 in Städten.

Der Anteil an Kunststoff- und Ölkabeln ist ca 50/50 (weltweit)

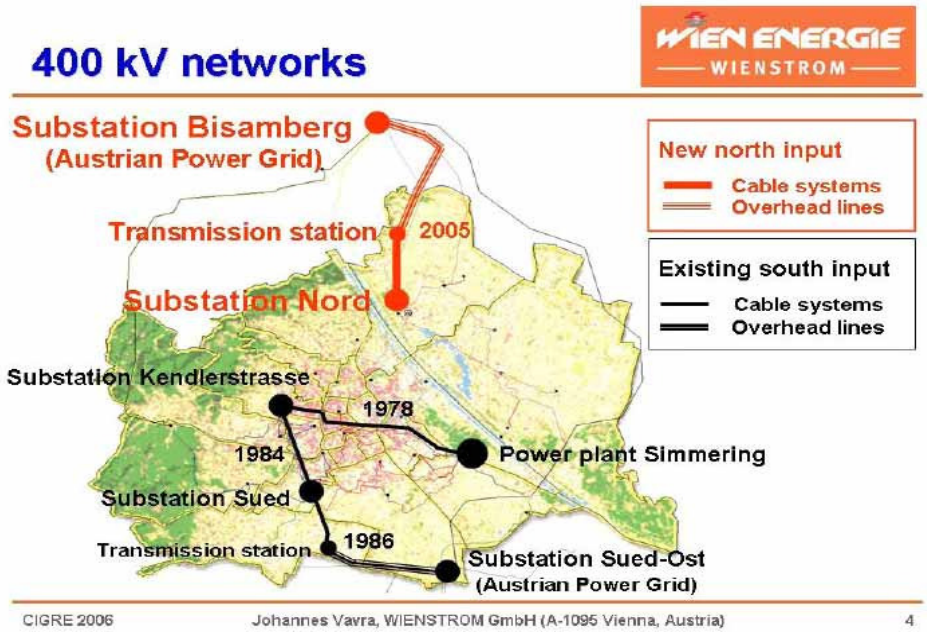
Das 380kV-UCTE-Netz besteht aus 99.71 % Freileitungen und 0,29 % Kabelleitungen (Stadtkabel und Landkabel gemeinsam, Seekabel ausgenommen)

Das 380kV-UCTE-Netz hat 0.04 % Kabelleitungen über Land

Das 380kV-UCTE-Netz hat 0,25 % Kabelleitungen in Städten



Beispiel: 380-kV-Kabel in Wien



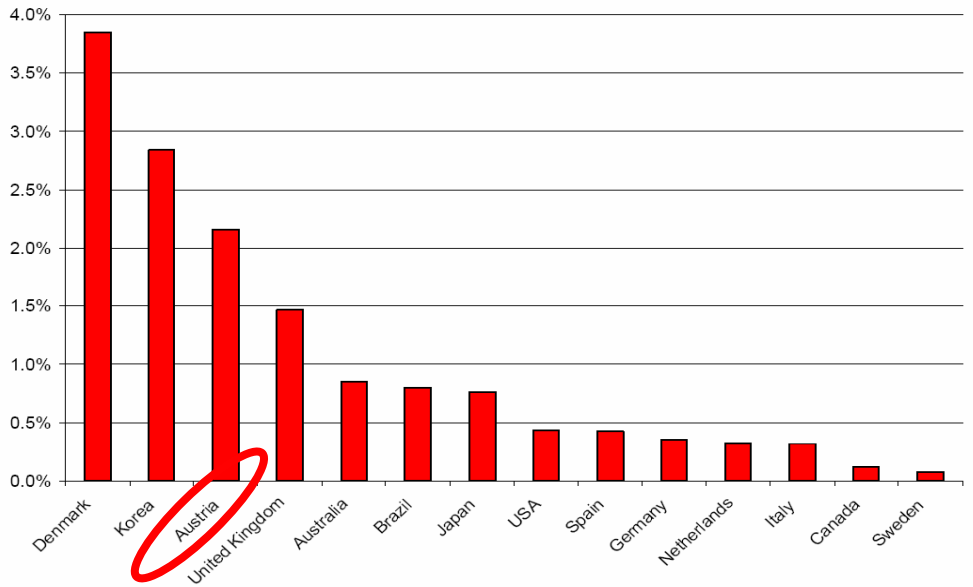
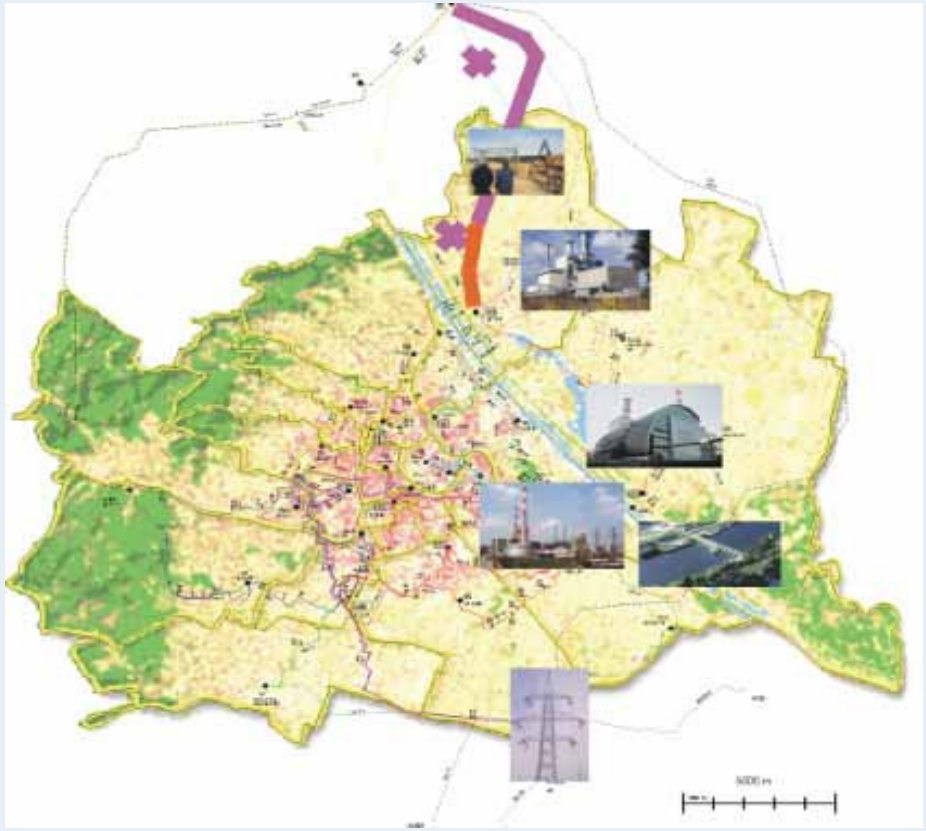


Figure 2.5: Percentage of the total circuit length underground at the 315 – 500 kV voltage levels

Wien betreibt 380-kV-Kabel seit 1978 im dicht verbauten Stadtgebiet. Mit einem Kabelanteil von 2,2 % im 380-kV-Netz liegt Österreich weltweit an 3. Stelle.

