

Energiegase: Methan, Biogas, Wasserstoff, Synthesegase.

Von den Versorgungsgrundlagen der klassischen Gaswirtschaft bis zu den H₂-Innovationen zum Erreichen der Pariser Klimaziele und der Resilienz-Anforderungen des Green Deals

Teil 6 – Pipelines: Design- Bau - Sicherheit

Prof. Dr. Gerald Linke
CEO Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

INHALTSVERZEICHNIS

- A Design, Kosten und Kapazitäten
- B Pipeline-Bau
- C Netz-Komponenten
- D Kapazitätsfestlegung einer Leitung
- E Design-Philosophien
- F EGIG-Statistik
- G DVGW-Leitungsbestandsdaten und Schadensmeldungen

A Design, Kosten und Kapazitäten

- ➔ Deterministische Sicherheitsphilosophie
- ➔ Primäre und sekundäre Sicherheit
- ➔ Leitungsauslastung
- ➔ Kesselformel
- ➔ Sicherheitsbeiwert (oder Ausnutzungsgrad)

Pipelines-Design: Leitungen sind Druckbehälter in Linienbauweise

Typical construction of a large diameter onshore pipeline.

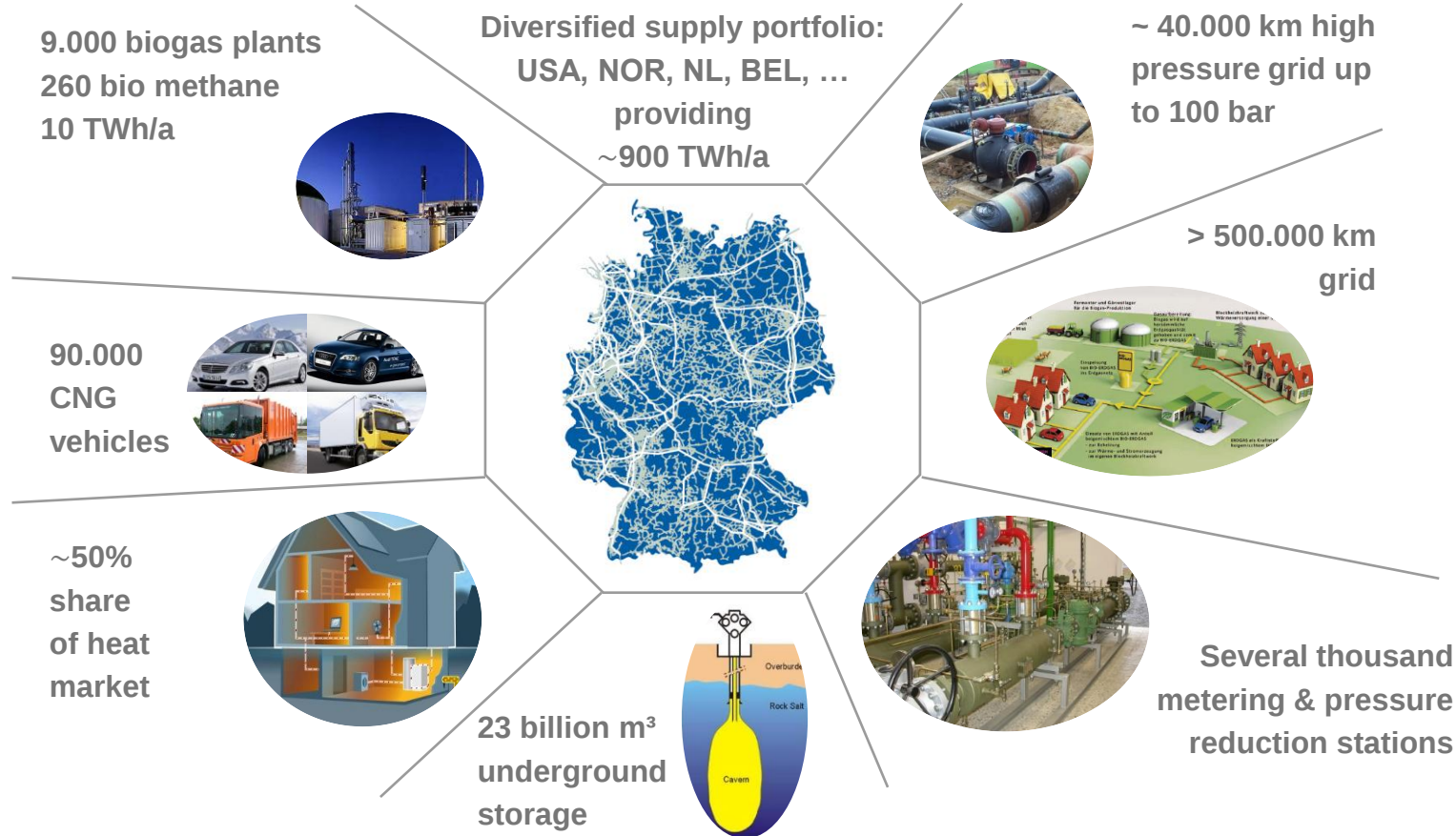
During operation gas with a pressure of to 100 bar (or even more) and with an average speed of several m/s will flow through this “vessel”.



Leitungen umspannen die Welt



Leitungen sind die Energiedrehscheibe



Größter
Pipelinemarkt
weltweit,
größte EU-
Infrastruktur,
größte EU-
Speicher,
...

aber bis 2022
kein einziges
LNG-Terminal
in Deutschland

A deterministic design is characterised by one unique design factor. Safety margins are higher generally. “Primary safety” (design) is rated higher than “secondary safety” (e.g. likelihood reduction due to organisational measures). Typically, a deterministic approach is more suitable for a proven technology.



System inherent safety during life-time



High safety margin 1.6
(or low design factors of 0,62)

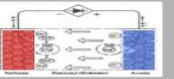
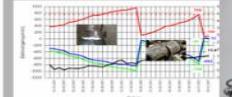


Deterministic
approach!

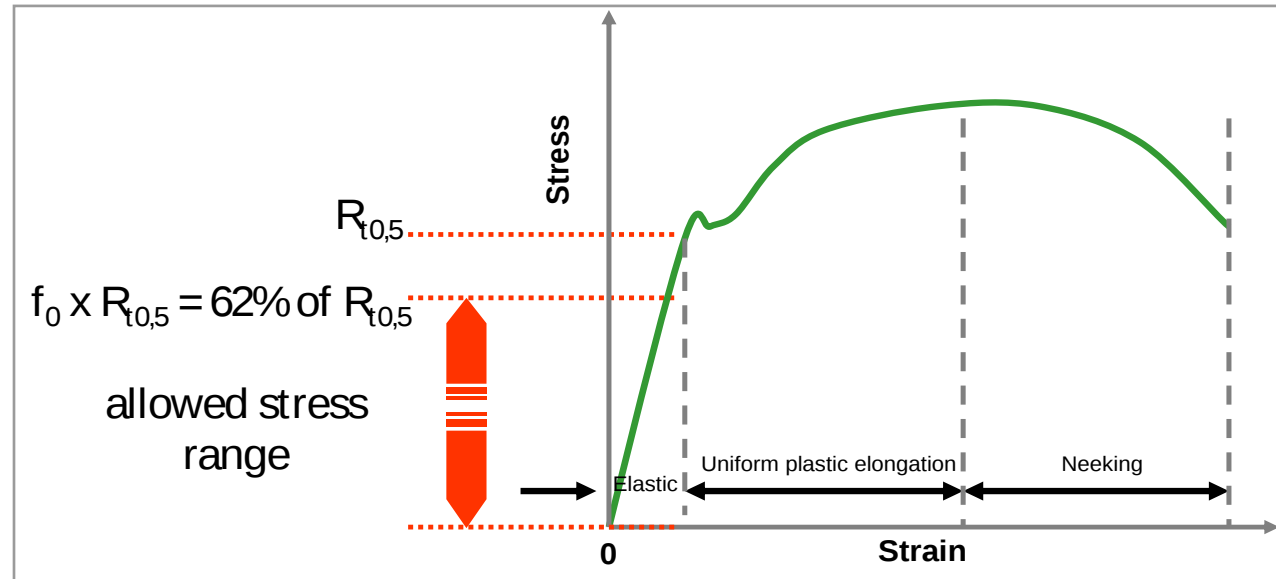
Primary
safety!

Prevention
& acceptance!

Pipelines-Design: Was ist primäre (systeminhärente), was ist sekundäre Sicherheit: Hazard-bezogene Beispiele

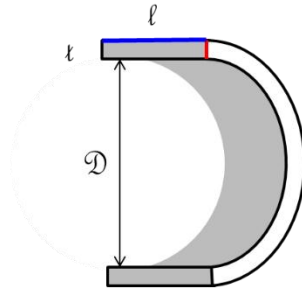
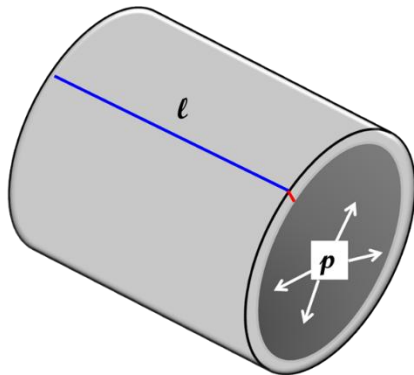
		Overview of Measures		
		Intrinsic safety & protection measures	Operational safety & protection measures	Damage mgmt.
Hazards	Third-party interference	 Marker post  Warning tape  Depth of cover	 where2dig ONLINE - Leitungsauskunft  Pipeline information  Training  Supervision  Walking/mobile surveys	Response measures
	Corrosion	 Coating  CP	 Pigging  Aerial surveys  Walking/mobile surveys	
	Construction/materials	QA	Intensive measurements Service life tests Wöhler diagrams Bending tests Metallographic samples SEM	
	Hot tapping	As-built documentation 	Documentation updates 	
	Ground motion	 Strain gauge 	 Strain gauge monitoring 	
	Other	e.g. specification against longitudinal cracks 	  + Make safe + Monitor + Repair + QA	

The dominating material stress within a pipeline results from the internal pressure load. However, the system is operated in the elastic range with a safety factor of 1.6 below specified minimum yield strength



Design concept can be found in EN 1594 or the German DVGW G 463

Once, diameter and pressure of a transmission have been terminated, the necessary wall thickness of the pipe itself is calculated with the “Barlow formula” (“vessel formula”) [see EN 1594, Chapter 7 or copy to the right].



Kesselformel (Barlow)

Straight pipe

For normal load conditions the minimum wall thickness for straight pipe is calculated as follows:

$$T_{\min} = \frac{DP \times D}{20 \times f_o \times R_{t0,5}(\theta)}$$

where:

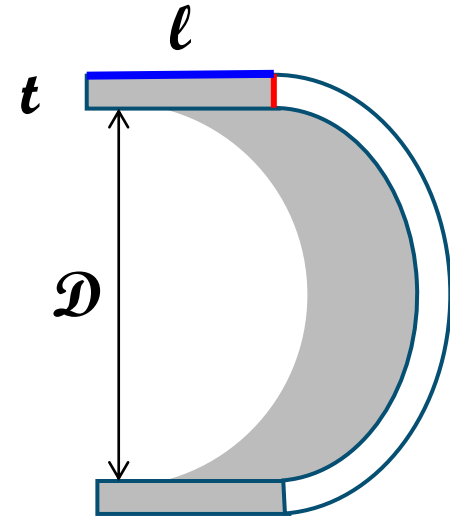
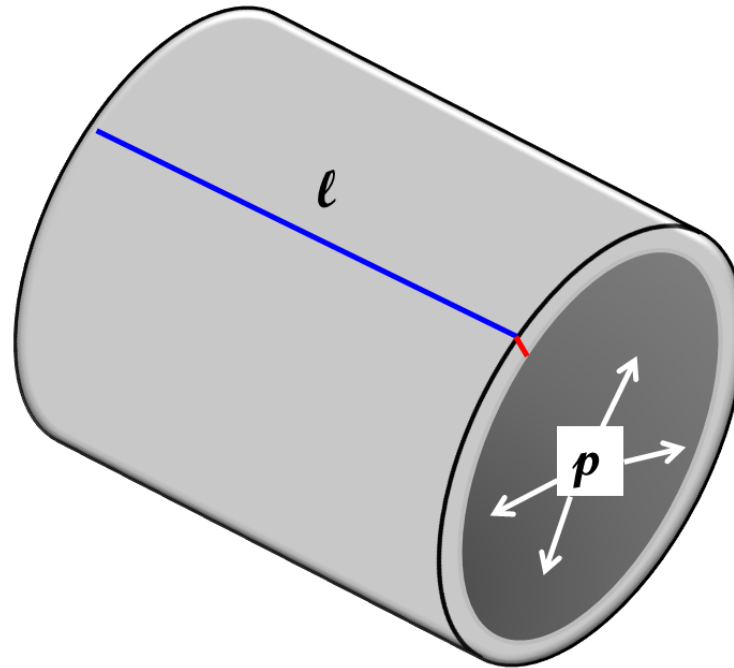
$T_{\min}$	is the calculated minimum wall thickness, in millimetres (mm);
DP	is the design pressure, in bar;
D	is the outside diameter of the pipe, in millimetres (mm). If D_i is preset, D shall equal $D_i + 2 T_{\min}$, D_i being the inside diameter in millimetres (mm);
f_o	is the design factor;
$R_{t0,5}(\theta)$	is the specified minimum yield strength at the design temperature, in Newton per square millimetre (N/mm ²).
$R_{t0,5}$	is the specified minimum yield strength at ambient temperature, in Newton per square millimetre (N/mm ²) (ref. EN 10002-1).

The maximum design factor (f_o) for internal pressure to be used for the pipeline section in question is as follows:

- underground sections, except stations $\leq 0,72$;
- pipelines in tunnels continuously supported $\leq 0,72$;
- stations $\leq 0,67$

Pipelines-Design / Auslegungskriterien und (Druck-) Betriebsbereich: Herleitung der Kesselformel - 1

Inner pressure: p
Length of pipe: l
Diameter of pipe: D
Wall thickness: t
Material strength: σ

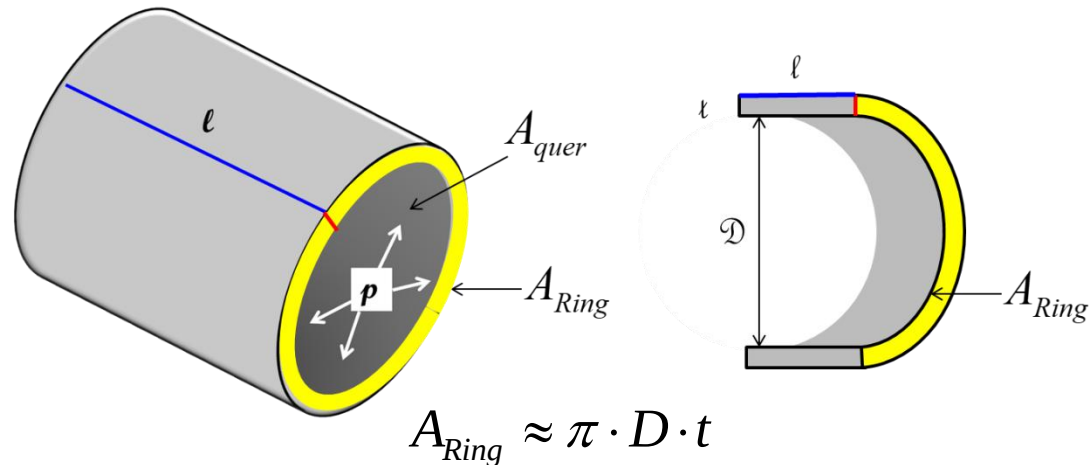


Forces:

$$F_{\text{längs}} = p \cdot A_{\text{quer}} = p \cdot \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

Stress:

$$\sigma_{\text{längs}} = \frac{F_{\text{längs}}}{A_{\text{Ring}}} = \frac{p \cdot \pi \cdot D^2 / 4}{\pi \cdot D \cdot t} = \frac{p \cdot D}{4 \cdot t}$$

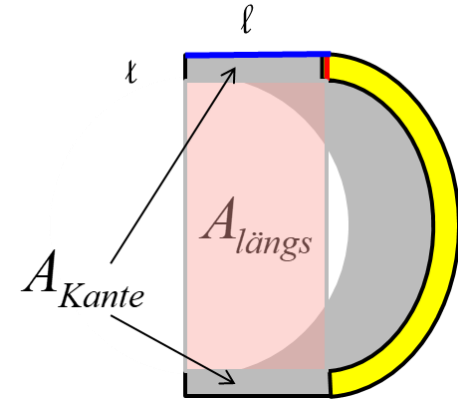


Forces:

$$F_{quer} = p \cdot A_{l\ddot{a}ngs} = p \cdot D \cdot l$$

Stress:

$$\sigma_{quer} = \frac{F_{quer}}{A_{Kante}} = \frac{p \cdot D \cdot l}{2 \cdot t \cdot l} = \frac{p \cdot D}{2 \cdot t}$$



$$A_{Kante} = 2 \cdot t \cdot l$$


$$\sigma_{quer} = 2 \cdot \sigma_{l\ddot{a}ngs}$$

The stress in radial direction is double the stress in longitudinal direction

The maximal stress that the pipe can take depends on its material properties.

Thus, if this maximal yield stress is known precisely, the minimal wall thickness can be calculated:

Uncertainties are covered by a so-called safety factor (safety margin) **S** or its reciprocal, the design factor (utilization rate) **f**.

$$t = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \sigma_{material}}$$

$$\begin{aligned} t &= \frac{p \cdot D}{2 \cdot \frac{\sigma_{material}}{S}} = S \cdot \frac{p \cdot D}{2 \cdot \sigma_{material}} \\ &= \frac{1}{f} \cdot \frac{p \cdot D}{2 \cdot \sigma_{material}} = \frac{p \cdot D}{2 \cdot (f \cdot \sigma_{material})} \end{aligned}$$

According to DVGW 463 **S** has to be larger than **1.6** or the design factor **f** has to be smaller than **0,62**

B Leitungsbau

- ➔ Rohrherstellung, Qualitätskontrollen und Folgeschritte bis zur Betriebszulassung
- ➔ Von der Kapazitätsfestlegung zur Trasse und dem Design
- ➔ Abfolgeschritte im Pipelinebau: Von der ersten Bodenbewegung bis zur Rekultivierung
- ➔ Die typische Gashochdruckleitung
- ➔ Der Stresstest: Ein erweiterter Drucktests



Steel manufacturing
melt control



Material testing



Quality Control
by manufacturer



Material
certification



Control of
• staff
• welds



Supervision of
• construction company
• pipe laying

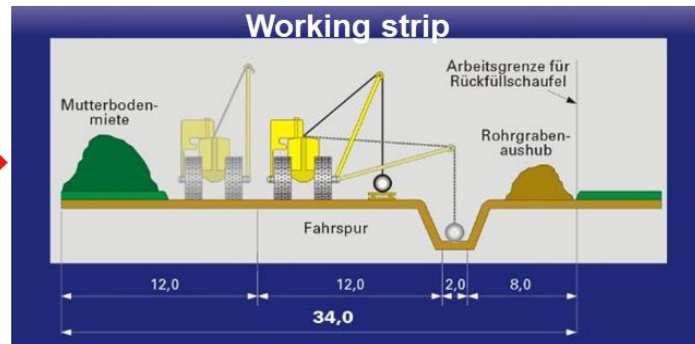
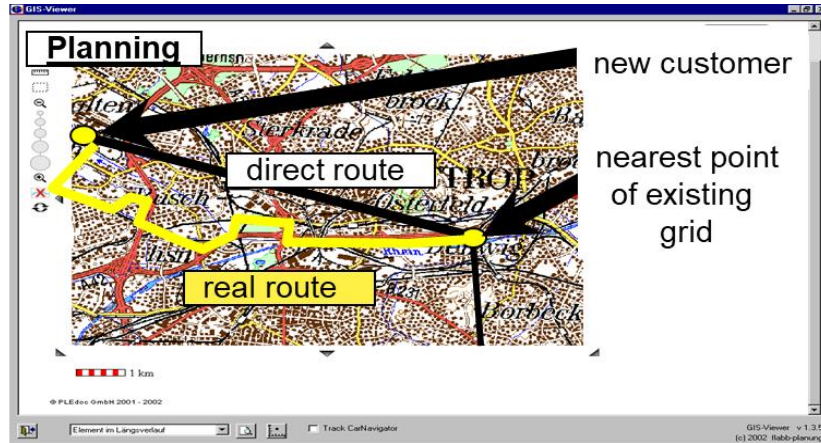