Die 380kV-Leitungen in Wien sind keine Übertragungsnetze sondern haben Verteilnetzfunktion in der Netzebene 3. Die 380kV-Kabel sind untereinander galvanisch nicht verbunden.

Beispiel: Leitung Bisamberg – Wien Nord in Wien



Wien hat 5 Teilnetze, die gegenseitig Last übernehmen können.

Wien hat eigene Kraftwerke, die für die Versorgung zur Verfügung stehen.

In Wien wird nur in den dicht besiedelten Stadtgebieten verkabelt, ansonsten werden nach wie vor Freileitungen gebaut.

Wienstrom fährt die Höchstspannungskabel-Strecken täglich zur Kontrolle ab.

Beispiel: Leitung Bisamberg – Wien Nord in Wien

Die Kabelsysteme liegen mindestens 5m von einander getrennt. Bei der Querung des Marchfeldkanals und der Bahn wurden zwei parallele Tunnel für die beiden Systeme gebohrt.

20m tief

2 x 130 m lang

ca. 2 Mio €

Aus Arbeitsschutzgründen zweiter Einstieg zum Tunnel

Beispiel: Mailand

Zwischen den Netzen von Italien und Österreich bestehen wesentliche Unterschiede.

Mailand:

Das italienische Netz ist wesentlich dichter als das österreichische. Bei einem Kabelausfall (in 1 ½ Jahren 3 Mal) versorgen mehrere andere parallele Leitungen Mailand.

Österreich:

Die Steiermark- und die Salzburgleitung werden den 380kV-Ring schließen und zum Rückgrat der österreichischen Stromversorgung werden. Ein längerer Ausfall gefährdet die Versorgungssicherheit

Darstellung im selben Maßstab

Beispiel: Leitung Turbigo-Rho in Mailand

Terna
Rete Elettrica Nazionale

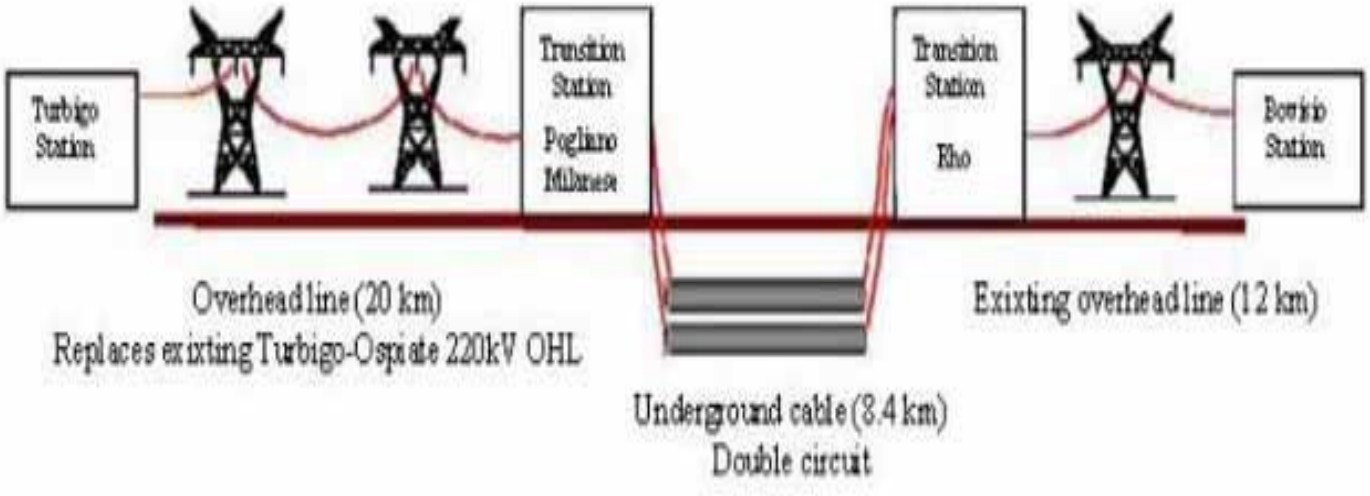
Direzione Operation Italia
Pianificazione e Sviluppo Rete
00198 Roma, via Arno 64

Stellungnahme der Terna vom 28. März 2007

Derzeit gibt es in Italien nur zwei 380kV-Kabelleitungen:
- eine Verbindung zwischen Sizilien und dem Kernland (9km)
- die Teilverkabelung der Leitung Turbigo-Rho (8km)

Turbigo-Rho-Ospiate ist eine 31km lange Leitung, die bei der Querung der Stadt Rho (eine Vorstadt von Mailand) auf einer Länge von 8km verkabelt ist.

.



Beispiel: Leitung Turbigo-Rho in Mailand

Terna
Rete Elettrica Nazionale

Direzione Operation Italia
Pianificazione e Sviluppo Rete
00198 Roma, via Arno 64

Stellungnahme der Terna vom 28. März 2007

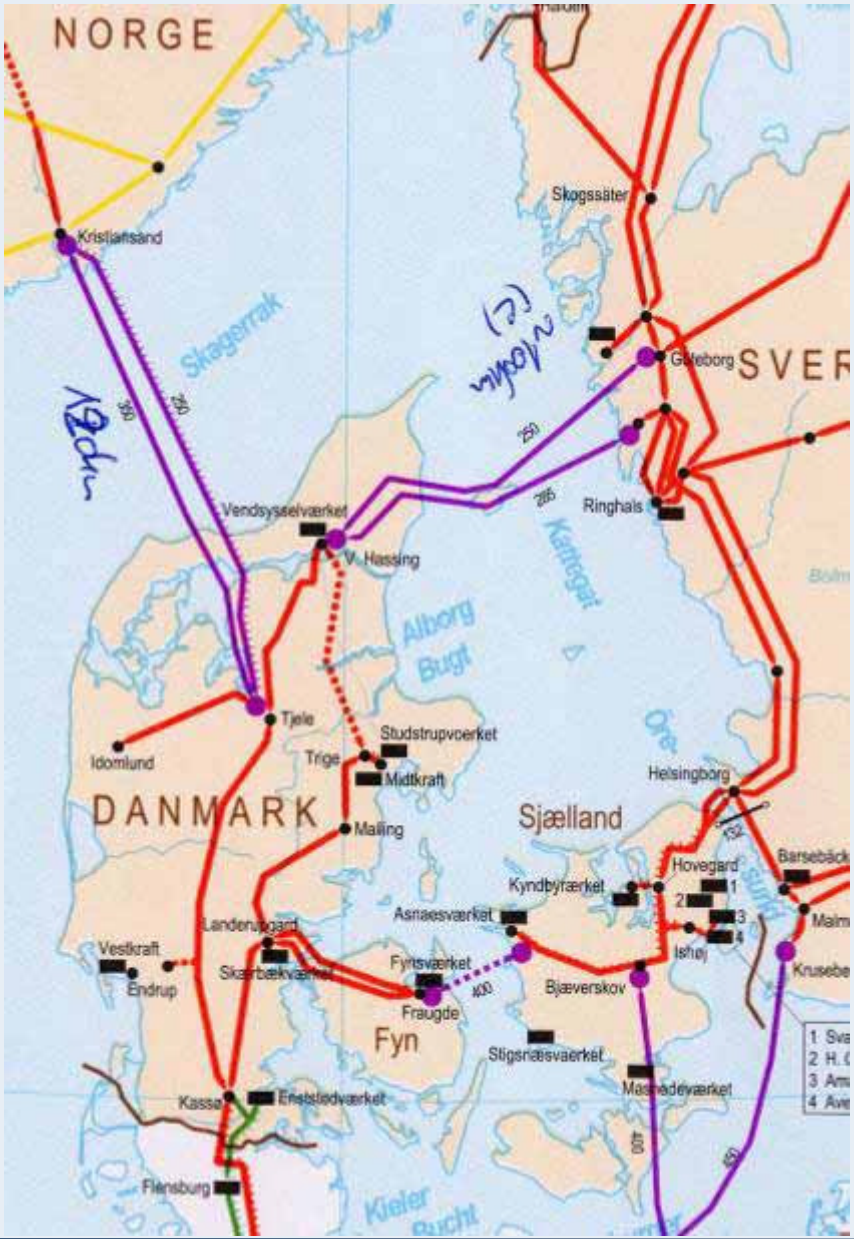
Das nationale italienische Übertragungsnetz besteht hauptsächlich aus Freileitungen und Terna plant grundsätzlich weiterhin Freileitungen.

Die Verlegung von 380kV-Kabeln wurde nur für folgende Situationen überlegt:

- in dicht besiedelten Gebieten (Städte oder Vorstädte)
- für kurze Verbindungen zu Leistungsgeneratoren
- für kurze Verbindungen innerhalb von Schaltanlagen der Terna

Kabel werden nur dann eingesetzt, wenn mehrere andere Verbindungen bestehen, die während länger Ausfälle einer Kabelleitung zur Verfügung stehen. Typisch dafür sind Stadtanspeisungen

Beispiel: 380kV Leitung Århus – Aalborg in Dänemark



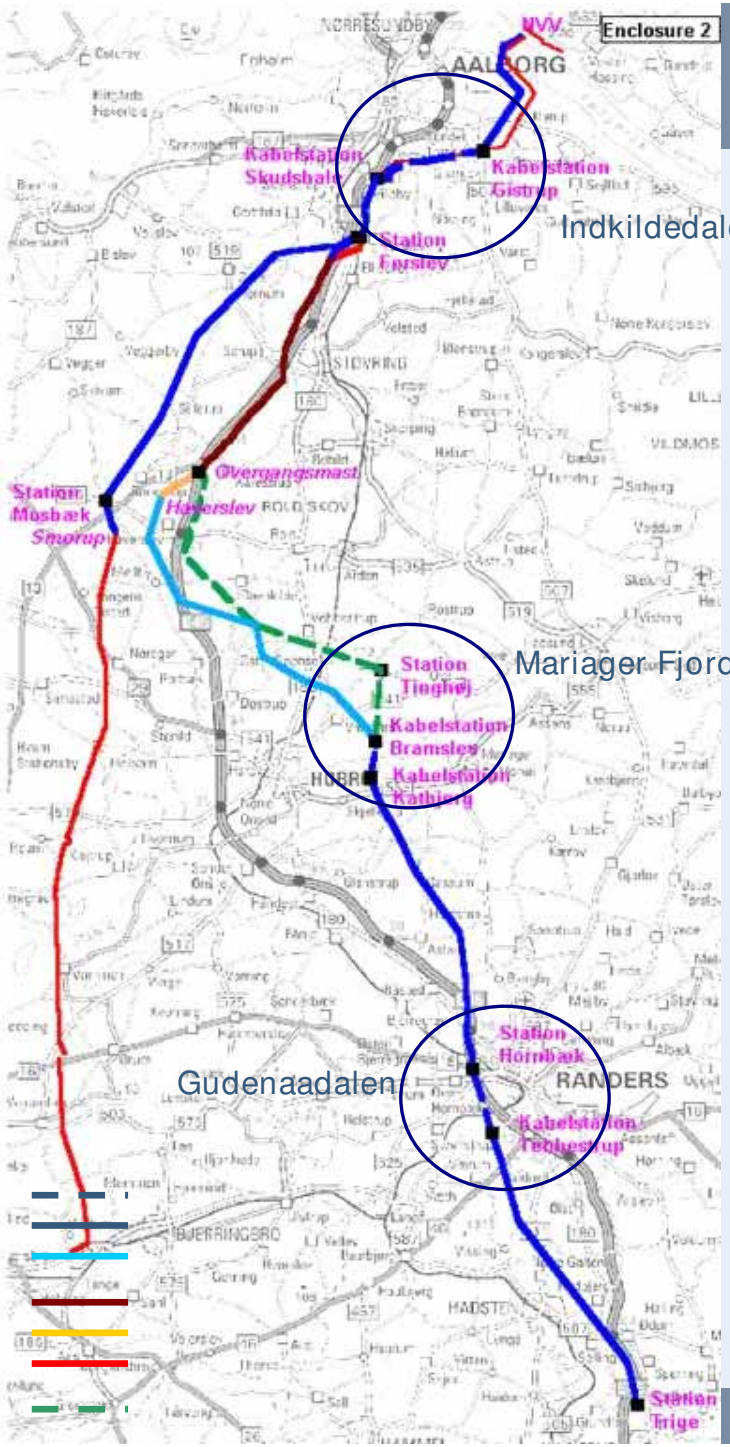
Energinet (ehemals eltra) Netzbetreiber im Westen Dänemarks (Jütland-Fünen) an UCTE angeschlossen.

DC-Doppel-Seekabel: 1000 MW nach NOR und 700 MW nach SWE.Austauschleistung über AC/DC-Kupplungen beliebig einstellbar (Programm-Wert = Ist-Wert). Es gibt deshalb keine ungewollten Durchzüge Nord-Süd.

Österreich hingegen liegt im Zentrum des europäischen Höchstspannungsnetzes. Eine Netzregelung wie in Dänemark ist in Österreich nicht möglich.

400 kV Leitung Århus – Aalborg

400 kV Leitung Arhus – Aalborg



Freileitung mit drei Teilverkabelungsstrecken

Kabellängen: 2,5 + 4,5 + 7 km

Gesamte Kabellänge = 14 km

Gesamte Leitung (Kabel + Freileitung) = 112 km

Inbetriebnahme 2004

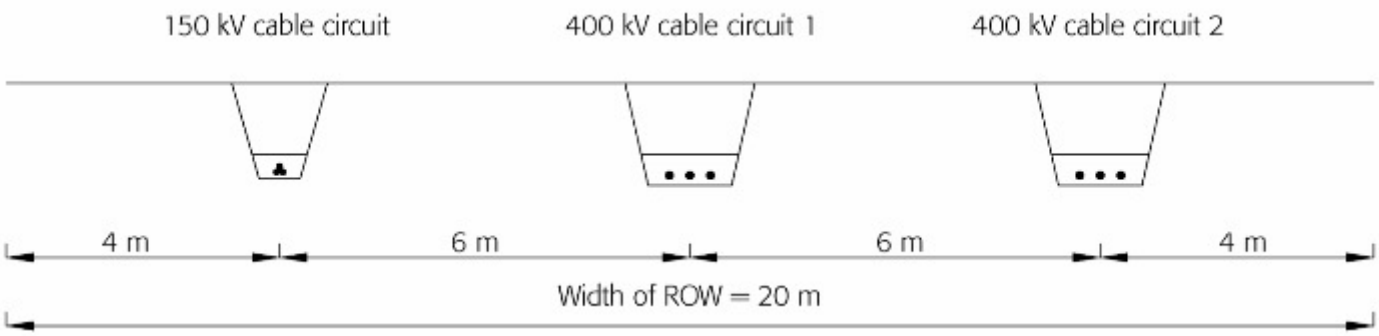
Keine Vollverkabelung

Übertragungsleistung Freileitung: 2.000 MVA je System

Übertragungskapazität Kabel: 1.200 MVA je System (aufgeteilt auf 2 parallele Kabelleitungen mit je 600MVA) Doppelkabel