Stress testing
(tightness test)



TÜV certificate

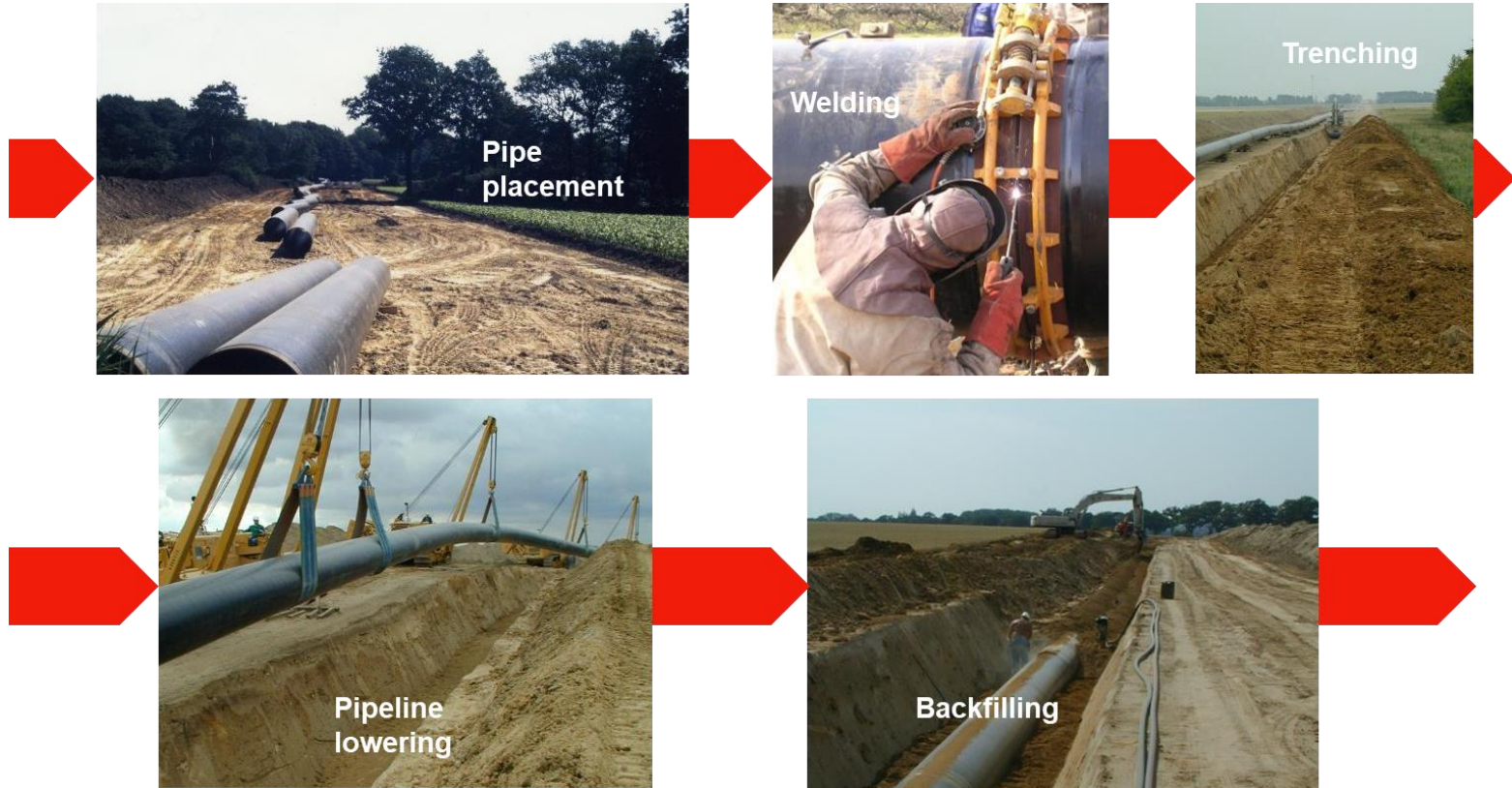
Kapazitätsvorgabe → Selektion einer Route → Festlegung des Designs → Bau



Schrittabelle im Pipelinebau – 1: Trassenvorbereitung



Schrittabelle im Pipelinebau – 2: Materialaufbringung, Schweißen, Trenching, Absenken, Begleitkabelverlegung



Schrittfolge im Pipelinebau – 3: Querungen & Pressungen, Stresstest, vorläufig TÜV-Bescheinigung, Rekultivierung



Schrittabelle im Pipelinebau – 4: Rekultivierung und Kompensation







Removal of soil



Material stocks



Pipe placement



Welding



Trenching



Pipeline lowering



Backfilling



Crossings



Pressings



Hydro testing



Certification



Soil recovery



Re-cultivation

(Compensation areas)

Druck: > 16 bar (aktuell bis 100 bar)

Nennweiten: DN 100 bis DN 1400

Temperatur: -10°C bis +60°C

Länge: wenige Kilometer bis
einige hundert Kilometer



Quelle: Open Grid Europe 2020

Werkstoff für Gasleitungen:

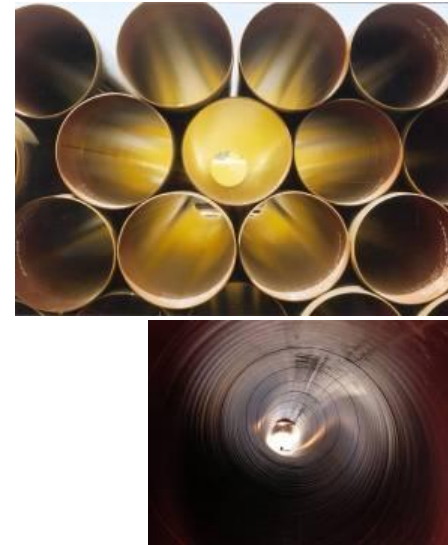
- bis 10 bar Betriebsdruck: Oftmals Kunststoff (DVGW G 472) und auch Stahl
- > 10 bar Betriebsdruck: Stahl (DVGW G 462 und G 463)

Unterschiedliche Gasleitungsrohre aus Stahl:

- Nahtlose Rohre
- Längsnahtgeschweißte Rohre oder
- Spiralnahtgeschweißte Rohre

Auswahl der Rohre nach verschiedenen Kriterien:

- Innendruck
- Werkstoff
- Wanddicke
- Schweißbarkeit
- Korrosionsschutz (aktiv-KKS / passiv-Rohrumhüllung)
- Preis



Quelle: Open Grid Europe 2020

Stresstests sind Wasserdruckprüfungen mit Beanspruchungen der Rohre und Baustellenbogen (Feldbogen) bis an den Bereich der Streckgrenze - bei ausreichendem Abstand zur Bruchfestigkeit - unter Beachtung der zulässigen integralen plastischen Verformung der Rohrleitung.

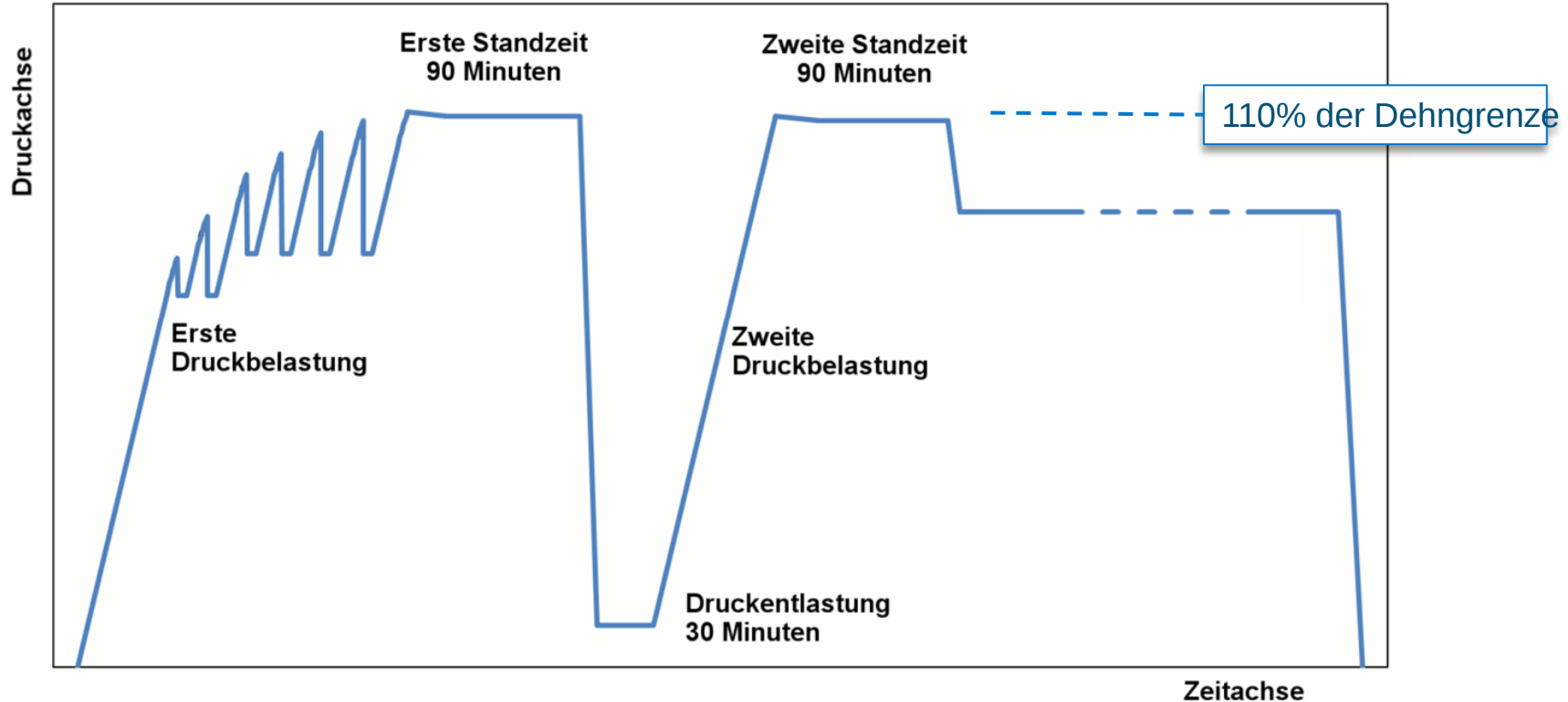
- Wasserdruckprüfung
- Belastung der Rohre und Feldbögen bis an den Bereich der Streckgrenze
- Ausreichender Abstand zur Bruchfestigkeit
- Beachtung der zulässigen plastischen Verformung der Rohrleitung



Quelle: TÜV Nord, Dr. Chr. Engel
DVGW Erfahrungsaustausch 2020

- Molchbare Ausführung des Prüfabschnitts
- Annähernd gleiches Verformungsverhalten der verbauten Rohre (möglichst keine unterschiedlichen Durchmesser, Wanddicken, Festigkeiten)
- Begrenzte Höhenunterschiede (falls nicht vermeidbar Einsatz verschiedener Wanddicken)
- Ausreichende Überdimensionierung der Rohrbögen und sonstiger Komponenten (Armaturen, Molchschleusen, etc.) gegenüber den Rohren
- Berücksichtigung der Wasserquellen und Entsorgungsmöglichkeiten

- Qualität, Integrität und Sicherheit der Rohrleitung nachweisen
- Verlegespannungen, Zusatzspannungen durch Formabweichungen, Eigenspannungen und Spannungsspitzen vermindern bzw. beseitigen
- Größere Fehlstellen durch Aufreißen beseitigen
- Kleinere Fehlstellen durch Plastifizierung im Risswachstum bei Betriebsdruck hindern
- sachgemäße Konstruktion, Verlegung und Fertigung bestätigen
- Aussagen über den Sicherheitsabstand zum Betriebsdruck und Vergleich mit der Berechnung ermöglichen
- Lieferung zusätzlicher Erkenntnisse bei der Bewertung bestehender Rohrleitungen (Rehabilitation)



Spezialthema Stresstests: Beispiele für durch Stresstests gefundene (historische) Fehler



Bild 9. Ein schadhaftes Rohr innerhalb des Prüfabschnitts 1, an dem der Rohrbruch bei 194 atü nach der dritten Druckbelastung und 5 min Standzeit auftrat.

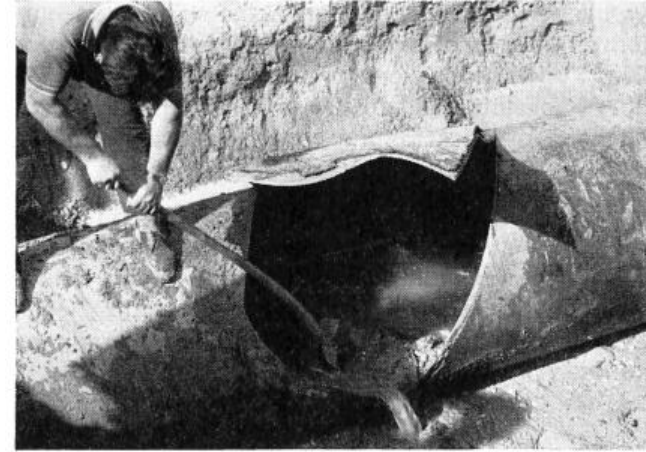


Bild 9. Der Verlauf des bei der Wasserdruckprüfung aufgetretenen Risses.

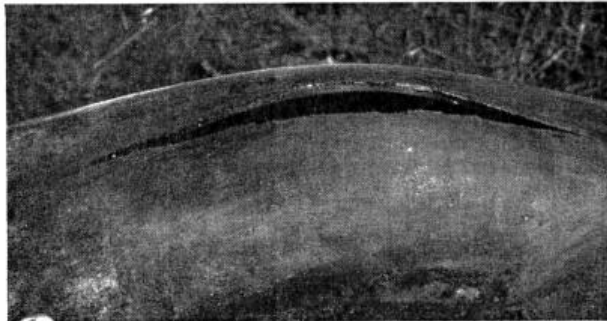


Bild 14. Der Verlauf des Risses am Rohrbogen.

Quelle: Jahresberichte
RWTÜV e.V. 1971 und 1973

STRESSTEST 2.0

Das VdTÜV-Merkblatt Rohrfernleitungen 1060 ist vom VdTÜV in der Fassung vom 20.04.2018 veröffentlicht worden und über den VdTÜV zu beziehen

VdTÜV-Merkblatt	MB ROHR 1060
	Richtlinien für die Durchführung des Stresstests
	Rohrfernleitungen 1060 2018-04-20
Diese Richtlinien sind mit Beteiligung von Vertretern des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn), der BASF und des SZMP (Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH) vom VdTÜV aufgestellt worden. Sie stellen nach bisherigen Erfahrungen im Regelmaß geeignete Lösungen für den Stresstest dar. Im Zweifelsfall gilt mit der sinnvollen Anwendung des Merkblattes die ingesamtmäßige Sorgfaltspflicht als erfüllt. Abweichungen sind zulässig, wenn sie ausreichend begründet werden. Das Merkblatt wird laufend dem Stand der Technik angepasst. Anregungen hierzu sind zu richten an den Herausgeber. Verband der TÜV e. V., Friedrichstraße 136 10117 Berlin	
Inhalt	
1. Hinweise für die Anwendung	2
2. Anforderungen	2
3. Messgeräte und Toleranzen	4
4. Prüfabschnitte	5
5. Durchführung	5
6. Auswertung und Prüfdruckhöhe	7
7. Dichtheitsprüfung	10
8. Literaturhinweise	10
Anlage 1 Zulässige integrale Umfangsdehnung (Δu) und zulässige zuzupumpende Wassermenge ($\Delta V/V$ in %) in Abhängigkeit vom Werkstoff	11

Ersatz für Ausgabe 2007-02; 1-Änderungen gegenüber der vorangehenden Ausgabe

Die VdTÜV-Merkblätter sind unveränderlich geschützt. Die Vervielfältigung, die Verbreitung, der Nachdruck und die elektronische Weitergabe auf elektronischen oder ähnlichen Trägern, auch die auszugsweise Übertragung, der sonstigen Nutzung des Inhalts, insbesondere dessen Weitergabe, ist ohne schriftliche Genehmigung des VdTÜV-Merkblattes (VdTÜV-Merkblattes) untersagt.

Herausgeber: Verband der TÜV e. V., Berlin

Druck und Vertrieb: TÜV Nord AG, 40335 Essen, 0181 1000-1000, 0181 1000-1000, 0181 1000-1000, 0181 1000-1000

C Netz-Komponenten

- ➔ Bögen und Verlegetechniken
- ➔ T-Stücke und Sondereinbauteile
- ➔ Armaturen
- ➔ Kathodischer Schutz gegen Korrosion

Horizontale / vertikale Richtungsänderungen durch Einbau von Bögen

Große Verlegeradien:

- Auslenkung des verschweißten Rohrstrangs mit zulässiger elastischer Verformung



Kleinere Verlegeradien:

- Baustellenbogen: Bogen werden aus umhüllten Rohr auf Baustelle mittels Biegemaschine kalt gebogen ($1 - 1,5^\circ$ je Biegeschritt, z.B. Bogen DN 500 $\rightarrow R$ ca. 25 m)
- Werksbogen, Schnittkrümmer, Hamburger Bogen; Herstellung im Werk, Rohrerwärmung durch induktives Glühen und anschließende Biegung. (z.B. Werksbogen $R = 10 \times D$, Hamburger Bogen $R = 1,5 \times D$)



Quelle: Open Grid Europe 2020

- Abzweigstück (T-Stück), zweigt von Hauptleitung einer Leitung ab

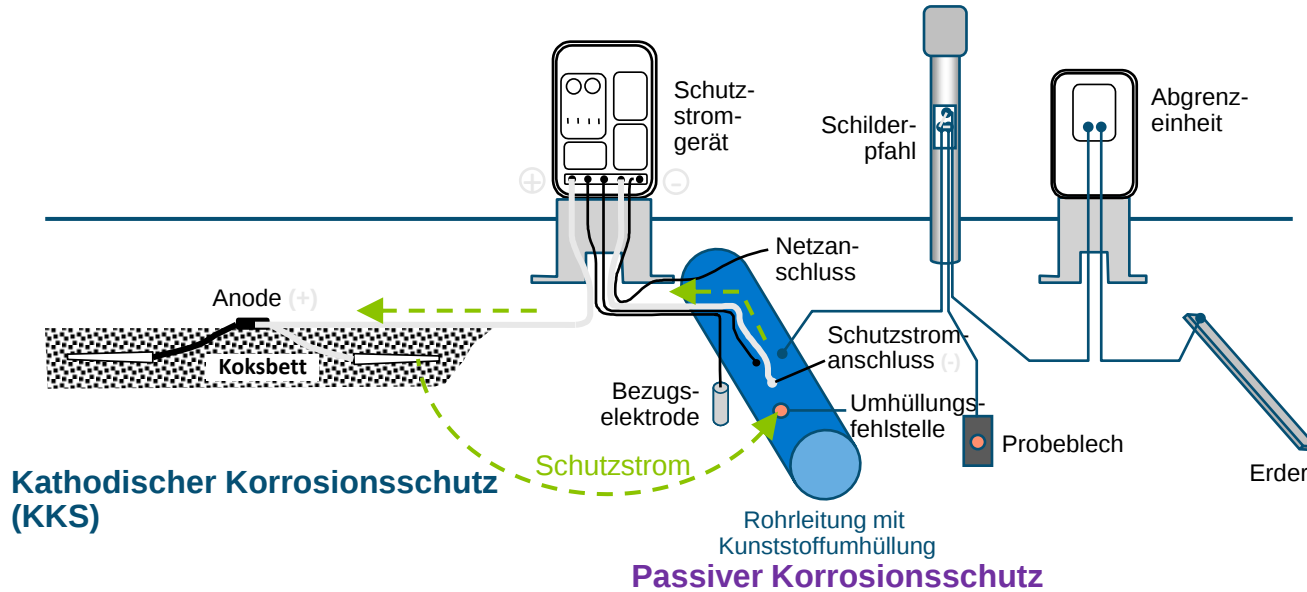


- Reduzierstück, Einbau bei erforderlichen Durchmesseränderungen
- Verschlussböden
- Flansche mit Schrauben / Muttern und Dichtungen
- Isolierstücke (Isolierkupplungen) / Isolierflansche
- Ausbläser
- Kondensat- / Flüssigkeitssammler
- Dehner
- Molchschleusen



- Unterscheidung nach Bauart
(Kugelhahn - Schieber)
- Unterscheidung nach Funktion
(Dichtarmatur – Verschleißarmatur)
- Große Gasleitungen
⇒ meistens Kugelhähne
(Vorteil: niedrige Bauhöhe & geringeres Gewicht)





Erdverlegte Stahlrohrleitungen werden durch Kombination aus elektrochemischem Schutz (**kathodischer Korrosionsschutz**) und isolierenden Kunststoffumhüllung (**passiver Korrosionsschutz**) geschützt.