Katbjerg-Bramslev Cable Section

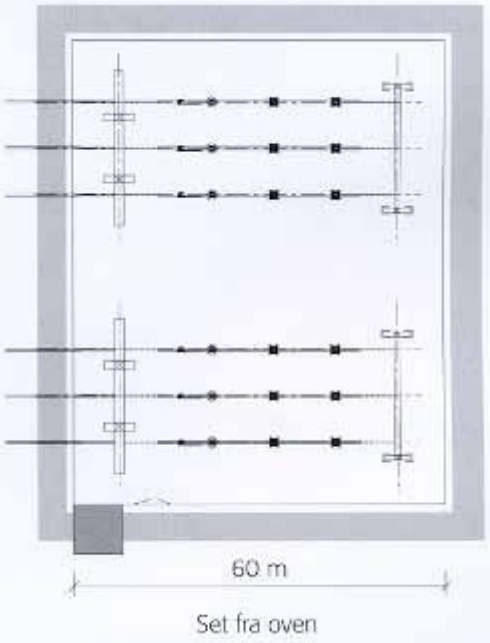
Indkildedalen



ein Freileitungssystem = zwei Kabelsysteme (Doppelkabel)

Trasse für zwei Doppelkabel ca. 26m

Enteigungen in den Kabelstrecken anteilig um den Faktor 2,2 höher als in den Freileitungsstrecken



400 kV Designmaste Bramslev – Haverslev (25km)

Schaft aus Stahlrohr

Mastkopf aus rostfreiem Stahl

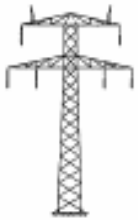
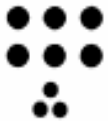
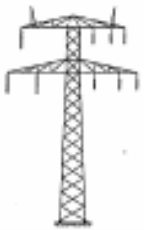
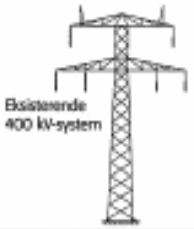
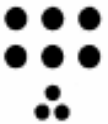
Was kostet die Leitungsverbindung ?

- im Boden oder in der Luft -

Information der eltra

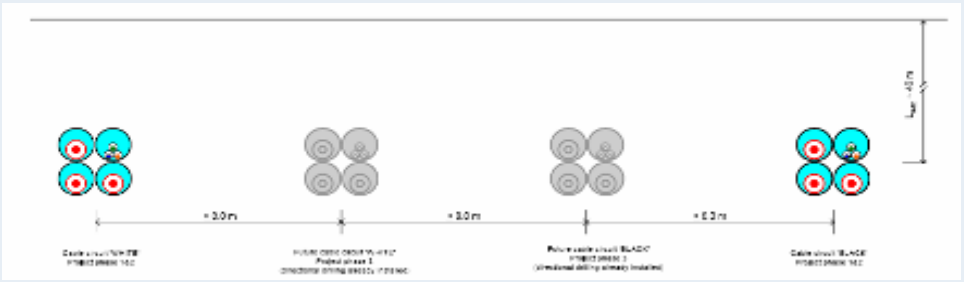
<u>Die Frage ist: „Was vergleicht man?“</u>

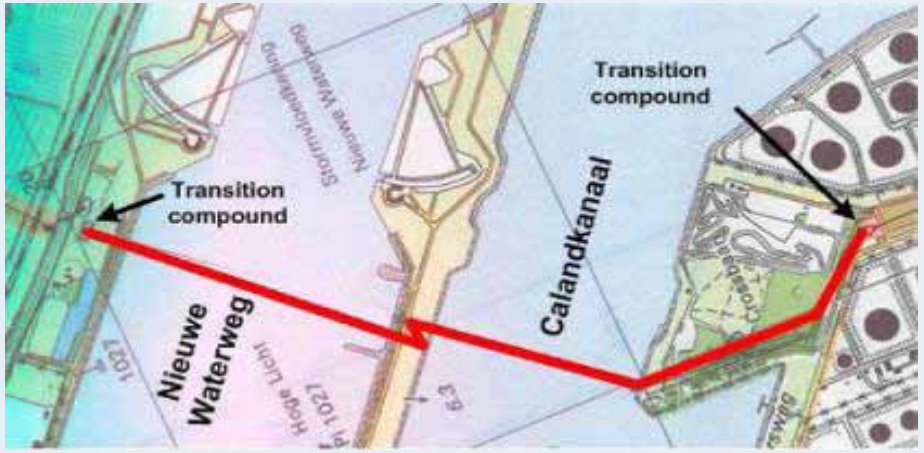
Sammenligning af priser på udvalgte delstrækninger (pr. februar 2003):

Delstrækning	Luftledning		Kabel inkl. kompensation	Pris	Prisfaktor
Hornbæk-Katbjerg samt Selling-Tebbestrup (Donaumast)		1 x 400 kV 1 x 150 kV **I alt:** **3,6 mio. kr./km**	 2 x 400 kV 1 x 150 kV **I alt 13,2 mio. kr./km**	Samlet pris for kabelendemuffer **I alt 9 mio.**	Kabel/luftledning for 4 km del-strækning **4,3**
Mosbæk-Ferslev samt Trige-Selling (Donaumast)		1 x 400 kV 2 x 150 kV **I alt:** **3,9 mio. kr./km**	 2 x 400 kV 2 x 150 kV **I alt 15,0 mio. kr./km**	Samlet pris for kabelendemuffer **I alt 10 mio.**	Kabel/luftledning for 4 km del-strækning **4,5**
Ferslev-Skudshale (Donaumast)		2 x 400 kV **I alt:** **3,9 mio. kr./km**	 4 x 400 kV **I alt 22,8 mio. kr./km**	Samlet pris for kabelendemuffer **I alt 16 mio.**	Kabel/luftledning for 4 km del-strækning **6,9**
Haverslev-Ferslev (Top på Donaumast)		1 x 150 kV **I alt:** **0,9 mio. kr./km**	 1 x 150 kV Eksisterende 400 kV-luft-ledning bliver stående. **I alt 1,8 mio. kr./km**	Samlet pris for kabelendemuffer **I alt 1mio.**	Kabel/luftledning for 4 km del-strækning **2,3**
Bramslev-Haverslev (Designmast + 150 kV-kabel)		1 x 400 kV + 20% 1 x 150 kV kabel **I alt:** **5,6 mio. kr./km**	 2 x 400 kV 1 x 150 kV **I alt 13,2 mio. kr./km**	Samlet pris for kabelendemuffer **I alt 9 mio.**	Kabel/luftledning for 4 km del-strækning **2,8**

Niederlande: 380-kV-Kabel Hafen Rotterdam

- Kabel zur Kreuzung des Nieuwe Waterweg und des benachbarten Calandkanaal
- Freileitungskreuzung wurde ausgeschlossen weil die Einfahrt zum Hafen Rotterdam min. 200 m vertikalen Freiraum benötigt (würde Hochspannungsmasten in der Höhe des Eiffelturms erfordern)
- 2-systemiges 380-kV-Kunststoff-Kabel, Länge 2,3 km, Querschn.: 1600 mm² pro Phase
- Etappenweiser Ausbau
  - 1.) 2 x 500 MVA (150 kV)
  - 2.) 2 x 1000 MVA (380 kV)
  - 3.) 2 x 1645 MVA (380 kV)





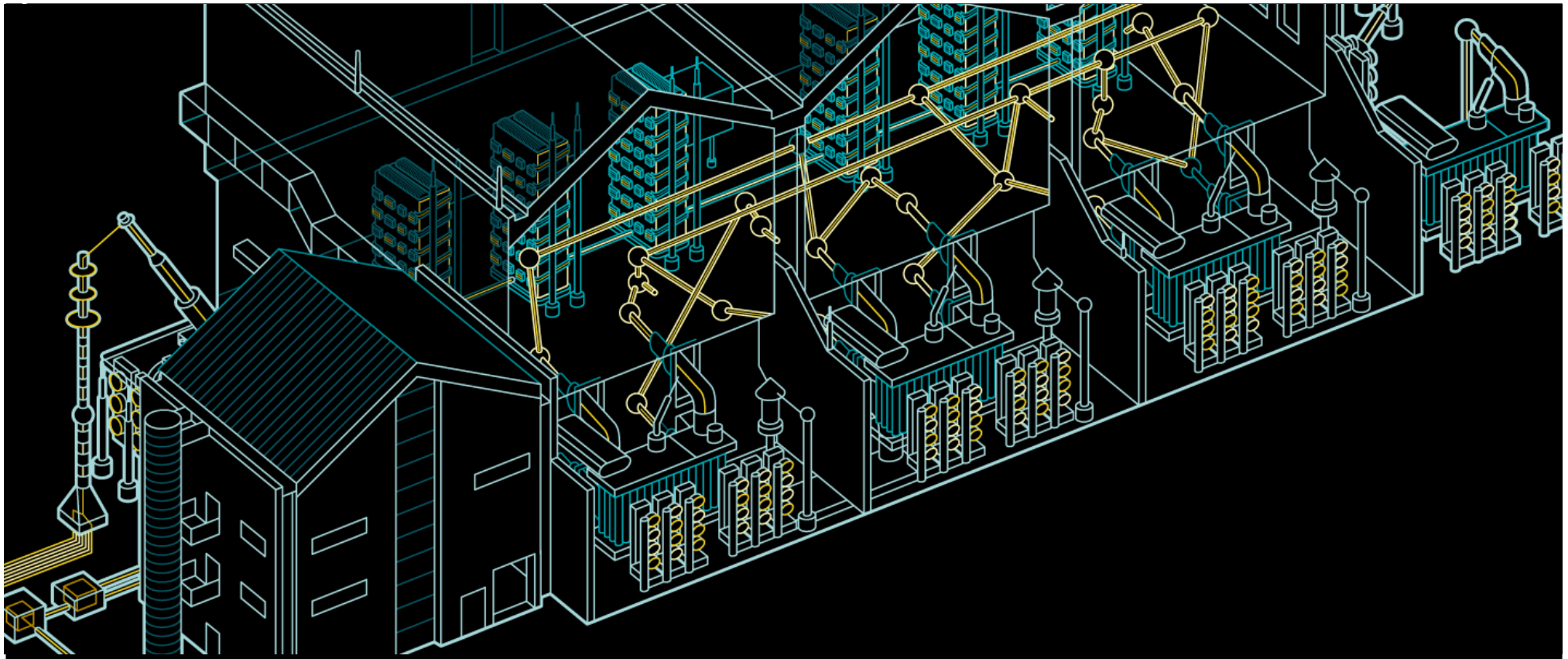
FAZIT der APG: 380kV Freileitungen und Kabel

Jedes Übertragungsmedium (Freileitung und Kabel) hat seinen typischen Anwendungsbereich. Universallösungen gibt es nicht.

Die überwiegende Mehrzahl der 380kV-Land-Kabel liegt in Städten/Vorstädten oder wurden verlegt, wenn besondere Umstände das erzwingen (z.B. Flughäfen, Querung von Wasserstraßen). Das sind die typischen Anwendungsbereiche von Kabelstrecken

Der österreichische 380kV-Ring ist in seiner Bedeutung für eine nationale Stromversorgung einzigartig. Er ist raum- und kostensparend. Es gibt keine parallelen (redundanten) Leitungen wie in einem vermaschten Netz. Deshalb müssen alle Leitungen höchste Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit aufweisen.

Erdkabel wurden weltweit noch nie unter diesen spezifischen Anforderungen eingesetzt: Sie sind daher dafür nicht Stand der Technik, ein hohes Risiko für die Stromversorgung und für den 380-kV-Ring ungeeignet.



Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel, ETG-Tagung „Transport von elektrischer Energie mit Freileitungen und Kabel“

HGÜ – eine Technologie zur Lösung der Herausforderungen im europäischen Verbundnetz

© ABB

Power and productivity for a better world™

Energiepolitische Ziele und Potenziale in Europa
Strategic Energy Technology Plan und EU-Ziele

SET-Plan	2020		2030	
Erzeuger	Energie (%)	Leistung (GW)	Energie (%)	Leistung (GW)
Wind	11	180	18	300
PV	3	125	14	665
Solar-Kraftwerke	1,6*	1,8	5,5 **	4,6
Wasser, groß	8,7	108	8,3	112
Wasser, klein	1,6	18	1,6	19
Wellen	0,8	10	1,1	16
Biomasse	4,7	30	5,3	190
KWK	18	185	21	235
Summe	49,4	657,8	75,8	1.542