D Kapazitätsfestlegung einer Leitung

- ➔ Kapazitätsberechnung nach Darcy-Weissbach
- ➔ Kapazitätsänderung bei Mediumwechsel
- ➔ Darcy-Weissbach für Volumen- und Energiestromdichten
- ➔ Kapazitätssteigerung bestehender Leitungssysteme
- ➔ „pressure-uprating“ als Kapazitätserhöhungsmaßnahme

The capacity of a pipeline depends on geometry but also on the inlet and outlet pressure (Darcy-Weissbach)

$$p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$


Kapazitätsbestimmung: Wie der Wobbe-Index eingeht

Berechnung des Wobbe-Indexes:

$$W_S = \frac{H_S}{\sqrt{d}} = \frac{H_S}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{Brennstoff},n}}{\rho_{\text{Luft},n}}}}$$

H_S = Brennwert
 d = Dichteverhältnis r (Rho) des Brenngases zur Luft

$$1 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$

$$2 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \left(\frac{H_S}{H_S}\right)^2 \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$

$$3 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{\rho_{\text{Luft}}}{\rho_{\text{Luft}}} \cdot \left(\frac{H_S}{H_S}\right)^2 \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$

$$4 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot d \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \left(\frac{H_S}{H_S}\right)^2 \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$

$$5 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \left(\frac{\sqrt{d}}{H_S}\right)^2 \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot H_S^2 \cdot \dot{V}_n^2 \cdot K_m$$

$$6 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \left(\frac{1}{W_S}\right)^2 \cdot K_m \cdot H_S^2 \cdot \dot{V}_n^2$$

$$\dot{Q} = H_S \cdot \dot{V}_n$$

$$7 \quad p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot \left(\frac{1}{W_S}\right)^2 \cdot K_m \cdot \dot{Q}^2$$

$$8 \quad p_1^2 - p_2^2 = \hat{\lambda} \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \left(\frac{1}{W_S}\right)^2 \cdot K_m \cdot \dot{Q}^2$$

$$9 \quad \dot{Q} = W_S \cdot D^{2.5} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)}{\hat{\lambda} \cdot L \cdot K_m}}$$

Kapazitätsbestimmung: Gegenüberstellung eines H₂- und eines CH₄-Transportes unter den gleichen Geometrie- und Druckbedingungen

Natural gas

Capacities

$$\dot{Q}^{NG} = W_S^{NG} \cdot D^{2.5} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)}{\hat{\lambda} \cdot L \cdot K_m^{NG}}} \quad (I)$$

Compressibility numbers

$$K_m^{NG} = 1 - \frac{p_m}{450 \text{ bar}} \quad (III)$$

Hydrogen

$$\dot{Q}^{H2} = W_S^{H2} \cdot D^{2.5} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)}{\hat{\lambda} \cdot L \cdot K_m^{H2}}} \quad (II)$$

$$K_m^{H2} = 1 + \frac{p_m}{1500 \text{ bar}} \quad (IV)$$

(III + IV)

$$K_m^{H2} = K_m^{NG} \cdot \left\{ 1 + \frac{13}{4500} \cdot \frac{p_m}{K_m^{NG}} \right\} \quad (V)$$

$$p_m = \frac{2}{3} \cdot \frac{p_1^3 - p_2^3}{p_1^2 - p_2^2}$$

(II + V)

$$\dot{Q}^{H2} = \dot{Q}^{NG} \cdot \frac{W_S^{H2}}{W_S^{NG}} \cdot \frac{\sqrt{K_m^{NG}}}{\sqrt{K_m^{H2}}}$$

or

$$\dot{Q}^{H2} = \dot{Q}^{NG} \cdot \frac{W_S^{H2}}{W_S^{NG}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{13}{4500} \cdot \frac{p_m}{K_m^{NG}}}}$$

Kapazitätsbestimmung: Gegenüberstellung eines H₂- und eines CH₄-Transportes unter den gleichen Geometrie- und Druckbedingungen: Rechenbeispiel

Initial pressure $p_1 = 80 \text{ [bar]}$

End pressure $p_2 = 60 \text{ [bar]}$

Average pressure $p_m = 70.48 \text{ [bar]}$

Wobbe index $W_S^{NG} = 12.91 \text{ [kWh/m}^3\text{]}$

$$W_S^{H_2} = 10.95 \text{ [kWh/m}^3\text{]}$$

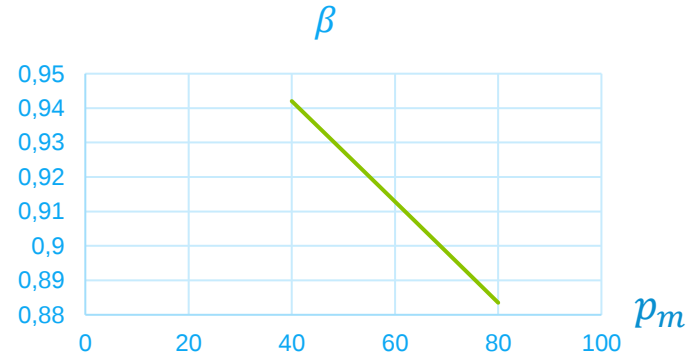
$$\alpha = 0.85$$

$$\beta = 0.90$$

**capacity
reduction factor** $\alpha \cdot \beta \approx 0.76$

loss of capacity is roughly 25%

$$\dot{Q}^{H_2} = \dot{Q}^{NG} \cdot \underbrace{\frac{W_S^{H_2}}{W_S^{NG}}}_{\text{constant } \alpha} \cdot \underbrace{\frac{1}{\sqrt{1 + \frac{13}{4500} \cdot \frac{p_m}{K_m^{NG}}}}}_{\beta \text{ pressure dependent}}$$



Kapazitätseinbußen lassen sich durch Anpassung des Druckregimes kompensieren: Ein Beispiel

- If the hydrogen pipeline operated at the same inlet pressure should have the same capacity as the natural gas pipeline the outlet pressure has to be lowered
- Rule of thumb: The new target outlet pressure $\tilde{p}_2$ can be estimated based on the Darcy-Weißbach equation

$$(p_1^2 - \tilde{p}_2^2) = \left(\frac{4}{3}\right)^2 \cdot (p_1^2 - p_2^2)$$

$$\tilde{p}_2 = \sqrt{p_1^2 - \left(\frac{4}{3}\right)^2 \cdot (p_1^2 - p_2^2)}$$

Example for the flow regime given about with

{	Initial pressure	$p_1 = 80 \text{ [bar]}$
	End pressure	$p_2 = 60 \text{ [bar]}$

$$\tilde{p}_2 = 37.7 \text{ [bar]}$$

Statt:

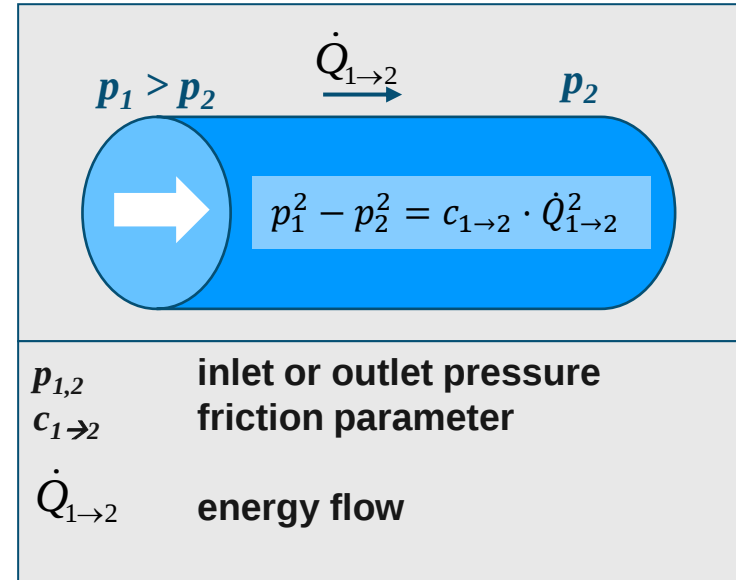
$$p_1^2 - p_2^2 = \lambda \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot K_m \cdot \dot{V}_n^2$$

einfach:

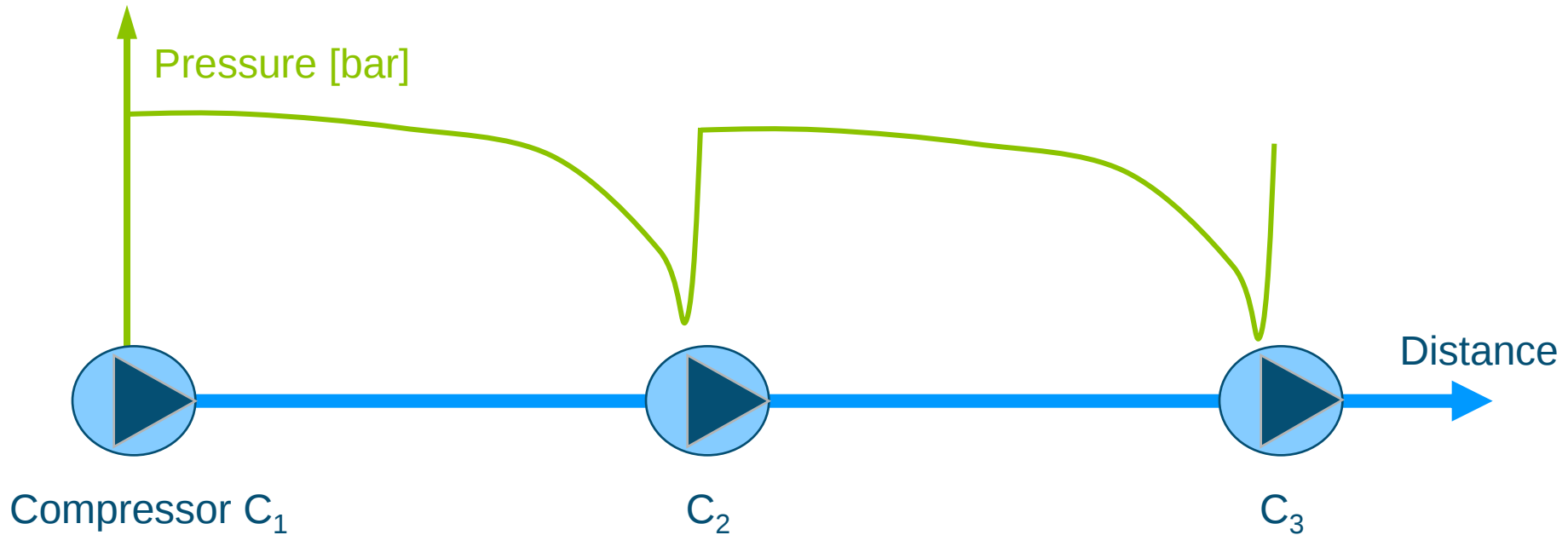
$$p_1^2 - p_2^2 = \hat{\lambda} \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \left(\frac{1}{W_S} \right)^2 \cdot K_m \cdot \dot{Q}^2$$

oder noch besser:

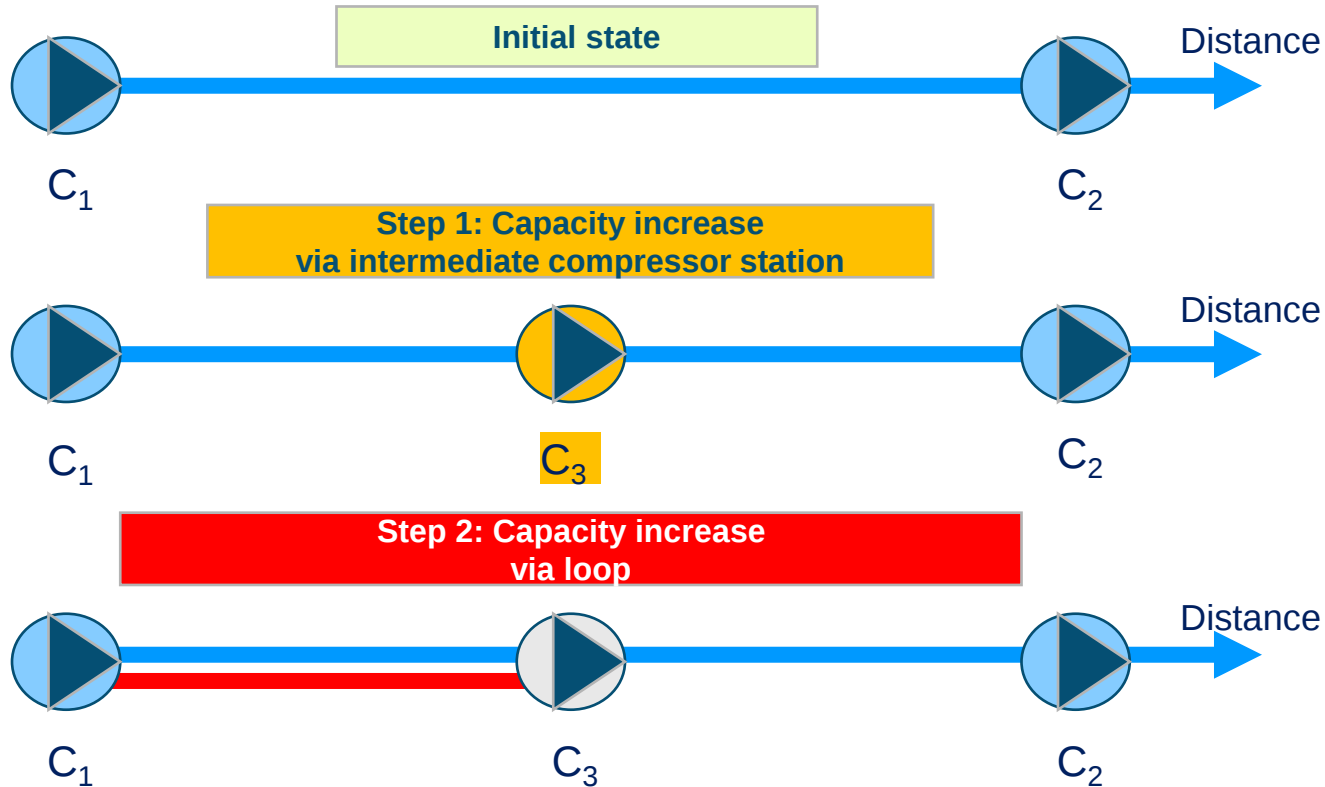
$$p_1^2 - p_2^2 = c_{1 \rightarrow 2} \cdot \dot{Q}_{1 \rightarrow 2}^2$$



Die etwa alle 100 km streckenlängen-entfernten Verdichter „schubsen“ die Moleküle für den Weitertransport an, indem sie das Gas wieder hoch verdichten.



Wie kann man die Kapazität einer einmal gebauten Gashochdruckleitung erhöhen? → 2 Optionen



Kapazitätserhöhung durch Nachweis von „Reserven“: Das sog. „Pressure-uprating“ im angelsächsischen Raum

The pressure up-rating can be successful, if the real yield strength data and wall thicknesses are higher than the nominal (or specified) data.

Design pressure

$$DP = \frac{20 \times f_o}{D} R_{t0,5}(\theta) \times T_{\min}$$



Potential increased pressure

$$P_{\text{real}} = \frac{20 \times f_o}{D} R_{t,\text{real}}(\theta) \times T_{\text{real}}$$

$T_{\min}$ is the calculated minimum wall thickness [mm]

T_{real} is the real wall thickness [mm]

DP is the design pressure [bar]

D is the outside diameter of the pipe [mm]

f_o is the design factor []

$R_{t0,5}(\theta)$ is the specified minimum yield strength at the design temperature [N/mm²]

$R_{t,\text{real}}(\theta)$ is the real minimum yield strength at the design temperature [N/mm²]



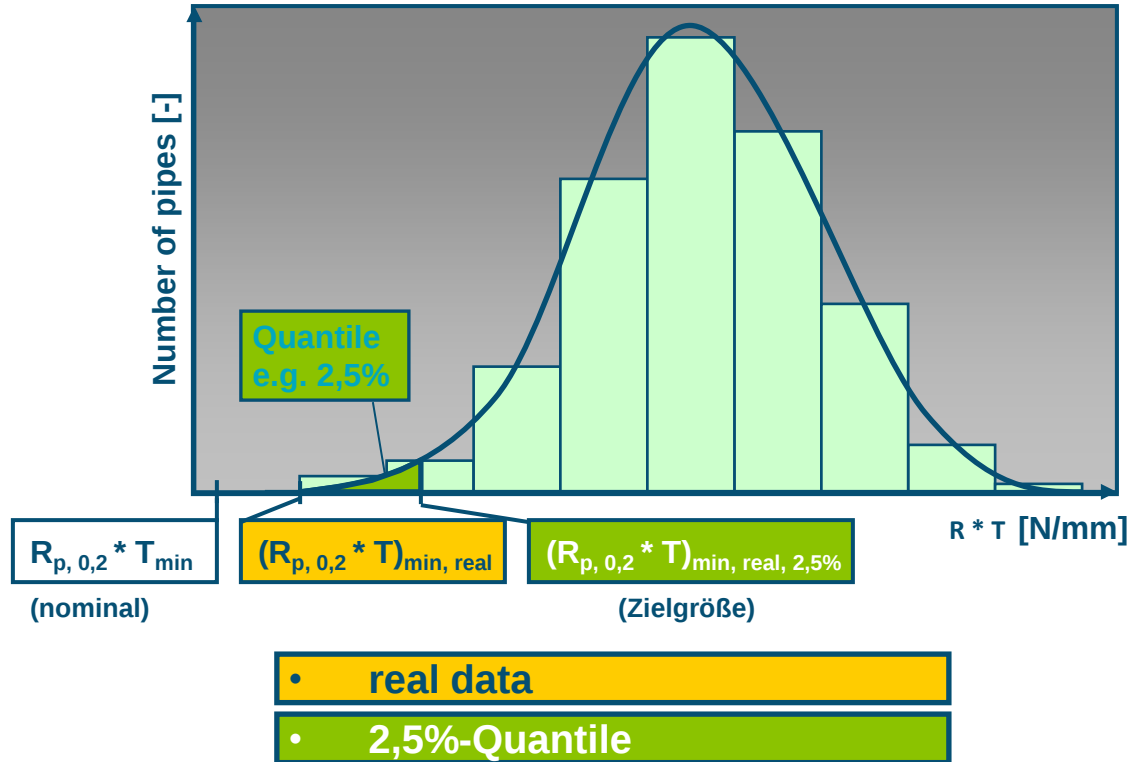
Entweder

reale $K * s$ – Werte (oder $R * T$ – Werte), die höher sind als die Nominalwerte

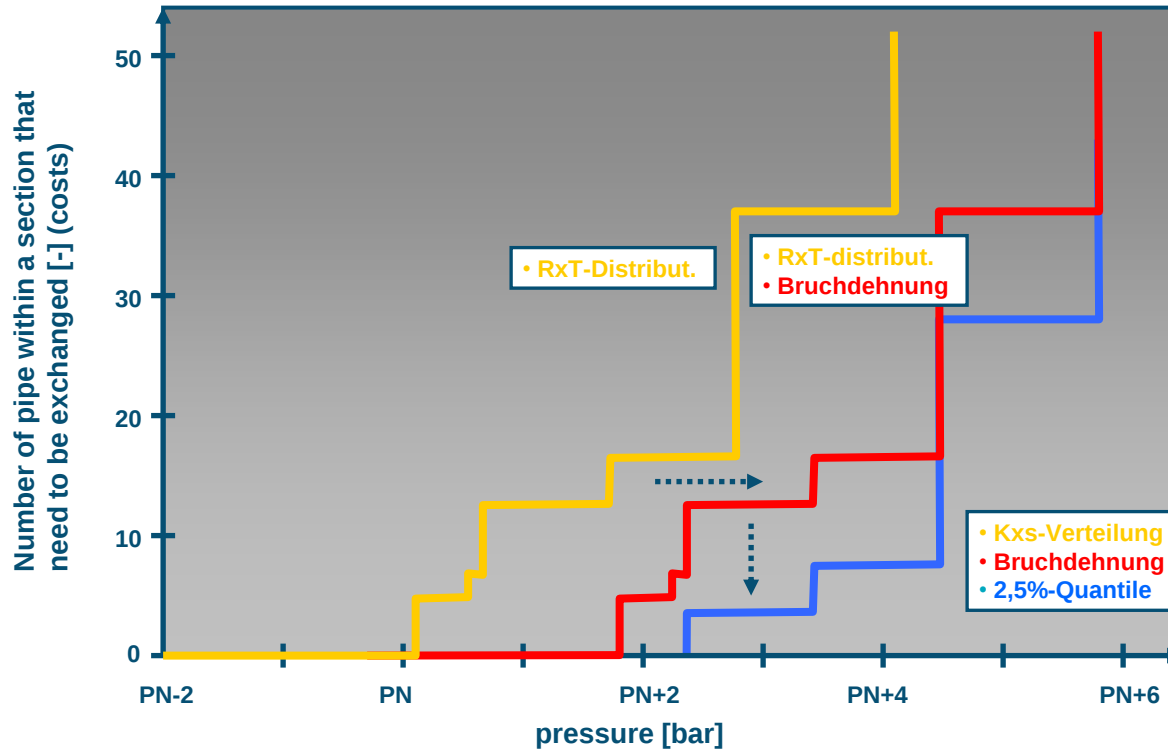
(siehe Diagramm rechts)

oder

deutlich höhere Bruchdehnungswerte, die eine leichte Reduktion des Sicherheitsbeiwertes von 1,6 auf 1,56 erlauben