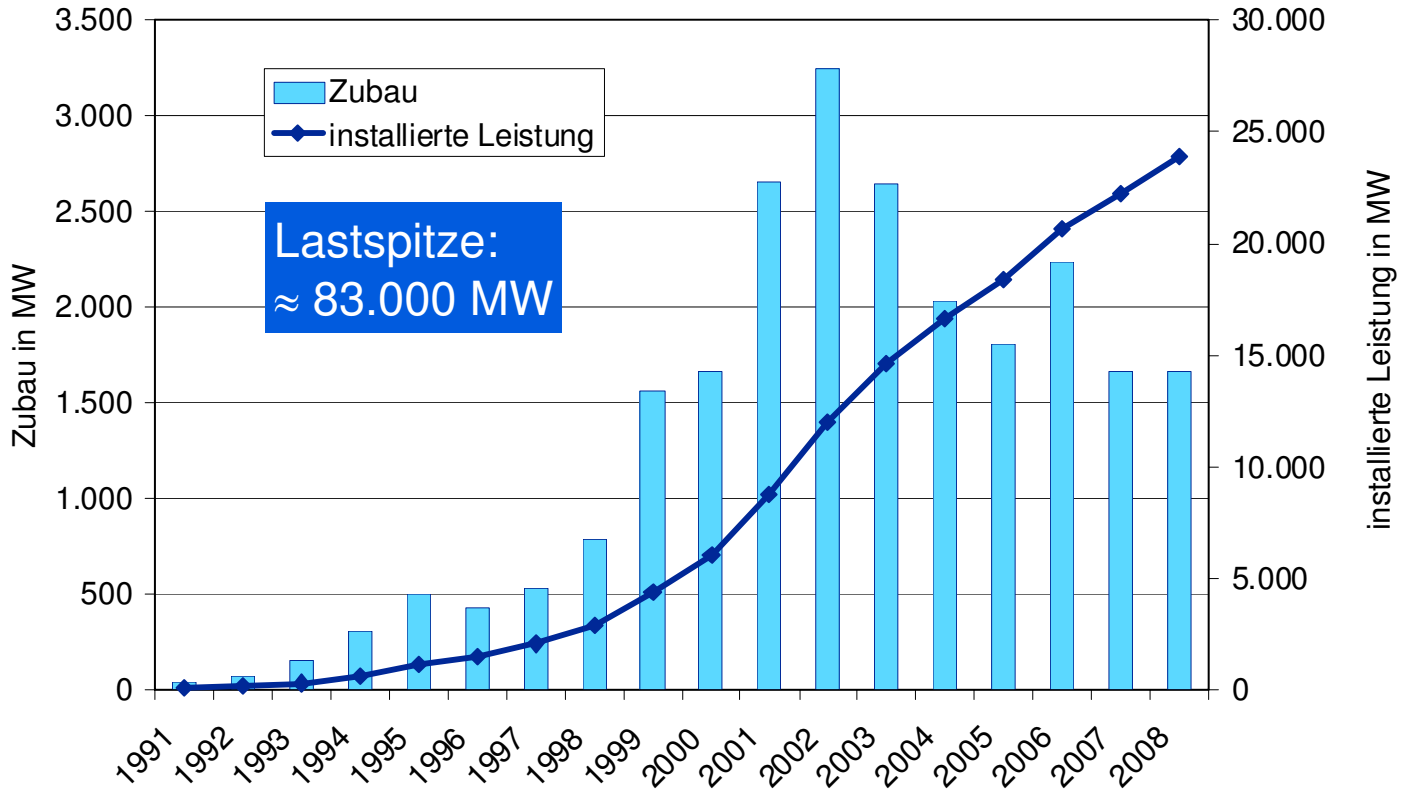
* enthält 55 TWh bzw.
** 216 TWh Importe aus Nordafrika

- Energiepolitische Ziele der EU für 2020:
  - 20 % des Gesamtenergiebedarfs
  - rund 35 % des elektrischen Energiebedarfs

  aus erneuerbaren Energien

© ABB

Energiepolitische Ziele und Potentiale in Europa
Gegenwart und Ziele in Deutschland



Quelle:
Bundesverband
Windenergie e.V.

- Ziel: bis 30 % aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020
- Stand 2008: 15 % (Wind: 8 %)

© ABB

Übertragungsnetze der Zukunft

- Ferntransportkapazität
  - Ultra-Höchstpannungs-Overlay-Netz
  - HGÜ-Systeme
- Lastflusssteuerung und Blindleistungskompensation: Flexible Alternating Current Systems (FACTS)
- Weitbereichsüberwachung
  - neue Überwachungsqualität
  - besseres Systemverständnis
  - Unterstützung in Krisensituationen

© ABB

HGÜ-Technologien

600 MW, 200 x 120 x 22 m

- HVDC Classic 300 – 6.400 MW (2.000 MW)
  - Thyristor-Technologie
  - typisches Design: Ventilgebäude und Außenanlage für Filter und Schaltanlage
  - Freileitung oder ölisolierte Kabel
  - stufenweise Blindleistungsbereitstellung
  - Fernübertragung großer Leistungen, Kopplung asynchroner Netze

550 MW, 120 x 50 x 11 m

- HVDC Light® 50 – 1.100 MW
  - IGBT-Technologie
  - typisches Design: Gesamtanlage (außer Transformatoren) in einem Gebäude
  - VPE-Kabel oder Freileitung
  - kontinuierl. Blindleistungsbereitstellung
  - dynamische Spannungsregelung
  - Schwarzstartfähigkeit
  - Vielfältige Anwendungen