Ggf. kann man durch den Austausch der „schwächsten“ Rohre einen höheren Betriebsdruck genehmigt bekommen



Beispiel dafür, welche Kapazitätsreserven durch Druckanhebung gehoben werden können

Example for pressure up-rating

Old Darcy-Weisbach:

$$P_1^2 - P_2^2 = c_{1,2} \cdot (\dot{Q}_{1 \rightarrow 2})^2$$

New Darcy-Weisbach:

$$P_{1,new}^2 - P_2^2 = c_{1,2} \cdot (\dot{Q}_{1 \rightarrow 2,new})^2$$

“Ansatz“:

$$P_{1,new}^2 = (1 + \lambda)^2 \cdot P_1^2 \quad \text{and} \\ \dot{Q}_{1 \rightarrow 2,new} = (1 + \mu) \cdot \dot{Q}_{1 \rightarrow 2}$$

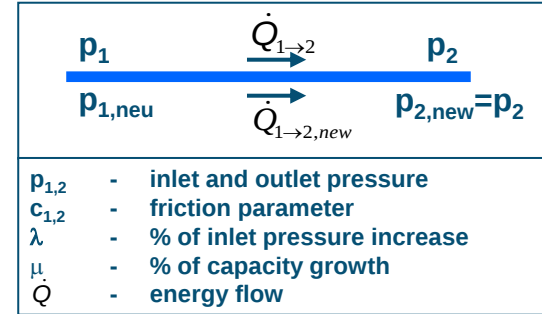
Result:

$$c_{1,2} \cdot \left(\frac{\dot{Q}_{1 \rightarrow 2}}{P_1} \right)^2 = 1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^2 = \frac{\lambda \cdot (2 + \lambda)}{\mu \cdot (2 + \mu)} \approx \frac{\lambda}{\mu}$$

Example:

Let $P_1 = 80$ bar, $P_2 = 60$ bar. Then :

$$\mu \approx 2,3 \cdot \lambda \Rightarrow 5\% \Delta p \text{ results in } 11\% \Delta \dot{Q}$$



Measures for retroactive pressure increase

-
- Figure 1 is an aerial photograph of the study area in the city of Medan. The image shows a street grid and various buildings. A map overlay is present, showing a network of roads and landmarks. A table of coordinates is located in the bottom left corner of the image.
- | Latitude | Longitude |
|----------|-----------|
| 3.58 | 101.50 |
| 3.57 | 101.51 |
| 3.56 | 101.52 |
| 3.55 | 101.53 |
| 3.54 | 101.54 |
| 3.53 | 101.55 |
| 3.52 | 101.56 |
| 3.51 | 101.57 |
| 3.50 | 101.58 |
| 3.49 | 101.59 |
| 3.48 | 101.60 |
| 3.47 | 101.61 |
| 3.46 | 101.62 |
| 3.45 | 101.63 |
| 3.44 | 101.64 |
| 3.43 | 101.65 |
| 3.42 | 101.66 |
| 3.41 | 101.67 |
| 3.40 | 101.68 |
| 3.39 | 101.69 |
| 3.38 | 101.70 |
| 3.37 | 101.71 |
| 3.36 | 101.72 |
| 3.35 | 101.73 |
| 3.34 | 101.74 |
| 3.33 | 101.75 |
| 3.32 | 101.76 |
| 3.31 | 101.77 |
| 3.30 | 101.78 |
| 3.29 | 101.79 |
| 3.28 | 101.80 |
| 3.27 | 101.81 |
| 3.26 | 101.82 |
| 3.25 | 101.83 |
| 3.24 | 101.84 |
| 3.23 | 101.85 |
| 3.22 | 101.86 |
| 3.21 | 101.87 |
| 3.20 | 101.88 |
| 3.19 | 101.89 |
| 3.18 | 101.90 |
| 3.17 | 101.91 |
| 3.16 | 101.92 |
| 3.15 | 101.93 |
| 3.14 | 101.94 |
| 3.13 | 101.95 |
| 3.12 | 101.96 |
| 3.11 | 101.97 |
| 3.10 | 101.98 |
| 3.09 | 101.99 |
| 3.08 | 102.00 |
| 3.07 | 102.01 |
| 3.06 | 102.02 |
| 3.05 | 102.03 |
| 3.04 | 102.04 |
| 3.03 | 102.05 |
| 3.02 | 102.06 |
| 3.01 | 102.07 |
| 3.00 | 102.08 |
| 2.99 | 102.09 |
| 2.98 | 102.10 |
| 2.97 | 102.11 |
| 2.96 | 102.12 |
| 2.95 | 102.13 |
| 2.94 | 102.14 |
| 2.93 | 102.15 |
| 2.92 | 102.16 |
| 2.91 | 102.17 |
| 2.90 | 102.18 |
| 2.89 | 102.19 |
| 2.88 | 102.20 |
| 2.87 | 102.21 |
| 2.86 | 102.22 |
| 2.85 | 102.23 |
| 2.84 | 102.24 |
| 2.83 | 102.25 |
| 2.82 | 102.26 |
| 2.81 | 102.27 |
| 2.80 | 102.28 |
| 2.79 | 102.29 |
| 2.78 | 102.30 |
| 2.77 | 102.31 |
| 2.76 | 102.32 |
| 2.75 | 102.33 |
| 2.74 | 102.34 |
| 2.73 | 102.35 |
| 2.72 | 102.36 |
| 2.71 | 102.37 |
| 2.70 | 102.38 |
| 2.69 | 102.39 |
| 2.68 | 102.40 |
| 2.67 | 102.41 |
| 2.66 | 102.42 |
| 2.65 | 102.43 |
| 2.64 | 102.44 |
| 2.63 | 102.45 |
| 2.62 | 102.46 |
| 2.61 | 102.47 |
| 2.60 | 102.48 |
| 2.59 | 102.49 |
| 2.58 | 102.50 |
| 2.57 | 102.51 |
| 2.56 | 102.52 |
| 2.55 | 102.53 |
| 2.54 | 102.54 |
| 2.53 | 102.55 |
| 2.52 | 102.56 |
| 2.51 | 102.57 |
| 2.50 | 102.58 |
| 2.49 | 102.59 |
| 2.48 | 102.60 |
| 2.47 | 102.61 |
| 2.46 | 102.62 |
| 2.45 | 102.63 |
| 2.44 | 102.64 |
| 2.43 | 102.65 |
| 2.42 | 102.66 |
| 2.41 | 102.67 |
| 2.40 | 102.68 |
| 2.39 | 102.69 |
| 2.38 | 102.70 |
| 2.37 | 102.71 |
| 2.36 | 102.72 |
| 2.35 | 102.73 |
| 2.34 | 102.74 |
| 2.33 | 102.75 |
| 2.32 | 102.76 |
| 2.31 | 102.77 |
| 2.30 | 102.78 |
| 2.29 | 102.79 |
| 2.28 | 102.80 |
| 2.27 | 102.81 |
| 2.26 | 102.82 |
| 2.25 | 102.83 |
| 2.24 | 102.84 |
| 2.23 | 102.85 |
| 2.22 | |

[illegible]

E Design-Philosophien

- ➔ Probabilistisches Design; veränderliche Sicherheitsbeiwerte; Gebietsklassen
- ➔ Definition von Risiken
- ➔ Qualitative, score-basierte simple Risikomodelle
- ➔ Quantitative Risikomodelle und Risikoanalysen (QRA)
- ➔ Formel der QRA für Gaswolken-Steighöhen, Massenströme bei Vollbruch, Flammenlängen, Wärmestrahlung, Dosis, Probit, Letalitäten und Eintrittswahrscheinlichkeiten
- ➔ Risiko-Konturen
- ➔ Vergleich einer probabilistischen Analyse mit einer deterministischen
- ➔ Limit State Design in Bildern, Text und Formeln und was daran realitätsfremd ist

Also so-called probabilistic design philosophies are described in EN 1594

In some countries the **design factor f_o** depends on external conditions like population density or the likelihood of the occurrence of external threats, ignition sources, etc.

The design varies with the type of areas (→ area classification).

This pipeline design is called “probabilistic” [see EN 1594 or the following page].

7.2 Wall thickness determination

7.2.1 Straight pipe

For normal load conditions the minimum wall thickness for straight pipe is calculated as follows:

$$T_{\min} = \frac{DP \times D}{20 \times f_o \times R_{t0,5}(\theta)} \quad (1)$$

where

$T_{\min}$ is the calculated minimum wall thickness, in millimetres (mm);

DP is the design pressure, in bar;

D is the outside diameter of the pipe, in millimetres (mm).

If D_i is preset, D shall equal $D_i + 2 T_{\min}$, D_i being the inside diameter in millimetres (mm);

f_o is the design factor;

$R_{t0,5}(\theta)$ is the specified minimum yield strength at the design temperature, in Newton per square millimetre (N/mm²).

In einigen Ländern arbeitet man so sog. Gebietsklassen, in denen das Design der Leitung unterschiedliche Sicherheitsbeiwerte vorsieht (bzw. erlaubt)

Possible measures to ensure safety in design, construction and operation are listed below.

The list is not intended to be exhaustive nor will it be necessary to incorporate all the measures on each occasion.

When selecting measures, consideration shall be given to the safety and environmental conditions existing at the time of construction for which firm details are known:

- a) a control zone shall be established to control all third-party activities in order to safeguard the pipeline against interference;
- b) **if a system of area classification is used, design factors shall be chosen relevant to the classification levels;**
- c) this design factor may be increased if additional measures are taken against third-party interference (for limitation on the design factor reference is made to 7.2);
- d) the route of the pipeline shall be at an appropriate distance from buildings. The distance should be determined by the particular parameters and/or national requirements;
- e) for high-strength pipe steels, appropriate toughness properties for fracture-arrest capability should be selected;
- f) the minimum depth for the pipeline shall be greater than that of normal agricultural/horticultural activities expected in the area. The probability of third-party interference to the pipeline will decrease if a depth greater than the minimum specified in 7.7 is adopted;
- g) additional forms of mechanical protection can reduce interference by third-party activity. Designers shall carefully select the forms of the additional protection to minimize any adverse effects on the efficiency of the cathodic protection;
- h) the route of the pipeline should be identified by a locating system such as markers;
Pipeline safety can further be increased by ensuring an adequate frequency of surveillance.

Ausnutzungsgrade (reziproke) Sicherheitsbeiwerte in Abhängigkeit von Gebietsklassen (sog. Location Classes)

TABLE 841.114B
DESIGN FACTORS FOR STEEL PIPE CONSTRUCTION

Facility	Location Class				
	Div. 1	Div. 2	2	3	4
Pipelines, mains, and service lines [see para. 840-2(b)]	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
Crossings of roads, railroads without casing:					
(a) Private roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets, with hard surface and railroads	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
Crossings of roads, railroads with casing:					
(a) Private roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets, with hard surface and railroads	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
Parallel encroachment of pipelines and mains on roads and railroads:					
(a) Private roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Unimproved public roads	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Roads, highways, or public streets, with hard surface and railroads	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Fabricated assemblies (see para. 841-121)	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Pipelines on bridges (see para. 841-122)	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Compressor station piping	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
Near concentration of people in Location Classes 1 and 2 [See para. 840.3(b)]	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40

TABLE 841.111A
BASIC DESIGN FACTOR F

Location Class	Design Factor F
Location Class 1, Division 1	0.80
Location Class 1, Division 2	0.72
Location Class 2	0.60
Location Class 3	0.50
Location Class 4	0.40

Probabilistisches Design basiert auf der Ermittlung eines Risikos (z.B. Individual-Risiko, Einwohner-Risiko oder Gesellschaftliches Risiko)

Probabilistic design is based on the idea that different technical or industrial installations can be made comparable by quantifying their associated risk (e.g. as consequence times probability of a worst case scenario). However, such a risk figure need to be assessed, measured or calculated.

Übliche Definition des Risikos

$$\text{Risk} = \text{Probability} * \text{Consequence}$$



Is a risk high or low? To give an answer simple ranking procedures might be suitable to compare different design alternatives.

56 Prof. Dr. Gerald Linke, DVGW, Vorlesung RUB 2024/25

Im probabilistischen Leitungsbau wird ein Risiko nach (pseudo-)wissenschaftlichen Maßstäben errechnet

$$R = Leth \cdot P \quad P = P_{failure} \cdot P_{ignition}$$

$$Leth = f(D)$$

$$D = \int_0^T (\dot{q}(t))^{4/3} \cdot dt$$

<u>Symbol</u>	<u>meaning</u>
<i>R</i>	<i>risk</i>
<i>Leth</i>	<i>lethality</i>
<i>P</i>	<i>probability</i>
<i>D</i>	<i>dosage</i>
<i>$\dot{q}$</i>	<i>heat radiation or flux</i>
<i>T</i>	<i>exposure time</i>

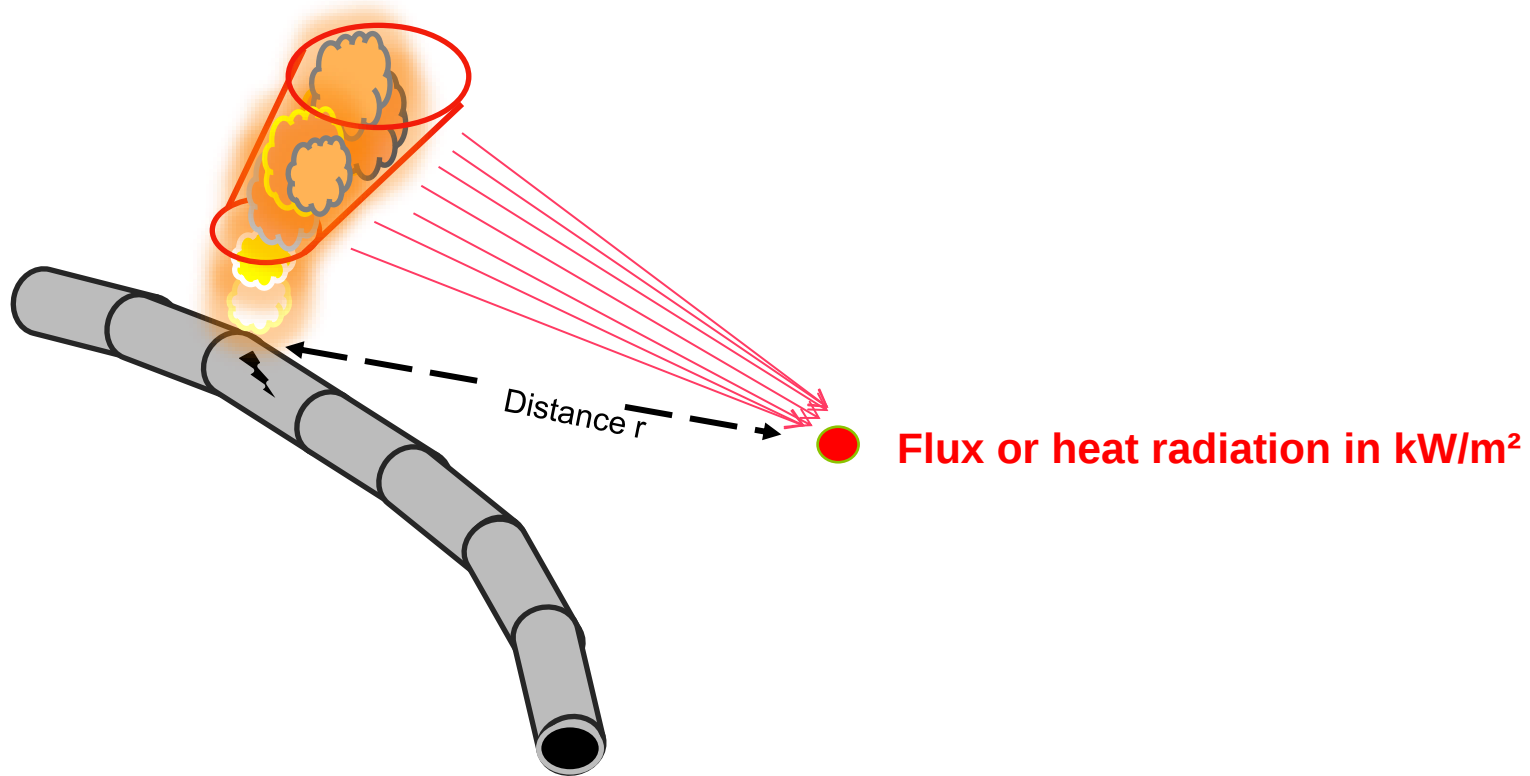
Quantitative Risk Assessment (QRA) of a pipeline is based on a “worst case” scenario.

A total loss of containment (rupture) and a ignition of the released gas is assumed.

The resulting heat flux has the potential to injure people in the vicinity to the accident.

“Damage” is expressed in terms of a lethality likelihood for an individual person next to the accident.

This type of consequence is weighted with the probability that the entire scenario might take place.



Quantitative Risk Assessment (QRA) requests a very good understanding of the physical processes in case of a pipeline rupture.

E.g. the **size of flammable cloud** needs to be calculated.
Its contour is important to estimate the heat radiation that is emitted from the flame (in case of ignition).

Estimation of the size of flammable cloud at zero wind velocity

According to Birch et al., the gas concentration above the vent source can be estimated

$$\eta = \frac{kd_{ps}}{z+a} \left(\frac{\rho_a}{\rho_g} \right)^{1/2} = \frac{kd}{z+a} \cdot \sqrt{C_D \left(\frac{P_{vessel}}{P_a} \right) \left(\frac{T_a}{T_{vessel}} \right)^{0.5} \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{(\gamma+1)/2(\gamma-1)} \left(\frac{\rho_a}{\rho_g} \right)^{1/2}}$$

with $\left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{(\gamma+1)/2(\gamma-1)} \approx 0.582$; $C_D \approx 0.85$; $k \approx 4.9$; $\left(\frac{\rho_a}{\rho_g} \right)^{1/2} \approx 1.28$;

and $a = -0.1 \cdot d_{ps} \approx -0.0703 \cdot d \left(\frac{P_{vessel}}{P_a} \right)^{0.5}$

Variable η symbolises the concentration while z is the height above the orifice.

This formula can be simplified when neglecting the shift a :

$$\eta \approx \frac{1}{z} \cdot 4.4 \cdot d \cdot \sqrt{p} \quad [\text{diameter in m and pressure in bar}]$$

Birch, A.D.; Brown, D.R.; Dodson, M.G.; Swaffield, F.: The Structure and Concentration Decay of High Pressure Jets of Natural Gas. Combustion Science and Technology, 1984, Vol. 36, pp. 249-261

On the other hand $d \cdot \sqrt{p}$ is related with the mass flow rate through the equation

$$\dot{M} = C_D A p_0 \sqrt{\frac{\kappa}{R_S T_0} \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa + 1}{\kappa - 1}}}$$

where

C_D is the contraction coefficient (approx. 0.85)

A is the release area

p_0 is the pressure in the pipeline

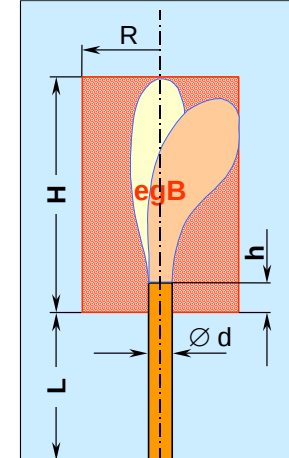
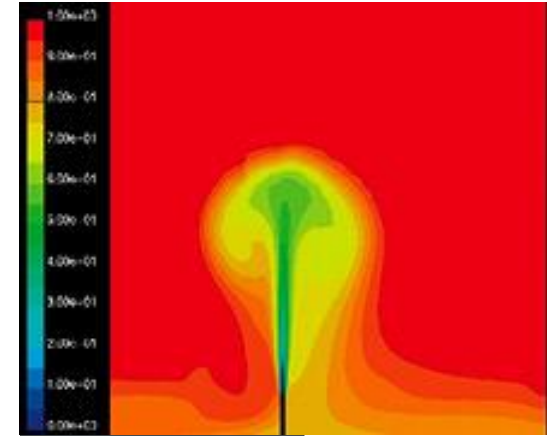
T_0 is the initial temperature

κ is the heat capacity ratio = approx. 1,3

$R_S = R \cdot M_{mol} = 519.6 \text{ J/Kg K}$

Combination of the equations above gives a simple formula to estimate the height of a gas cloud of concentration η :

$$z \approx \frac{1}{\eta} \cdot 0.41 \cdot \sqrt{\dot{m}} = \frac{1}{\eta} \cdot 0.367 \cdot \sqrt{\dot{V}}$$



Flammenlänge, äquivalenter Durchmesser, Wärmestrahlung

Flame length
[m]

$$l_{\text{flame}} = \frac{4.76}{0.05} \cdot d_{eq} \cdot \sqrt{\frac{\rho_{air}}{\rho_{gas}}}$$

Equivalent
diameter
[m]

$$d_{eq} = d \cdot p \cdot \psi \cdot \sqrt{\frac{\kappa \rho_{gas} / \rho_{air}}{(\kappa + 1) \cdot p \cdot \psi - 1}}$$
$$\psi = \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{(\kappa / (\kappa - 1))}$$

Heat radiation
[kW/m²]

$$\dot{q}_0 = \frac{0.05 \cdot m_{g,Mol}^{0.2} \cdot \dot{m}_0 \cdot H_u}{\rho \cdot \frac{273}{T}} \frac{1}{4\pi r^2}$$

Ref.:

[1] Methods for the calculation of physical effects CPR 14 E (TNO Yellow Book), TNO 1992

[2] Sicherheit von Erdgas-Hochdruckleitungen (Rahmenbericht der Schweizerischen Erdgaswirtschaft), 1997

Von der Wärmestrahlung über die Dosis zur Zwischengröße „Probit“ hin zur Letalität

The lethality is calculated from the suffered dosage D using the well-known Eisenberg equation:

$$Leth = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^Y \exp\left(-\frac{x^2}{2}\right) dx \equiv \frac{1}{2} \operatorname{erf}(-\infty, Y)$$

with the auxiliary variable "probit", Y , which is a function of the dosage D :

$$Y = -19.9 + 2.56 \cdot \operatorname{LOG}(D/10000).$$

The dosage is the integrale of the local and time-dependent power density $\dot{q}(\underline{r}, t)$:

$$D = \int_0^T [\dot{q}(\underline{r}(t), t)]^{4/3} dt.$$

T is the time of exposure.

Ref.:

F. Lees: Loss Prevention in the Process Industries I,II, Butherworths, 1980

Heat radiation
[kW/m²]

$$\dot{q}_0 = \frac{0.05 \cdot m_{g, Mol}^{0.2} \cdot \dot{m}_0 \cdot H_u}{\rho \cdot \frac{273}{T}} \frac{1}{4\pi r^2}$$

Ref.:

[1] Methods for the calculation of physical effects CPR 14 E (TNO Yellow Book), TNO 1992

[2] Sicherheit von Erdgas-Hochdruckleitungen (Rahmenbericht der Schweizerischen Erdgaswirtschaft), 1997

The mass flow is proportional to $p \cdot D^2$

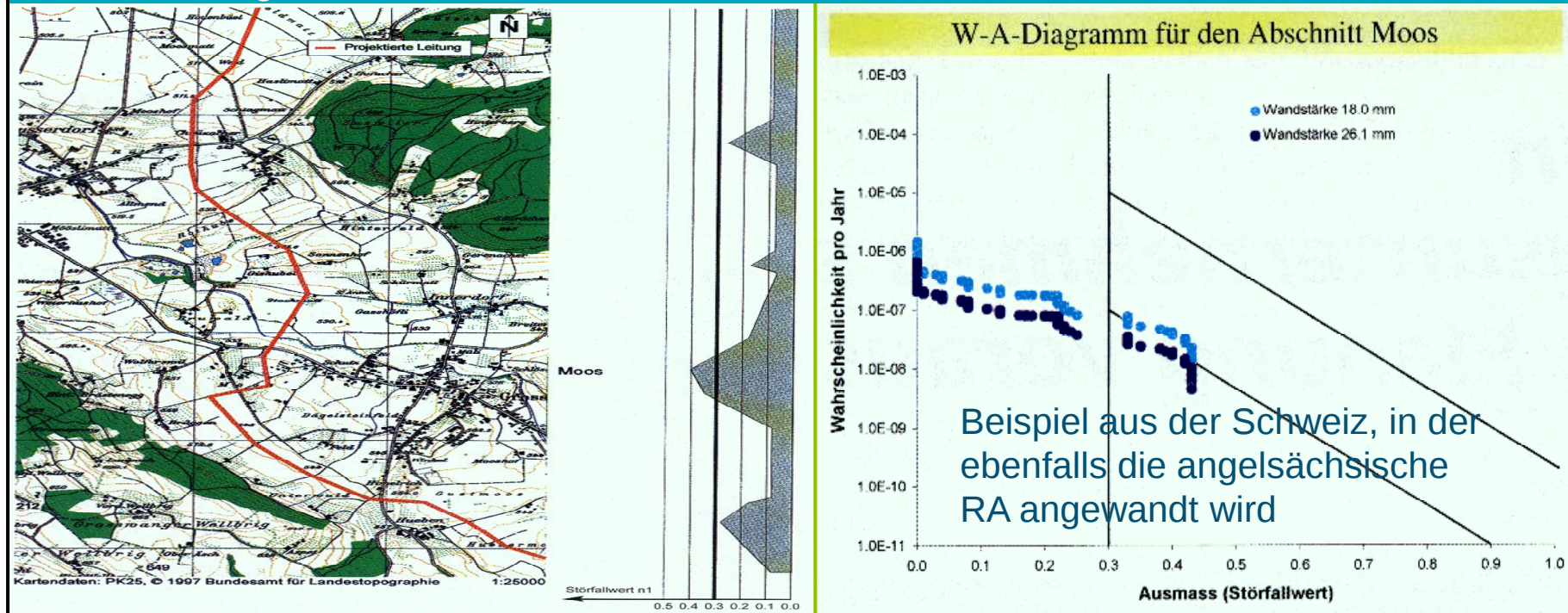
Die $p \cdot D^2$ -Abhängigkeit des Massenflusses durch ein voll geborstenes Rohr schlägt sich durch auf die Wärmestrahlung, die mit dem Massenfluss wächst. Diese bestimmt wiederum die numerische Zwischengröße „Probit“ und somit die Letalität.

Die Letalität ist damit letztlich größer für großkalibrige Leitungen mit großen Durchmessern.

Da auch die Zündwahrscheinlichkeit im Falle eines Leitungsabrisses mit zunehmendem Leitungsdurchmesser D steigt, ist das Risiko (als Produkt aus Letalität und Eintrittswahrscheinlichkeit) grob proportional zu $p \cdot D^3$.

Folglich geben vereinfachende probabilistische Standards nicht überschreitbare Grenzwerte für $p \cdot D^3$ vor. Für „kleinere“ Pipelines oder solche mit geringeren Betriebsdrücken höhere Grenzwerte zugelassen, da die Folgen geringer sind. (Dies führt zu den Grenzwertformeln auf Folie 72).

Übersteigt das Individual-Risiko den Wert von 10^{-6} , so sind Minderungsmaßnahmen einzuleiten, etwa Wanddickenerhöhung, Betonplattenverlegung, Vergrößerung des Abstandes zum Objekt oder Nachweis niedrigerer Eintrittswahrscheinlichkeiten



Risikokontur (Iso-Risiko-Linien)

Case from the PURPLE BOOK (TNO)

„Guidelines for quantitative risk assessment“

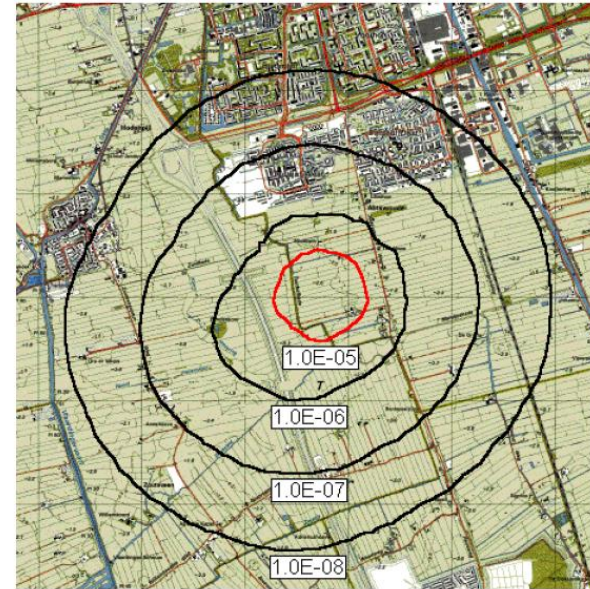


Figure 6.8 Presentation of the Individual Risk contours. Shown are the Individual Risk contours 10^{-5} , 10^{-6} , 10^{-7} and 10^{-8} y^{-1} of a fictive plant.

Das probabilistische Design ist mit vielen Nachteilen behaftet

Considering that, within the 30-year history of collection of statistical data on transmission pipelines Europe-wide, only one pipeline incident with lethalties occurred (Ghislenghien, Belgium, 2004) the risk discussions appear “strange”.

They ignore aspects like

- expenditures
- to compensate for loss of containment,
- to repair destroyed installations,
- to balance contractual obligations,
- harm to company's image,
- loss of market shares.

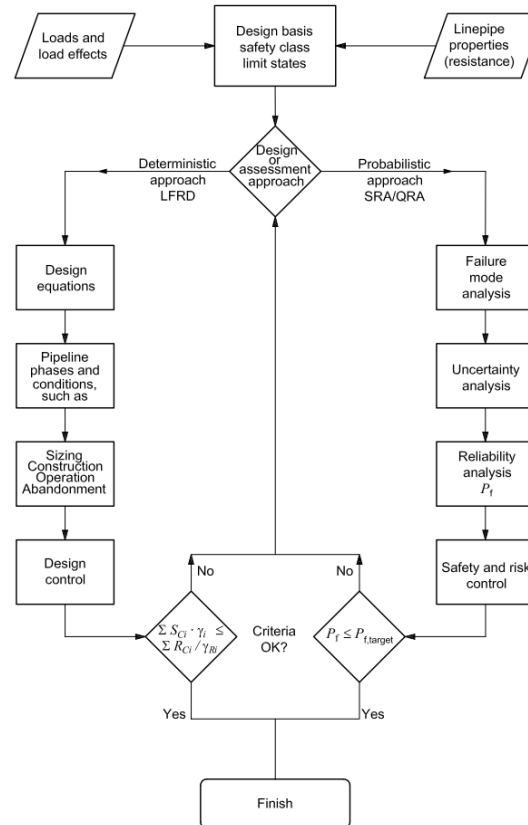
Once an accident occurs, the acceptance for new projects decreases significantly. Therefore, pipeline operation must be safe! Pipelines are everywhere.



Vergleich/Gegenüberstellung einer deterministischen Design-Philosophie mit einer probabilistischen

Deterministic design is based on proven formulas:

(load and resistance-factor design → LFRD)

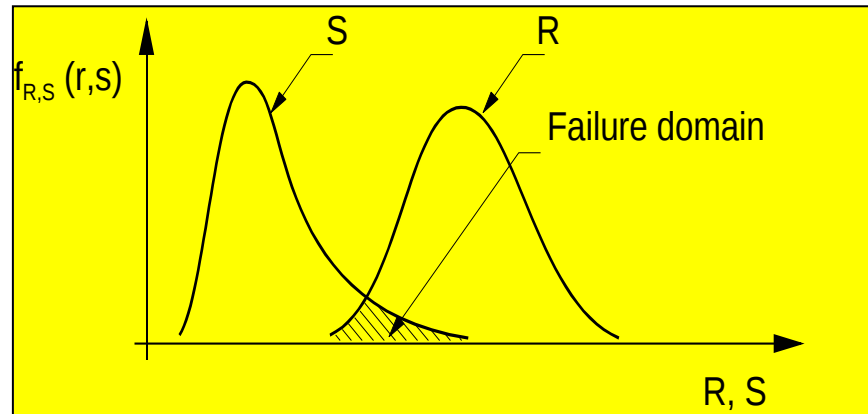


Probabilistic design is based on risk assessment

(structural-reliability analysis → SRA
quantitative risk analysis → QRA)

Ein anderes „probabilistisches Design“ mit Namen „Limit State Design“ (insbesondere für Offshore-Pipelines)

Limit State Design basiert auf Zuverlässigkeitsanalyse, die mit Verteilungsfunktionen für Lasten und Belastbarkeit arbeiten: Bildliche Darstellung



ISO Standard
ISO 16708

Erklärung in Worten und Kritik am Limit State Design

Limit state design is also founded on probabilistic methods.

However, what is considered is not the likelihood of an “external” damage – quantified in lethalties or injuries – but the likelihood of a system failure.

It is assumed that unknown additional stresses (on top of the internal pressure stress) reduce the classical safety margin. In addition, also the resistance of a pipe is assumed to be a random figure (e.g. due to the fact that tolerances in fabrication lead to thicker or thinner steel walls than specified).

Within this theory, a failure occurs when the random figure stress (S) exceed the random figure resistance (R) .

Weakness of the approach is:

- *The termination of the distribution functions of the random variables is difficult or ambiguous.*
- *The real dynamic of the random variables (due to ageing) is not considered.*

Ein anderes „probabilistisches Design“ mit Namen „Limit State Design“ (insbesondere für Offshore-Pipelines)

Limit State Design basiert auf Zuverlässigkeitsanalyse, die mit Verteilungsfunktionen für Lasten und Belastbarkeit arbeiten: Erklärung mit Formeln

For a given limit state, a probabilistic design involves modelling of the generalised stochastic load, S , and generalized stochastic resistance, R . As a simple illustration, the corresponding limit state function can be expressed in the form of

$$g(x) = R - S \quad (\text{A.13})$$

When the distribution functions for R and S are established through uncertainty analysis, the failure probability is then calculated by

$$P_f = \int_{g(x) \leq 0} f_{R,S}(R,S) dR dS \quad (\text{A.14})$$

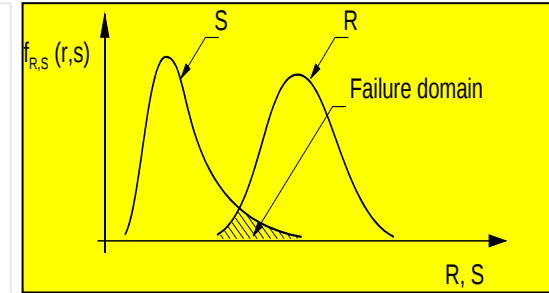
The probabilistic design check can then performed using the following design format:

$$P_{f,\text{calculated}} \leq P_{f,\text{target}} \quad (\text{A.15})$$

where

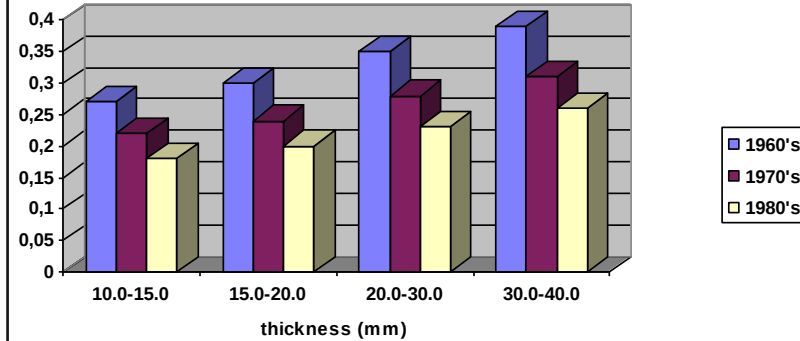
$P_{f,\text{calculated}}$ is the calculated probability of failure from the reliability analysis;

$P_{f,\text{target}}$ is the target value that should be satisfied for a design to be accepted.



„Unschärfen“ in den Design-Eingangsgrößen für Limit State Design findet man einfach

Typical maximum target standard deviation of wall thickness, in mm



Pipe under combined loads

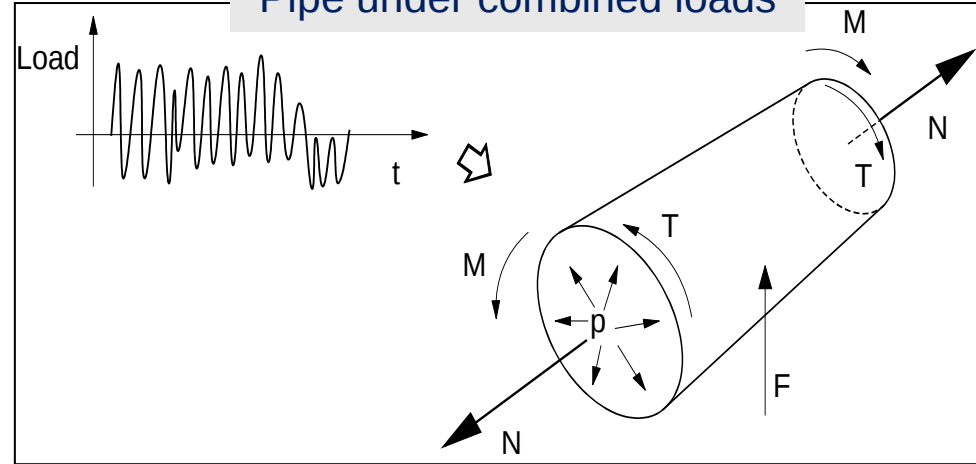


Table B.1 — Typical uncertainty values for dimensional properties — Seam-welded pipes

Variable	Distribution	Characteristic value x_c	Normalized variable	CoV = σ/μ % ^a	$(\mu - x_c)/\sigma$
Wall thickness, t	Normal	$t_{\min}$	$X_t = t / t_{\min}$	0,5 to 2	2 to 7
		t_{nom}	$X_t = t / t_{\text{nom}}$		0 to 2
Pipe diameter, D	Normal	D_{nom}	$X_D = D / D_{\text{nom}}$	< 0,1	0
Initial ovality, f_0	Lognormal	$f_{0,\text{max}}$	—	25 to 60	3 to 15

^a σ is the standard deviation; μ is the mean value.

Target failure probabilities depending on safety classes (location classes)

It is assumed that the possible consequences decrease as a function of $P \cdot D^3$, because the failure consequences for a given class increase as a linear function of the expected number of people affected, that is with a) with the size of the affected area, which is proportional to $P \cdot D^2$, and b) the probability of ignition, which is assumed to be roughly proportional to D .