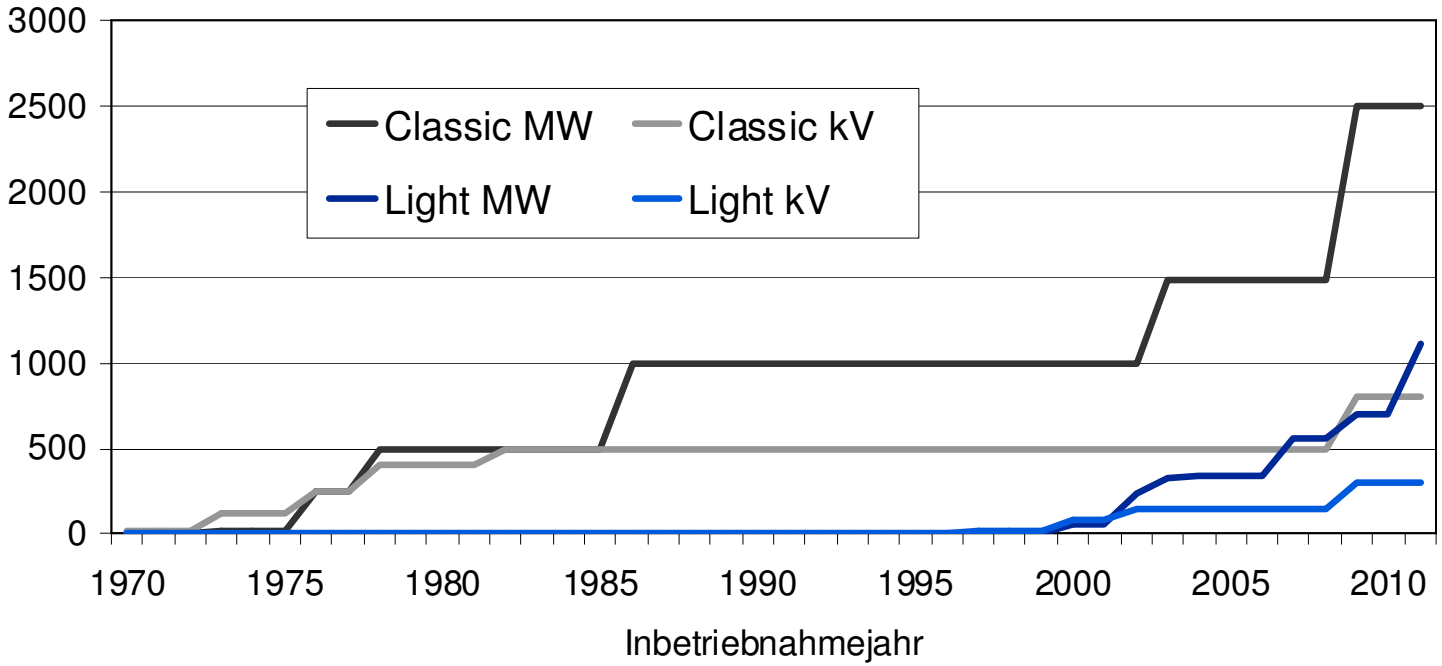
© ABB

Vergleich der HGÜ-Entwicklungslinien

	HVDC CSC (Classic)	HVDC VSC (Light)
Umrichter	thyristorbasiert, netzgeführt	transistorbasiert (IGBT), selbstgeführt
relative Größe	4	1
Kabeltechnik	▪ öl-masseimprägniert ▪ Vor-Ort-Vermuffung (5 Tage) ▪ 3 Spezialschiffe für Seekabelverlegung verfügbar	▪ extrudierte VPE-Kabel ▪ vorgefertigte Muffen (1 Tag) ▪ über 200 Schiffe für Seekabelverlegung verfügbar
typische Lieferzeit	36 Monate	24 Monate
stat. Blindleistungsbereitstellung	ja	ja
dyn. Blindleistungsbereitstellung	nein	ja
unabhängige Einstellung von Wirk- und Blindleistung	nein	ja
planmäßige Wartung	typisch < 1 %	typisch < 0,5 %
typische Systemverluste	2,5 – 4,5 %	4 – 6 %
Multiterminal-Betrieb	komplex, max. 3 Terminals	einfach, keine Begrenzung

© ABB

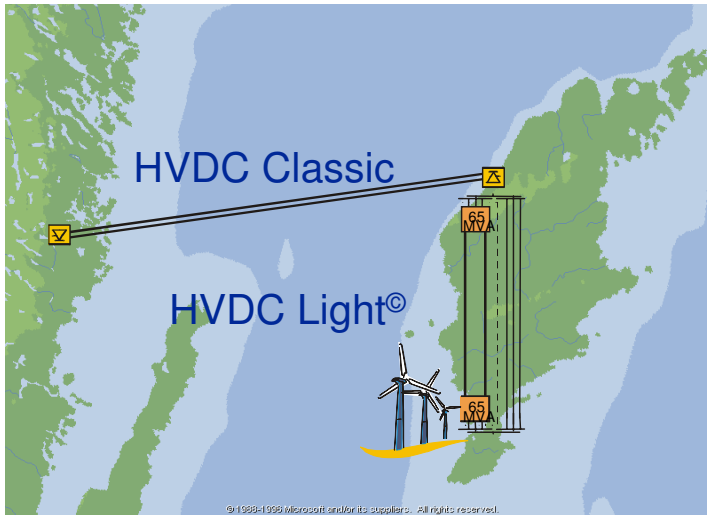
Entwicklung der HGÜ-Technologien



- HVDC-Light®-Systeme seit 1997 in Betrieb
- Seit Mitte der 90er-Jahre schnelle Entwicklung wegen der Anforderungen der aufstrebenden Märkte (HVDC Classic) und Europas/USA (HVDC Light®)

HVDC Light®
Projektbeispiele

Gotland - Schweden
1953: erste HGÜ – 1999: erste HVDC Light®



- Leistung: 50 MW
- Länge: 70 km
- Inbetriebnahme 1999
- Anforderungen
  - zusätzliche Windenergie, 90 MW
  - minimale Umweltbeeinträchtigung
- Vorteile
  - Spannungsregelung für Windkraftanlagen
  - erhöhte Übertragungsleistung der parallelen Drehstromleitung
  - Verlustreduktion auf der gesamten Insel durch verbesserte Spannungsregelung

Cross Sound - USA

- Leistung: 330 MW
- Länge 40 km
- Inbetriebnahme: 2003
- Anforderungen
  - Erhöhung der Versorgungssicherheit in Connecticut/Long Island
  - Verbindung von Strommärkten
- Vorteile
  - keine Netzverstärkungen im Konverterumfeld erforderlich
  - Verbesserung der Versorgungssicherheit durch kontinuierliche Spannungs- und Blindleistungsregelung
  - geringer Platzbedarf

© ABB

Murraylink - Australien
Die längste Landkabelverbindung der Welt

- Leistung: 220 MW
- Länge: 160 km
- Inbetriebnahme: 2002
- Verbindung der Netze von Victoria und Süd-Australien
- Erfahrungen
  - über 400 Kabelmuffen (150 kV)
  - seit über sechs Jahren in Betrieb
  - keine Ausfälle
  - Verfügbarkeit über 98,5 % (einschließlich geplanter Wartung!)

© ABB

Gasförderplattform Troll A - Norwegen
Der längste frequenzvariable Antrieb der Welt

- Leistung: 2x 40 MW
- Länge: 70 km
- Inbetriebnahme 2004
- Anforderungen
  - Energieversorgung der Plattform
  - Betrieb der Kompressoren
- Vorteile
  - Arbeitssicherheit
  - geeignet für Betrieb mit reduziertem Personal auf der Plattform
  - keine Emissionen auf der Plattform
  - minimierte CO_2-Emissionen

© ABB

Estlink, Estland - Finnland

- Leistung: 350 MW (±150 kV)
- Länge: 105 km
- Inbetriebnahme 2006
  Bauzeit nur 19 Monate
- Vorteile
  - Verbindung des Nordel-Netzes mit dem UCTE-Netz
  - bessere Nutzung der baltischen Erzeugungskapazität
  - Verbesserung der Versorgungssicherheit

© ABB

Nord E.ON 1 – Deutschland
Die erste großtechnische HGÜ-Windparkanbindung der Welt

- Leistung: 400 MW (1. Phase)
- Länge: 128 km Seekabel,
  75 km Landkabel
- Inbetriebnahme Q4/2009
- Anforderungen
  - schlüsselfertige Lieferung der Windparkanbindung
  - Einbindung in das Übertragungsnetz entsprechend den Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers
  - kurze Lieferzeit
- Vorteile
  - modulares Erweiterungskonzept
  - weniger als zwei Jahre Lieferzeit