The following equations relating the failure rate to the class location system are found: [25]

$$\text{Safety class 1 (low)} \quad P_{f,\text{target}} = \frac{5 \times 10^{-3}}{P \cdot D^3} \quad (\text{C.1})$$

$$\text{Safety class 2 (medium)} \quad P_{f,\text{target}} = \frac{5 \times 10^{-4}}{P \cdot D^3} \quad (\text{C.2})$$

$$\text{Safety class 3 (high)} \quad P_{f,\text{target}} = \frac{5 \times 10^{-5}}{P \cdot D^3} \quad (\text{C.3})$$

$$\text{Safety class 4 (very high)} \quad P_{f,\text{target}} = \frac{5 \times 10^{-6}}{P \cdot D^3} \quad (\text{C.4})$$

$$\text{Individual risk} \quad P_{f,\text{target}} = \frac{5,2 \times 10^{-4}}{(P \cdot D^3)^{0,66}} \quad (\text{C.5})$$

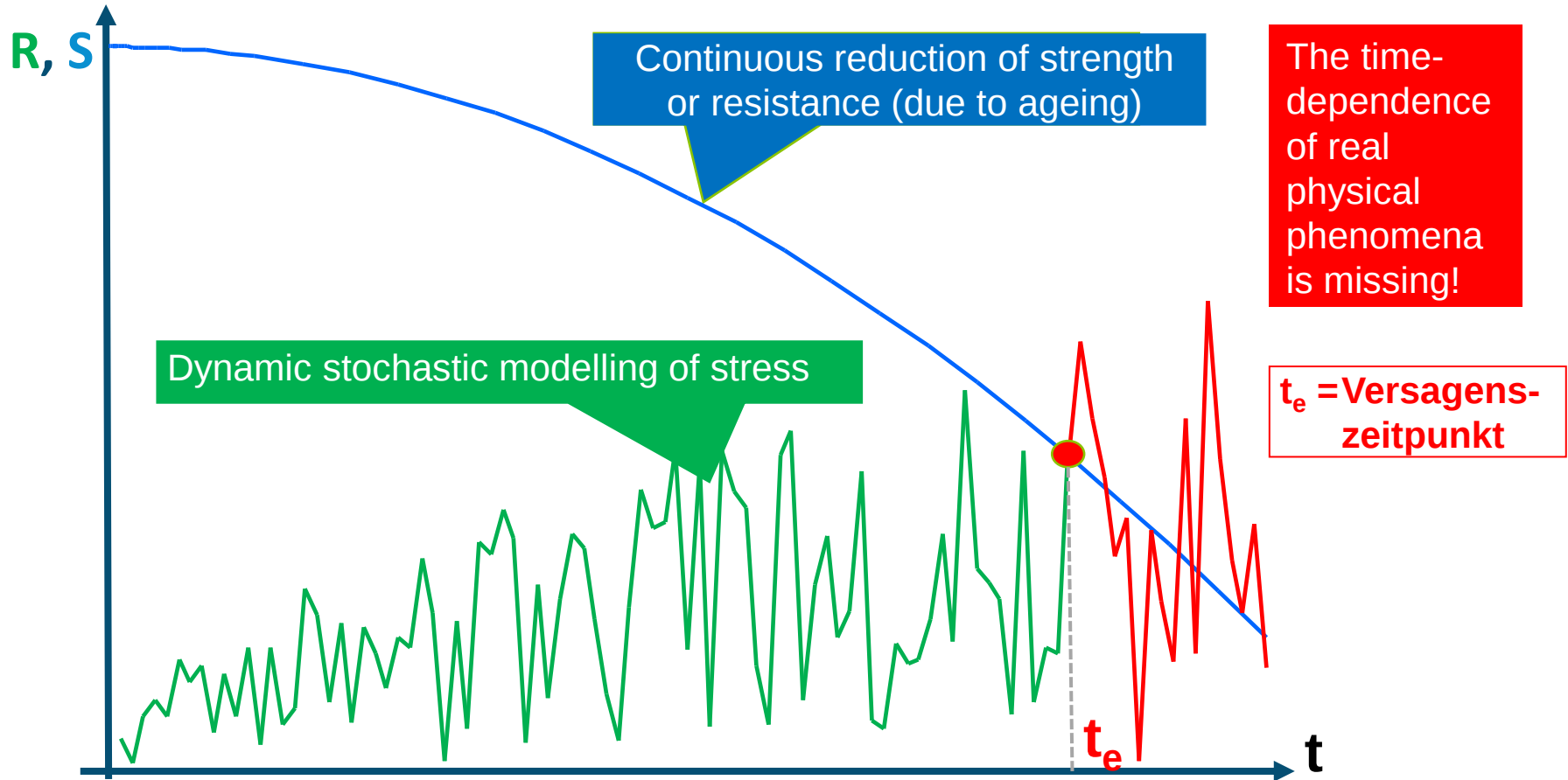
where

$P_{f,\text{target}}$ is the maximum acceptable failure probability in failures per kilometre per year (excluding small leaks);

P is the internal pressure in bars;

D is the outside pipe diameter in metres.

Was grundlegend falsch ist an der Limit State Modellbeschreibung dieser Art



F EGIG-Statistik*

- ➔ Welche Schadensdaten zu Pipelines seit 1970 in Europa und Deutschland erhoben werden
 - ➔ Wie der Leitungsbestand über die Jahre gewachsen ist und mit ihm die Betriebserfahrung
 - ➔ Welche Schadenhäufigkeiten pro Jahr und Kilometer ermittelt wurden und welche Trends sich abzeichneten
 - ➔ Welche Schadensursachen reportet wurden
 - ➔ Was die Hauptursachen für einen Schaden waren und derzeit sind
-

* Siehe insbesondere: <https://www.egig.eu/>



Über die EGIG-Statistik zu Gas-Hochdruckleitungen in Europa Berichterstattung seit 1970

European pipeline operators have gathered pipeline failure data since 1970.

These statistics are published every three years in the EGIG report
(European Gas Pipeline Incident Data Group)



Objective

The objective of EGIG is to collect and present data on loss of gas incidents in order to present the safety performance of the European gas transmission network to the general public and authorities.

Criteria

The required criteria for an incident to be recorded in the EGIG database are the following:

- The incident must lead to an unintentional gas release,
- The pipeline must fulfil the following conditions:
 - ✓ To be made of steel
 - ✓ To be onshore
 - ✓ To have a Maximum Operating Pressure higher than 15 bar
 - ✓ To be located outside the fences of the gas installations

Incidents on production lines or involving equipment or components (e.g. valve, compressor) are not recorded in the EGIG database.

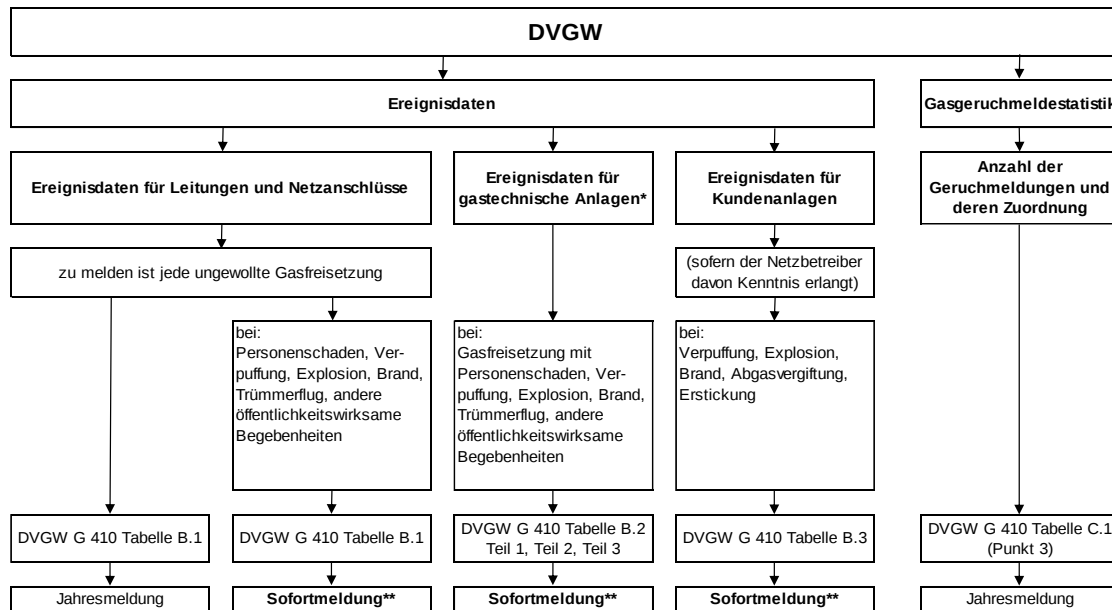


Deutschland melden Daten der EGIG, hat aber eine eigene, detaillierte Schadensstatistik, die Gebäude und Geruchsmeldungen umfasst

- **Definition**

- Ein **meldepflichtiges Ereignis** für Leitungen und Netzanschlüsse ist eine ungewollte Gasfreisetzung

- **Meldepflichtige Ereignisse**, die mit Personenschaden, Verpuffung, Explosion, Brand, Trümmerflug oder anderen öffentlichkeitswirksamen Begebenheiten verbunden sind, müssen **sofort** nach dem Eintritt gemeldet werden



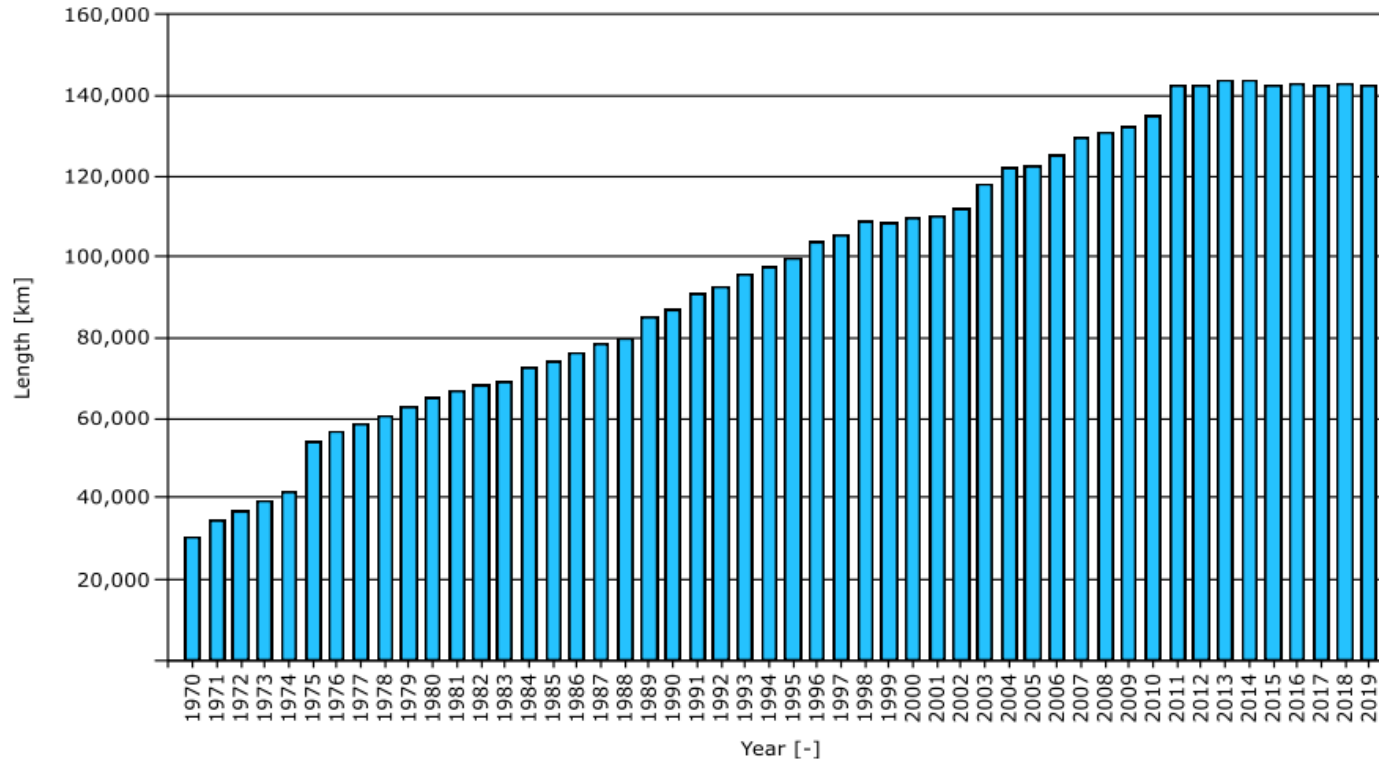
meldepflichtiges Ereignis ... ist ein Ereignis, das an den DVGW und ggf. an die zuständige Behörde zu melden ist

* Molchstation, GDRA (einschl. HDR), GMA, GDRMA, Verdichteranlage, Erdgasspeicher, Biogaskonditionierungs- und -einspeiseanlage, Erdgastankstelle

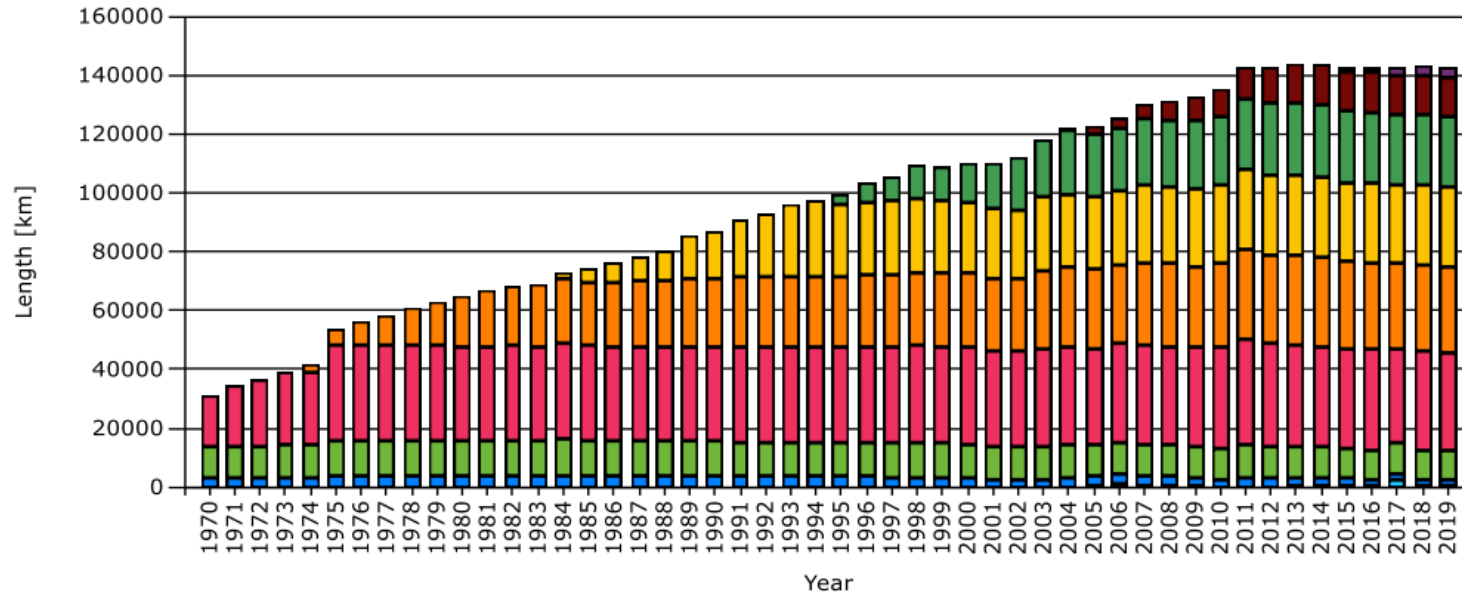
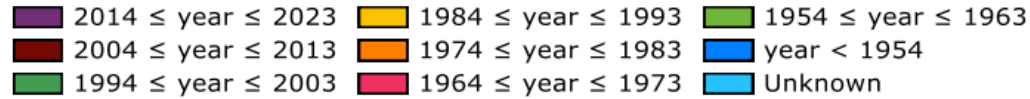
** zusätzlich: zuständiges Bundesministerium, Energieaufsicht, DVGW Hauptgeschäftsführung, DVGW-Landesgruppe



EGIG: Wie die Länge des EU-Hochdrucknetzes gewachsen ist



Total length of the European gas transmission system in EGIG

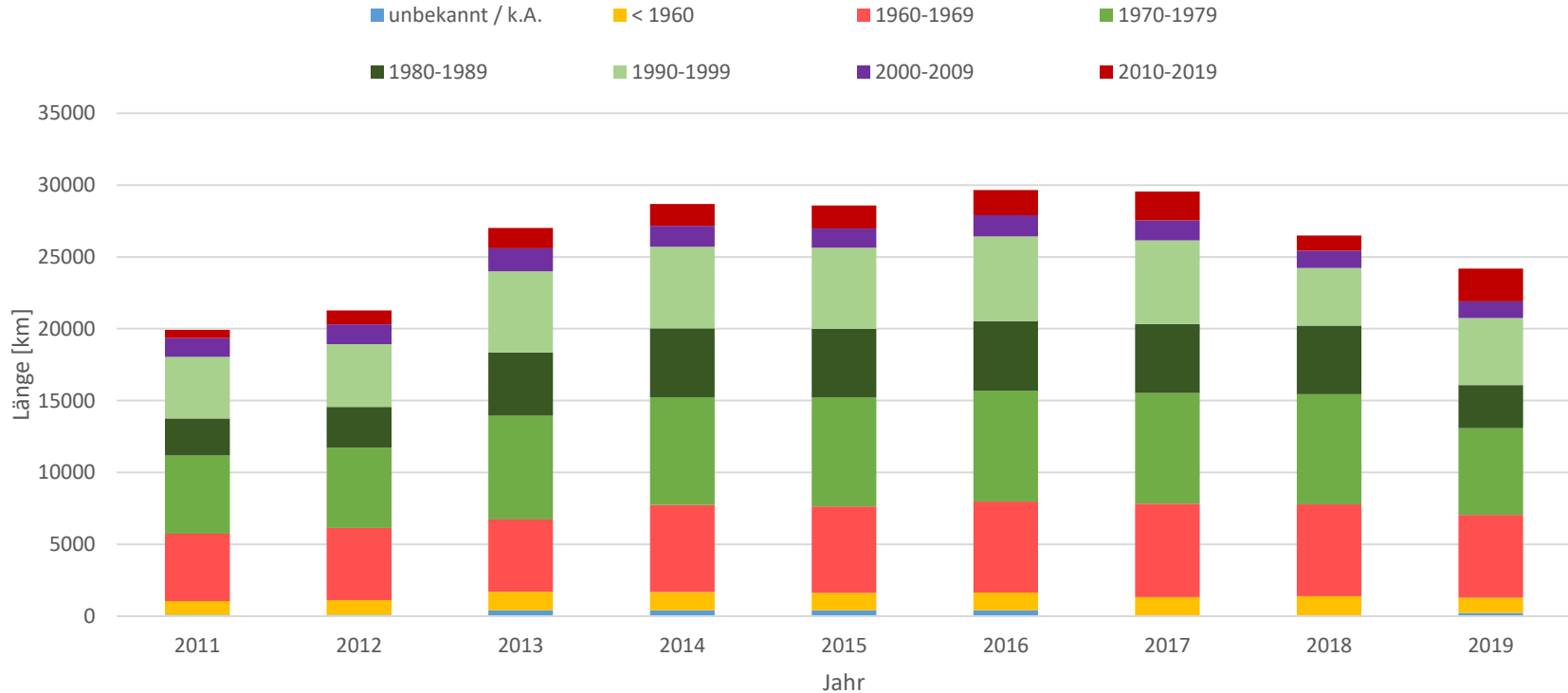


Total length per year of construction



D: Länge über Zeit und nach Baujahr differenziert

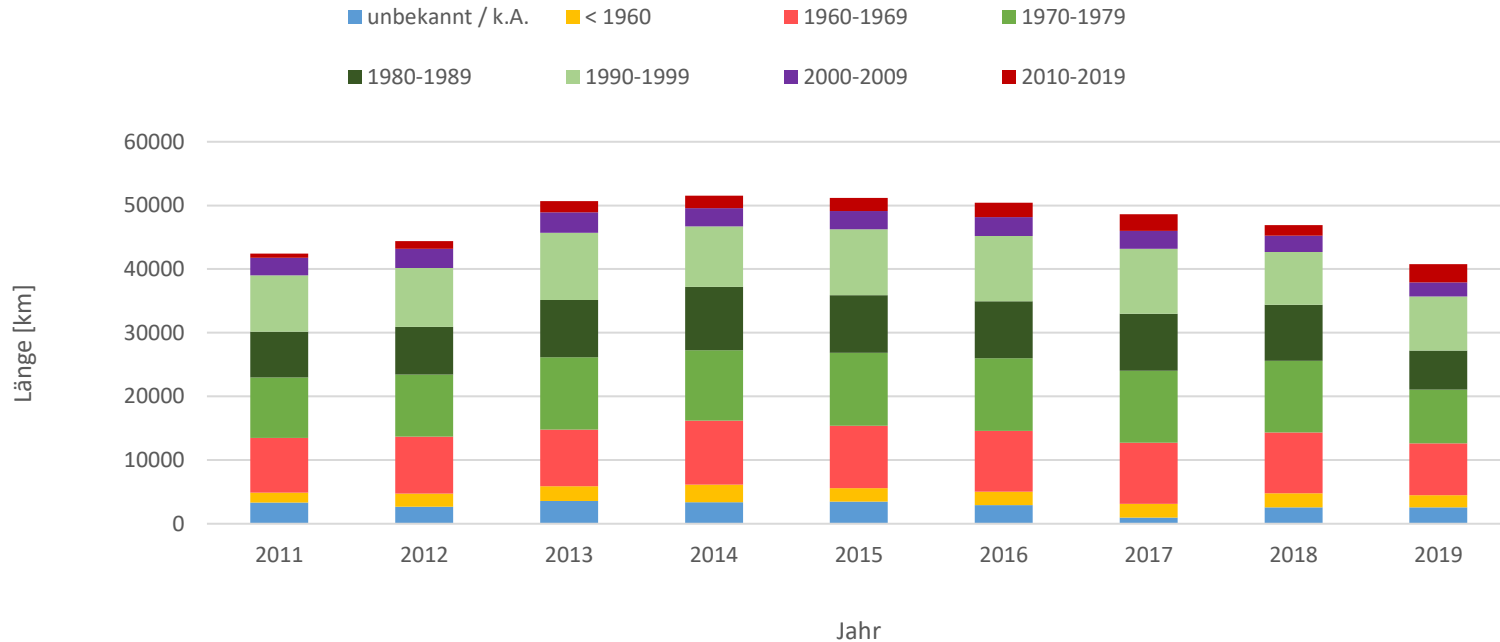
Gesamtlänge für FNB > 16 bar nach Baujahr





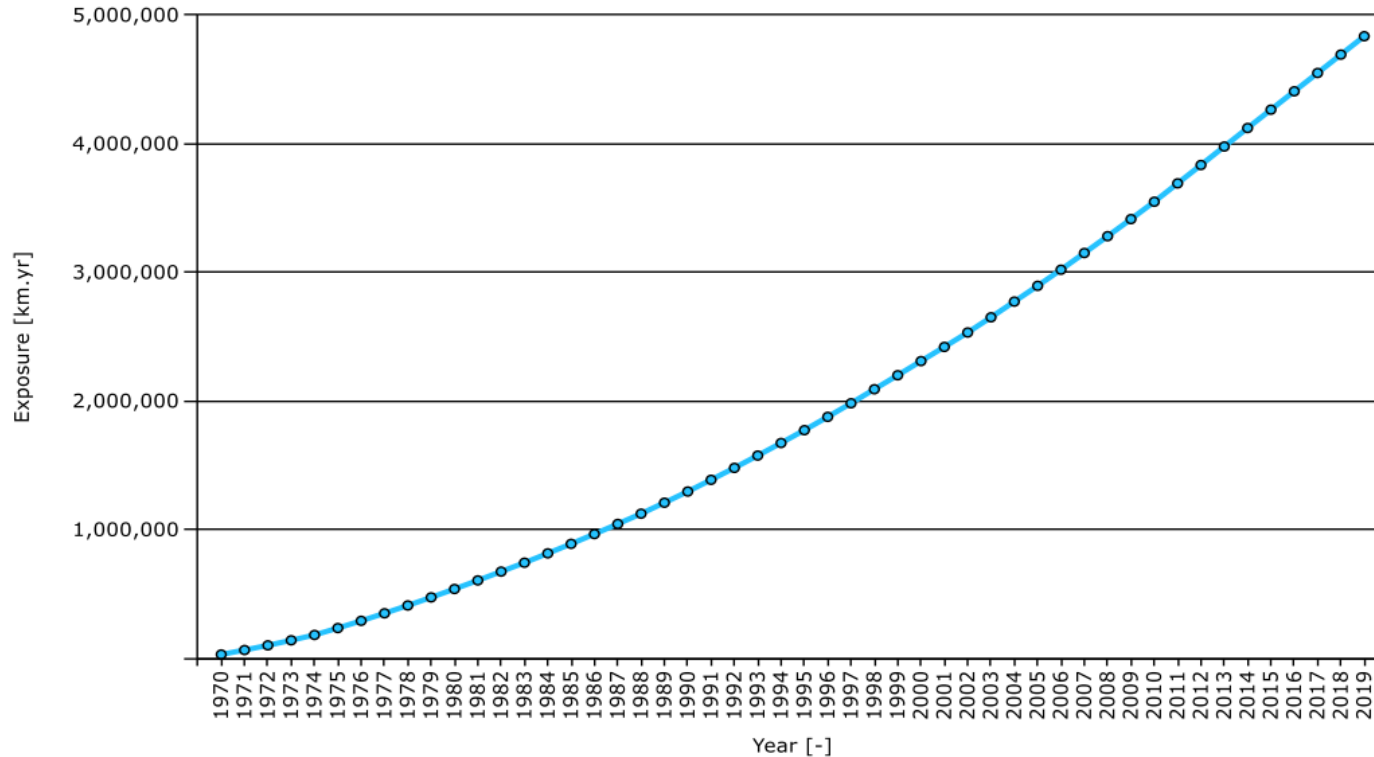
D: Gesamtlänge für FNB+VNB > 16 bar nach Baujahren

Gesamtlänge für FNB+VNB > 16 bar nach Baujahr





EGIG: Exposure über die Zeit (Betriebserfahrung über die Zeit), d.h. Summenprodukt aus Längen und Betriebsjahren

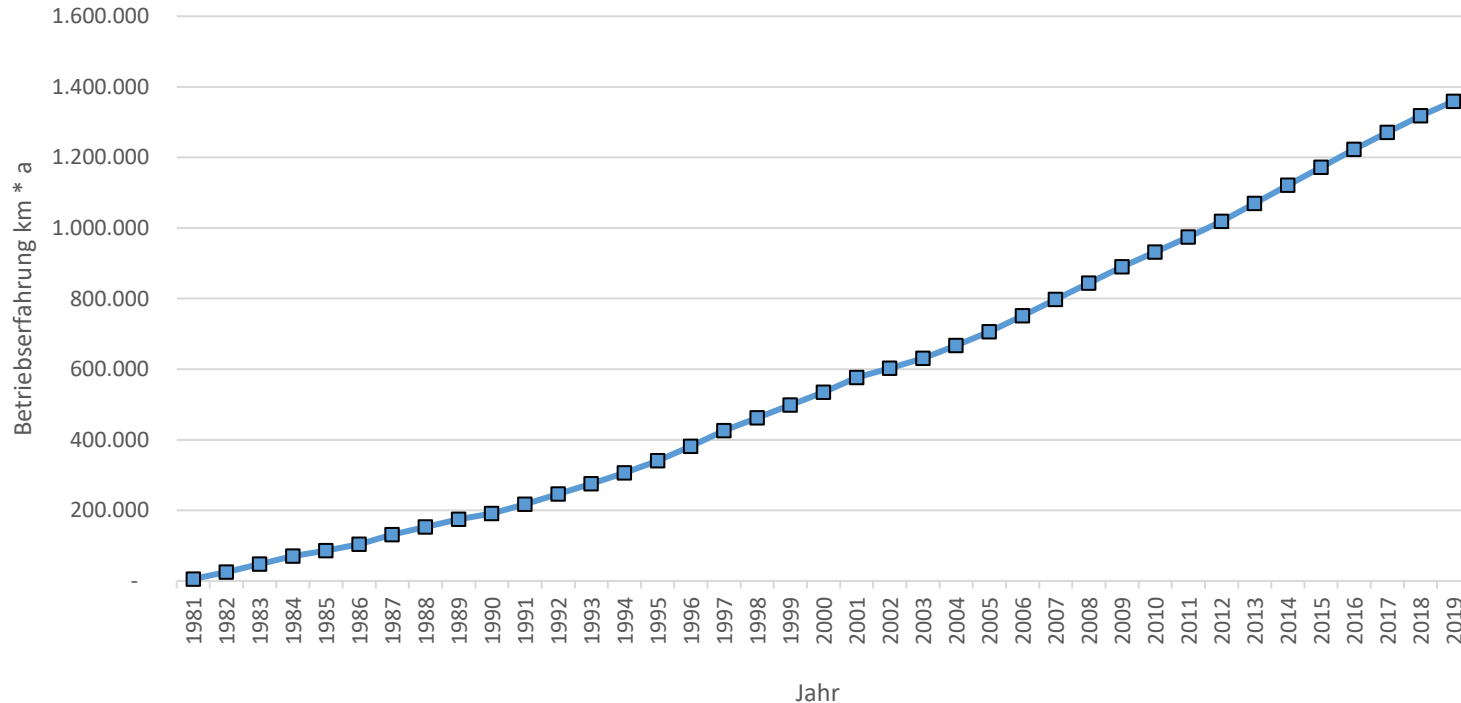


Evolution of the exposure



EGIG: Exposure über die Zeit (Betriebserfahrung über die Zeit), d.h. Summenprodukt aus Längen und Betriebsjahren | FNB+VNB > 16 bar (1981-2019)

Entwicklung der Betriebserfahrung



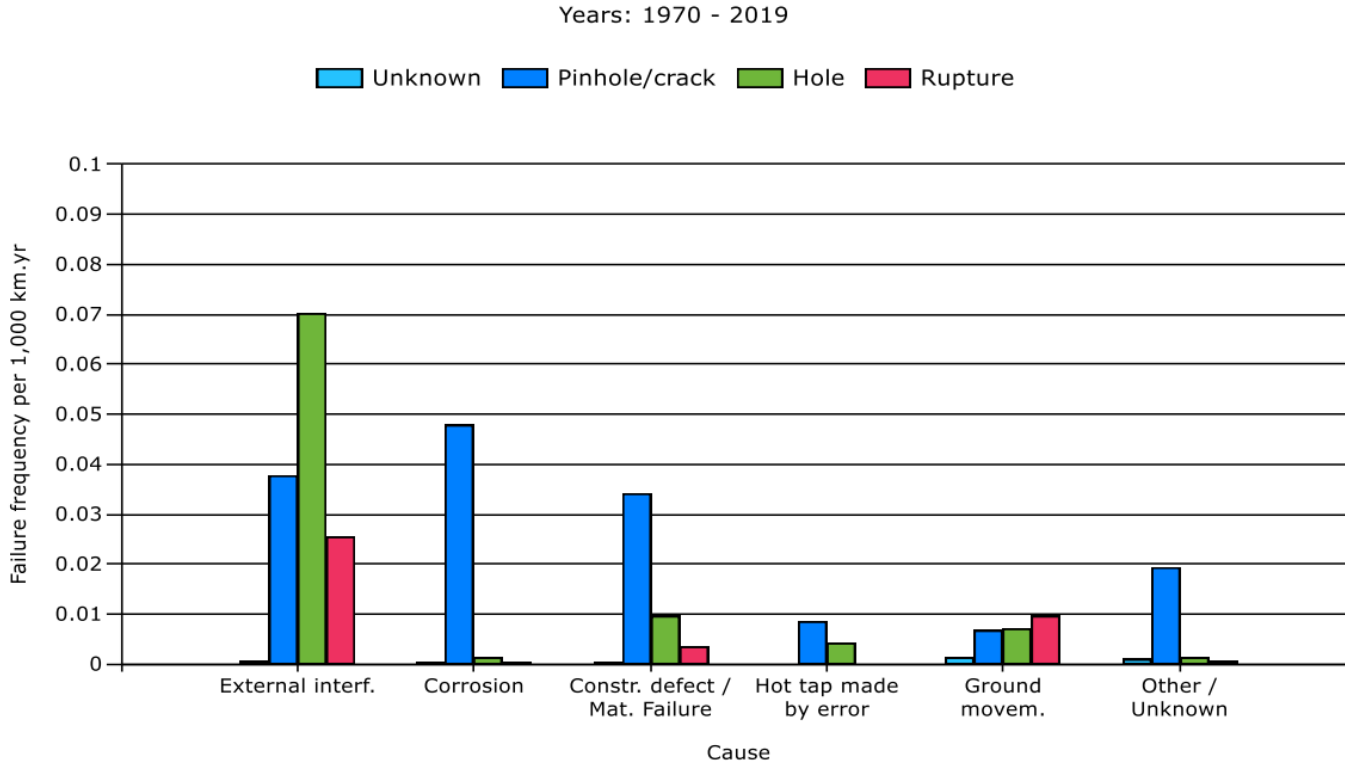


Period	Interval	Number of incidents	Total system exposure ·10 ⁶ km·yr	Primary failure frequency per 1,000 km·yr
1970 – 2007	7 th report, 38 years	1,173	3.15	0.372
1970 – 2010	8 th report, 41 years	1,249	3.55	0.351
1970 – 2013	9 th report, 44 years	1,309	3.98	0.329
1970 – 2016	10 th report, 47 years	1,366	4.41	0.310
1970 – 2019	11 th report, 50 years	1,411	4.84	0.292
1980 – 2019	40 years	1,050	4.36	0.241
1990 – 2019	30 years	663	3.63	0.183
2000 – 2019	20 years	388	2.64	0.147
2010 – 2019	10 years	184	1.42	0.129
2015 – 2019	5 years	90	0.71	0.126

Primary failure frequencies



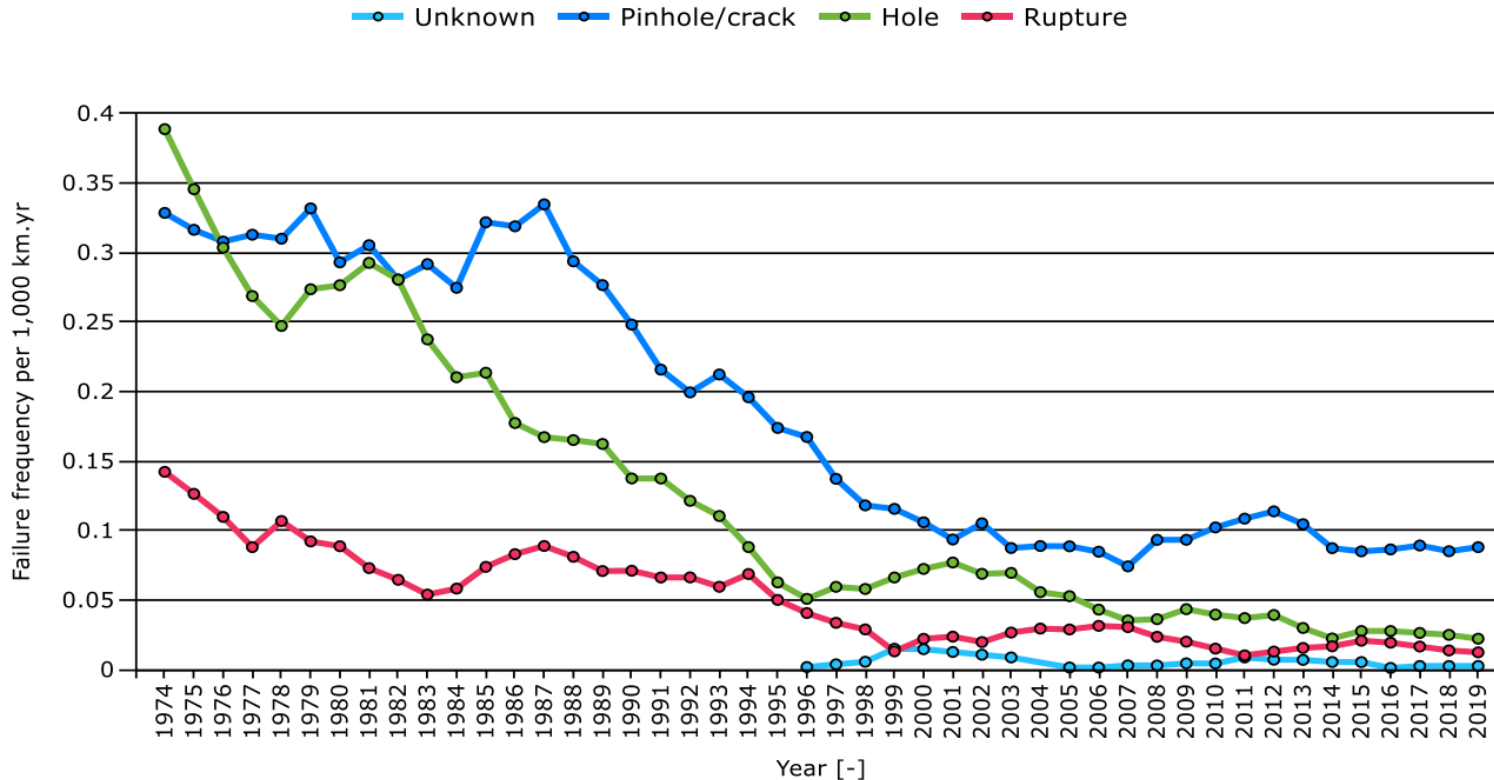
EGIG: Zentrale Kennziffern: Jährliche Fehlerhäufigkeit pro km nach Defekttyp differenziert



Relationship primary failure frequency, cause and size of leak (1970-2019)



EGIG: Zentrale Kennziffern: Jährliche Fehlerhäufigkeit pro km (Zeitliche Entwicklung und nach Defekttyp differenziert)

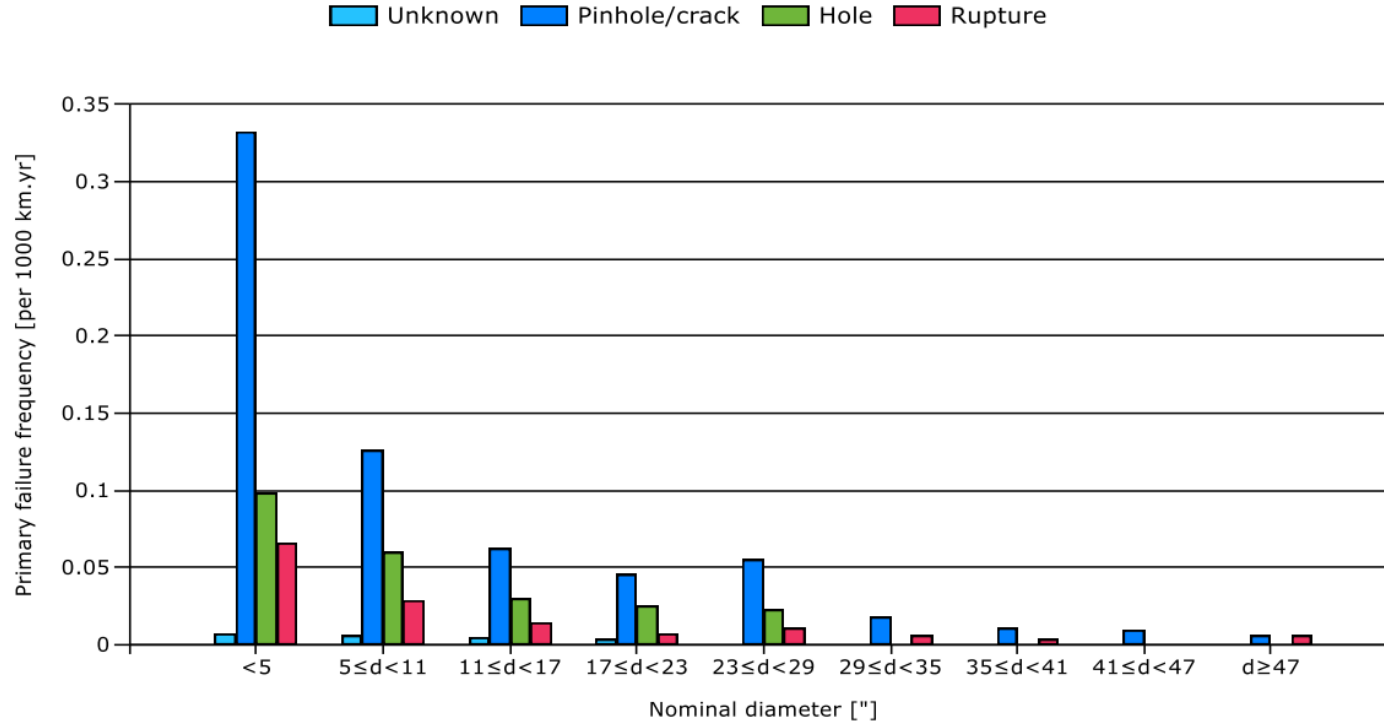


Primary (5-year moving) failure frequency per leak size



EGIG: Zentrale Kennziffern: Jährliche Fehlerhäufigkeit pro km (nach Durchmesser und Defekttyp differenziert)