© ABB

Ausblick

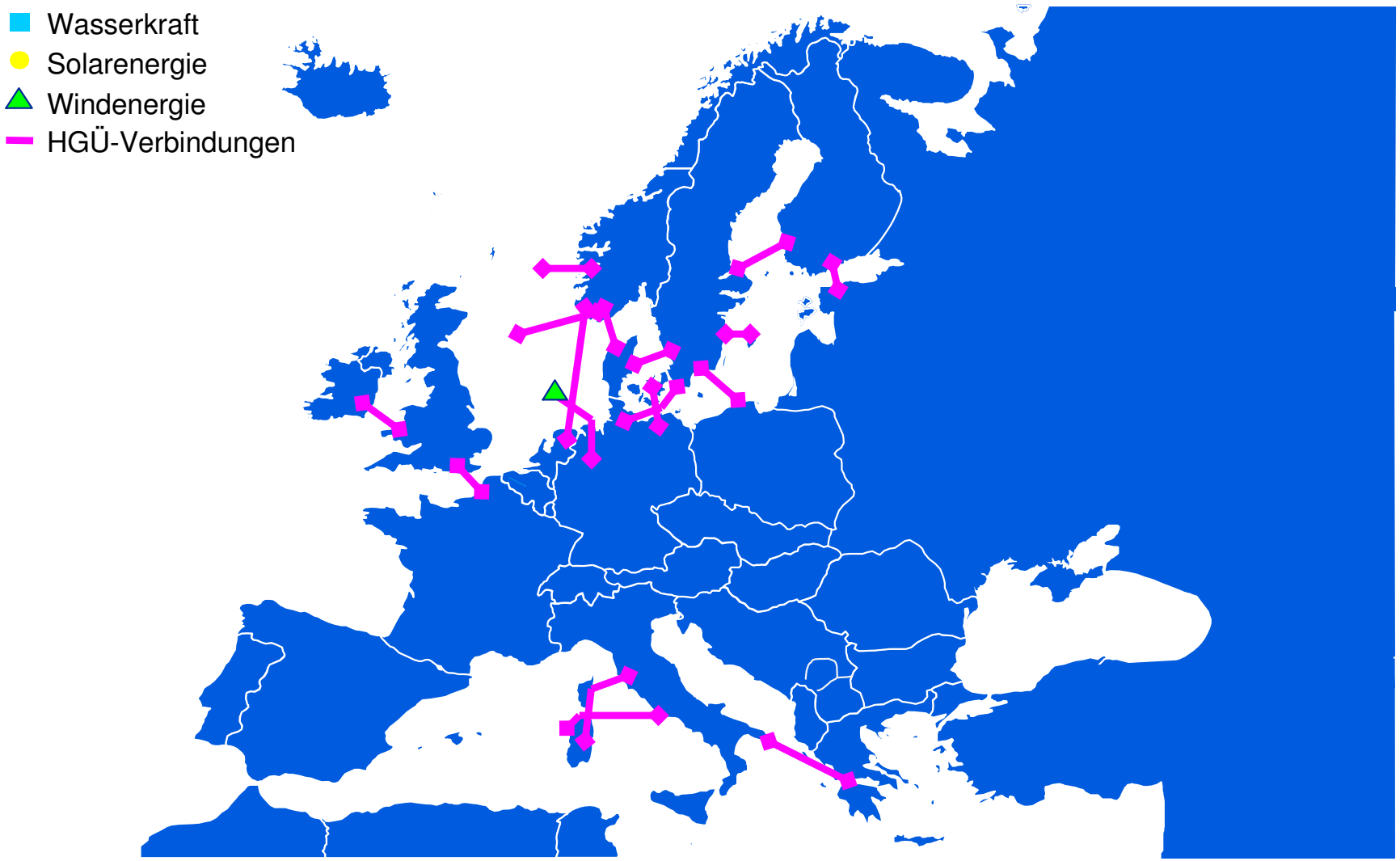
Hochspannungs-Gleichstromübertragung
Anwendungsgebiete

- HVDC Classic
  - Punkt-zu-Punkt-Übertragung großer Leistungen über sehr große Entfernungen
  - Seekabelverbindungen (> 100 km)
  - Verbindung starker, asynchroner Netze mit hoher Leistung
- HVDC Light®
  - Punkt-zu-Punkt-Übertragungen kleiner bis mittlerer Leistungen über große Entfernungen
  - Verbindung mehrerer (weniger) Einspeisepunkte, beispielsweise zur gezielten Entlastung eines Drehstrom-Übertragungsnetzes
  - Geeignet für die Einbindung in schwache Netze oder zur Versorgung von Lasten (z.B. Offshore-Plattform)

Sinnvolle Einsetzbarkeit in jedem Fall abhängig von Projektspezifika und nicht verallgemeinerbar!

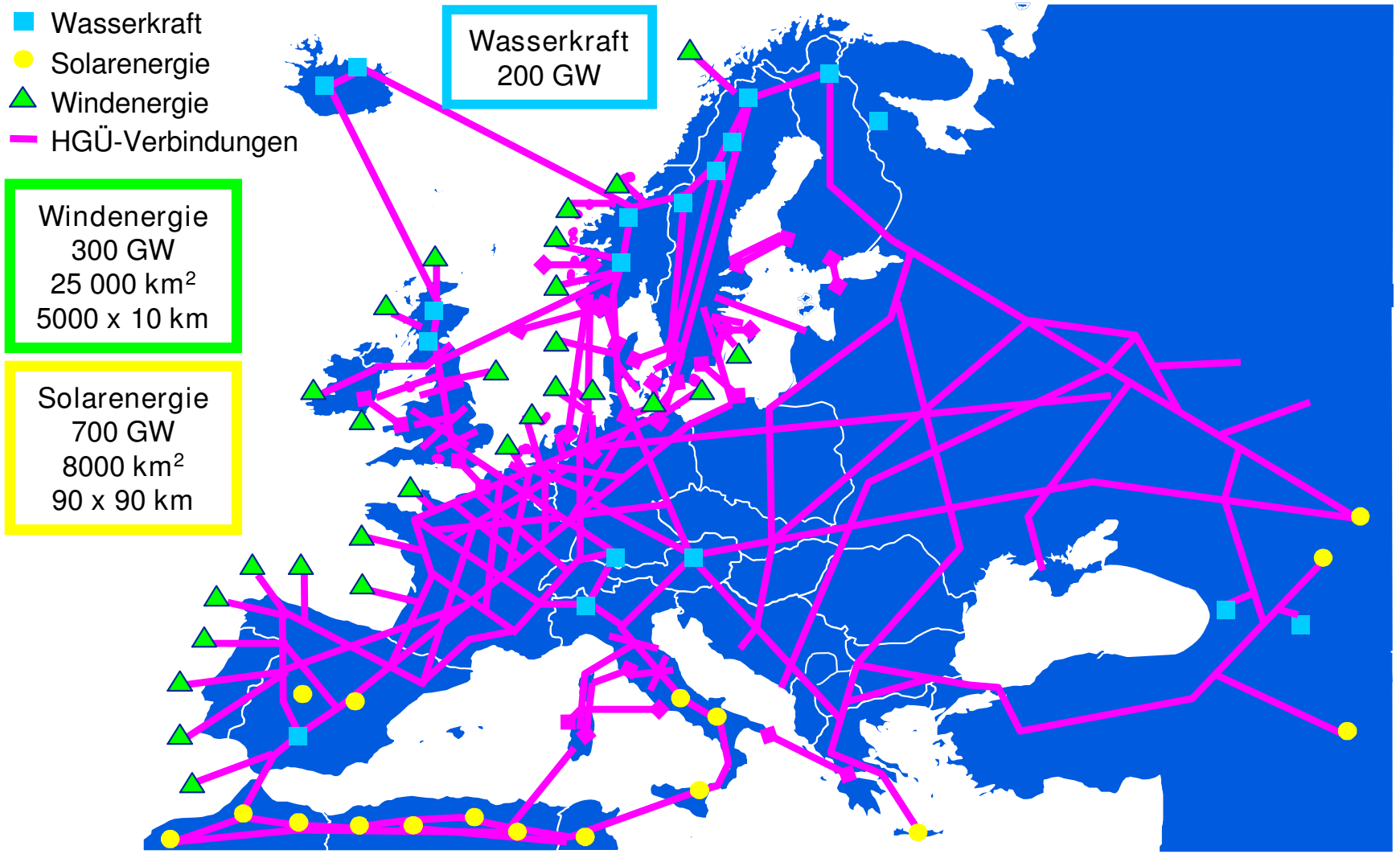
© ABB

Morgen
Szenario Europa 2010



© ABB

Übermorgen?
Szenario Europa 20xx - Prinzipskizze



© ABB