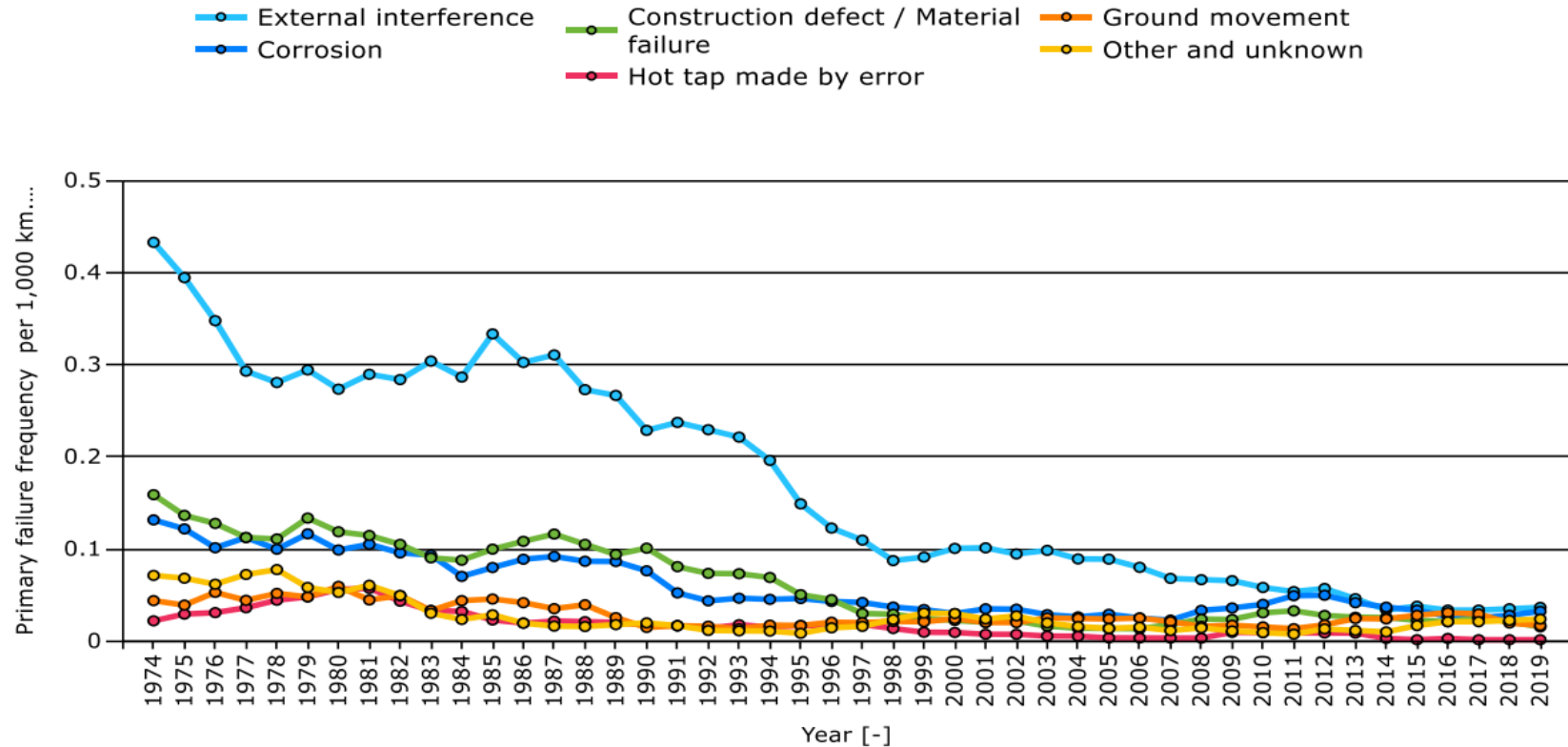
Years: 2000 - 2019



Secondary failure frequency, pipeline diameter and size of leak (1997-2019)



EGIG: Zentrale Kennziffern: Jährliche Fehlerhäufigkeit pro km (Zeitliche Entwicklung und nach URSACHE differenziert)

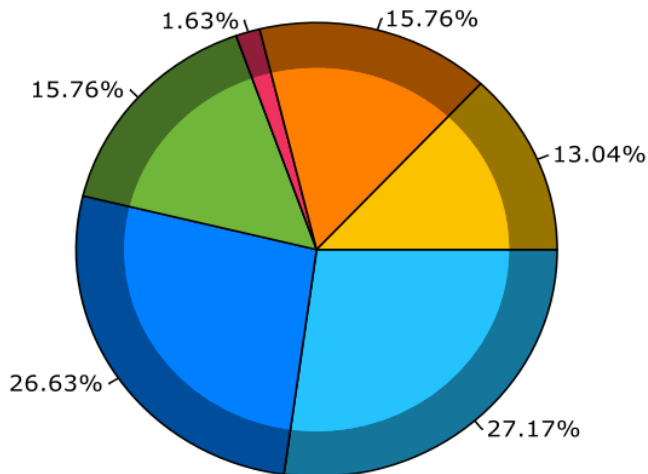
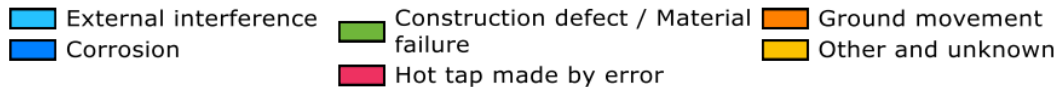


Primary failure frequency per cause (5-year moving)



EGIG: Zentrale Kennziffern: Jährliche Fehlerhäufigkeit pro km (Zeitlich gemittelt und nach URSACHE differenziert)

Years: 2010 - 2019



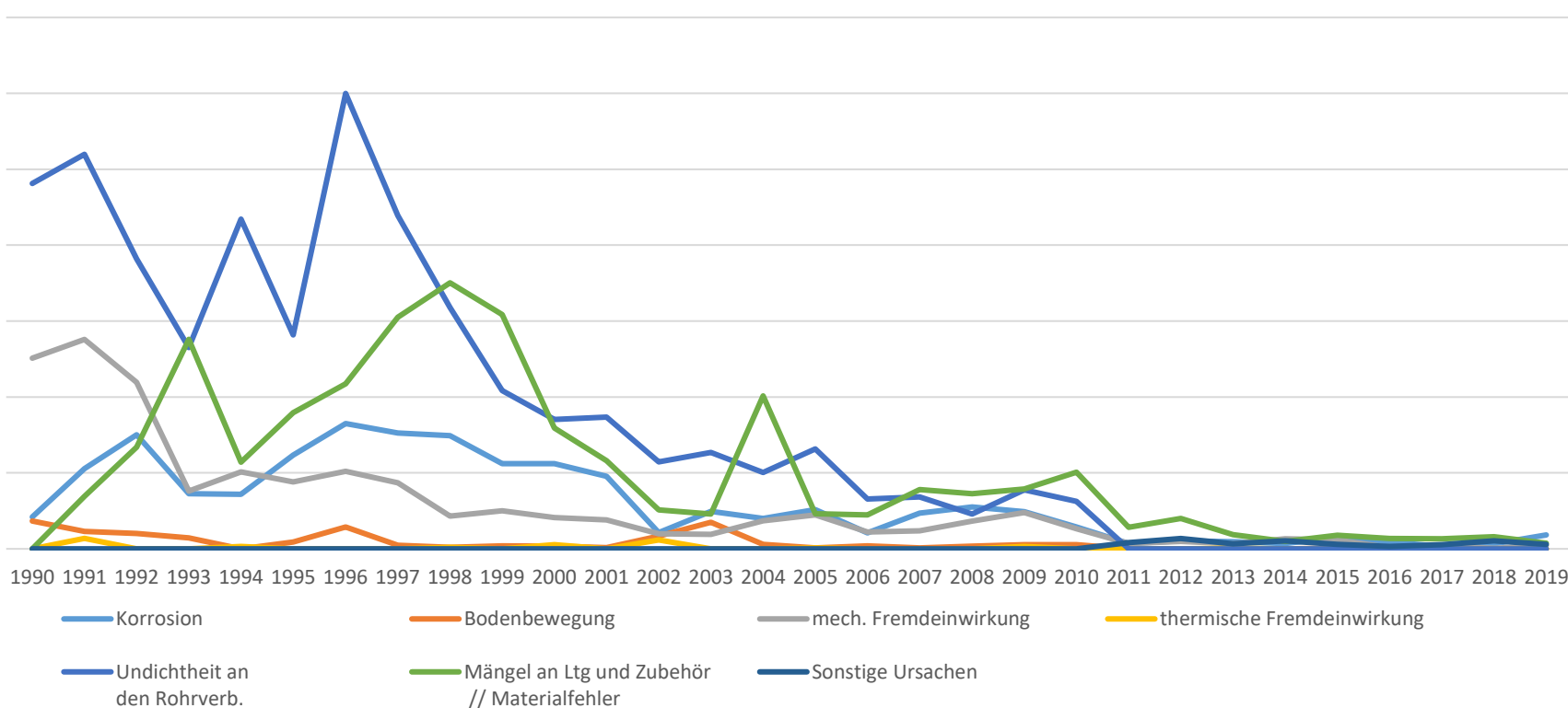
Distribution of Incidents (2010 – 2019)



D: Zentrale Kennziffern: Jährliche Fehlerhäufigkeit pro km (Zeitliche Entwicklung und nach URSACHE differenziert)

Ereignisrate (FNB+VNB > 16 bar) bezogen auf die Betriebserfahrung

Ereignisse bezogen auf Betriebserfahrung [1.000km x Jahr]



G DVGW-Leitungsbestandsdaten und Schadensmeldungen*

- ➔ Welche Vorfälle müssen gemeldet werden
 - ➔ Netzanschlüsse: Population und Schadenshäufigkeit
 - ➔ Verteilnetzleitungen und Transportleitungen: verschiedene Charakteristika (MOP, Durchmesser, Wanddicke, Werkstoffe, Baujahr)
 - ➔ Schadenshäufigkeiten und Trends seit 1981 bis 2022
 - ➔ Differenzierung nach Materialien
 - ➔ Verteilung der Schadensursachen
 - ➔ Einsatz von Odormitteln
-

* Siehe hierzu: Ronny Lange, Carsten Kranz, Anges Schwigon, Kai-Uwe Schumann und Dr. Michael Steiner, energie | wasser | praxis 01/2024

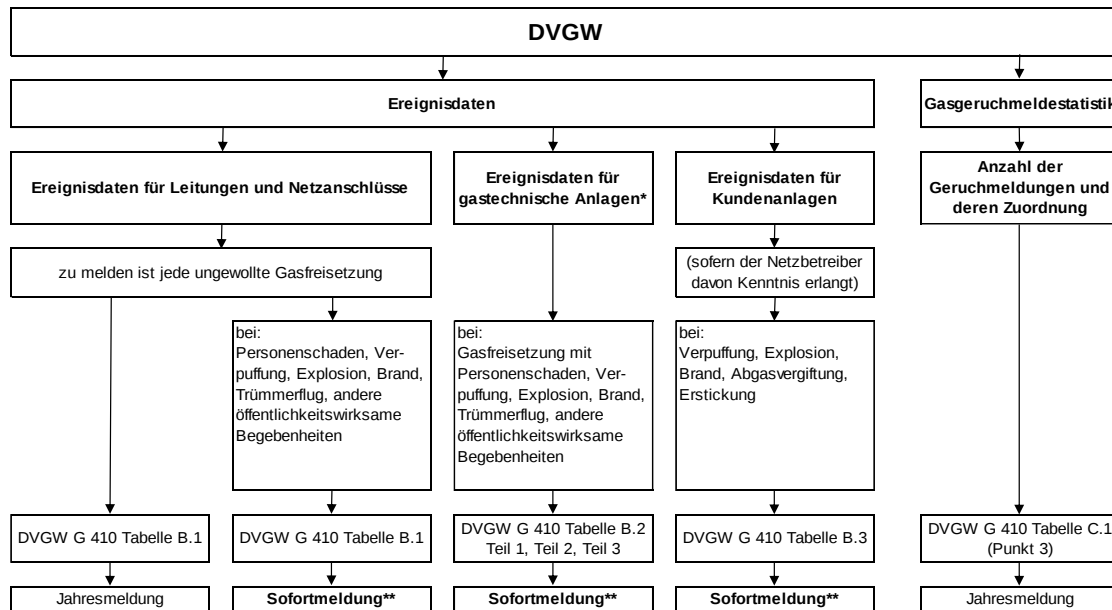


Meldepflichtige und sofortmeldepflichtige Ereignisse nach Deutscher Schadensstatistik

- **Definition**

- Ein **meldepflichtiges Ereignis** für Leitungen und Netzanschlüsse ist eine ungewollte Gasfreisetzung

- **Meldepflichtige Ereignisse**, die mit Personenschaden, Verpuffung, Explosion, Brand, Trümmerflug oder anderen öffentlichkeitswirksamen Begebenheiten verbunden sind, müssen **sofort** nach dem Eintritt gemeldet werden

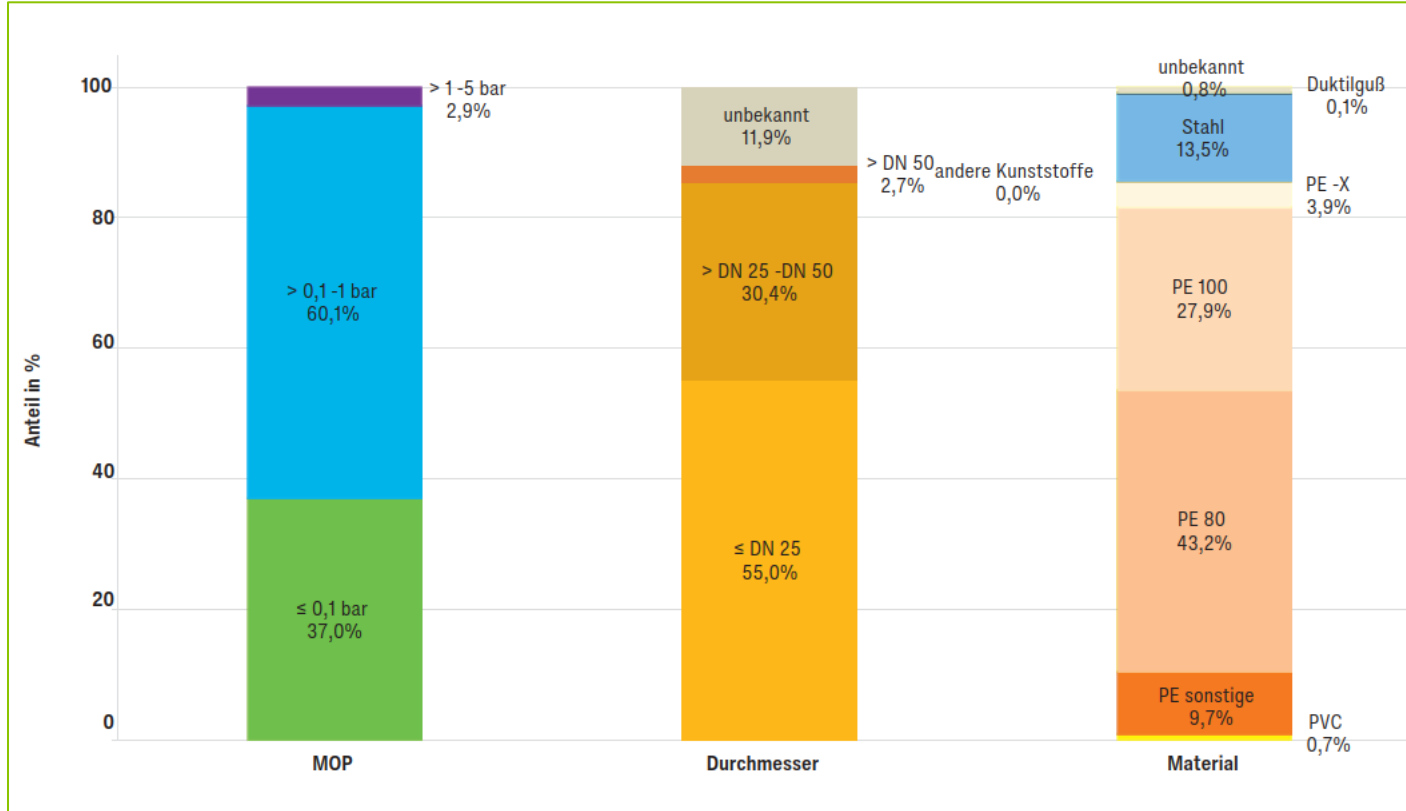


meldepflichtiges Ereignis ... ist ein Ereignis, das an den DVGW und ggf. an die zuständige Behörde zu melden ist

* Molchstation, GDRA (einschl. HDR), GMA, GDRMA, Verdichteranlage, Erdgasspeicher, Biogaskonditionierungs- und -einspeiseanlage, Erdgastankstelle

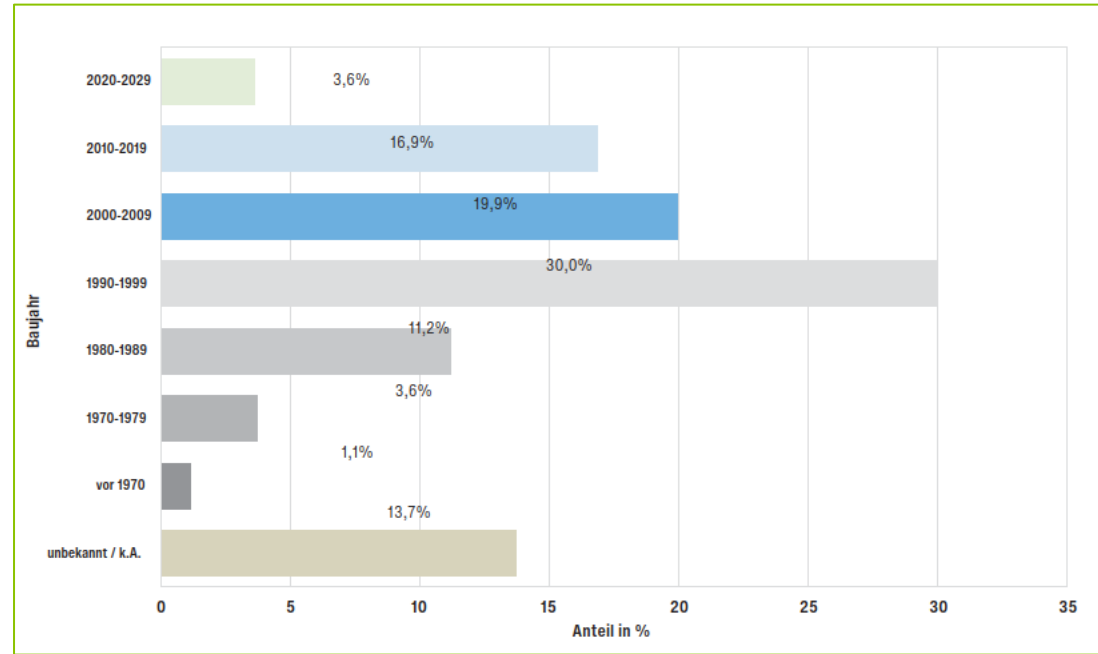
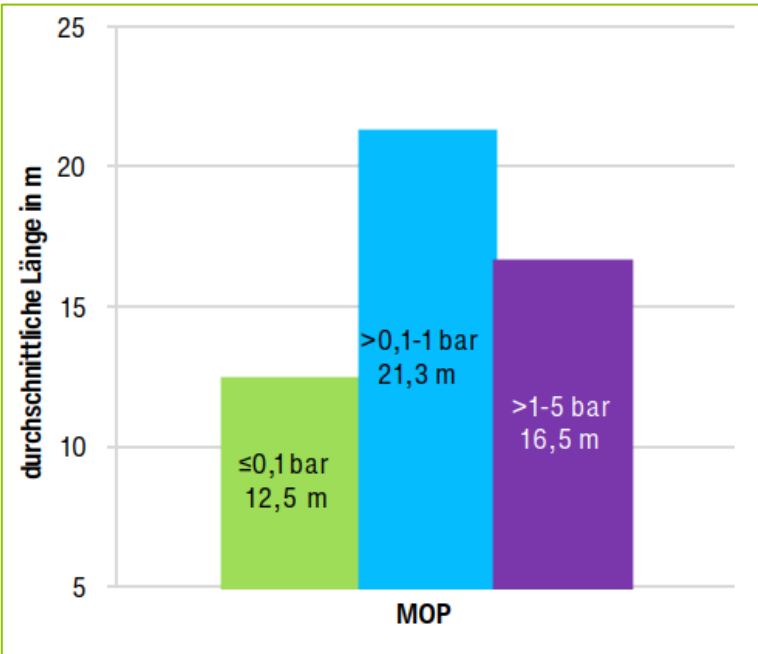
** zusätzlich: zuständiges Bundesministerium, Energieaufsicht, DVGW Hauptgeschäftsführung, DVGW-Landesgruppe

Aufteilung der Netzanschlüsse in Prozent



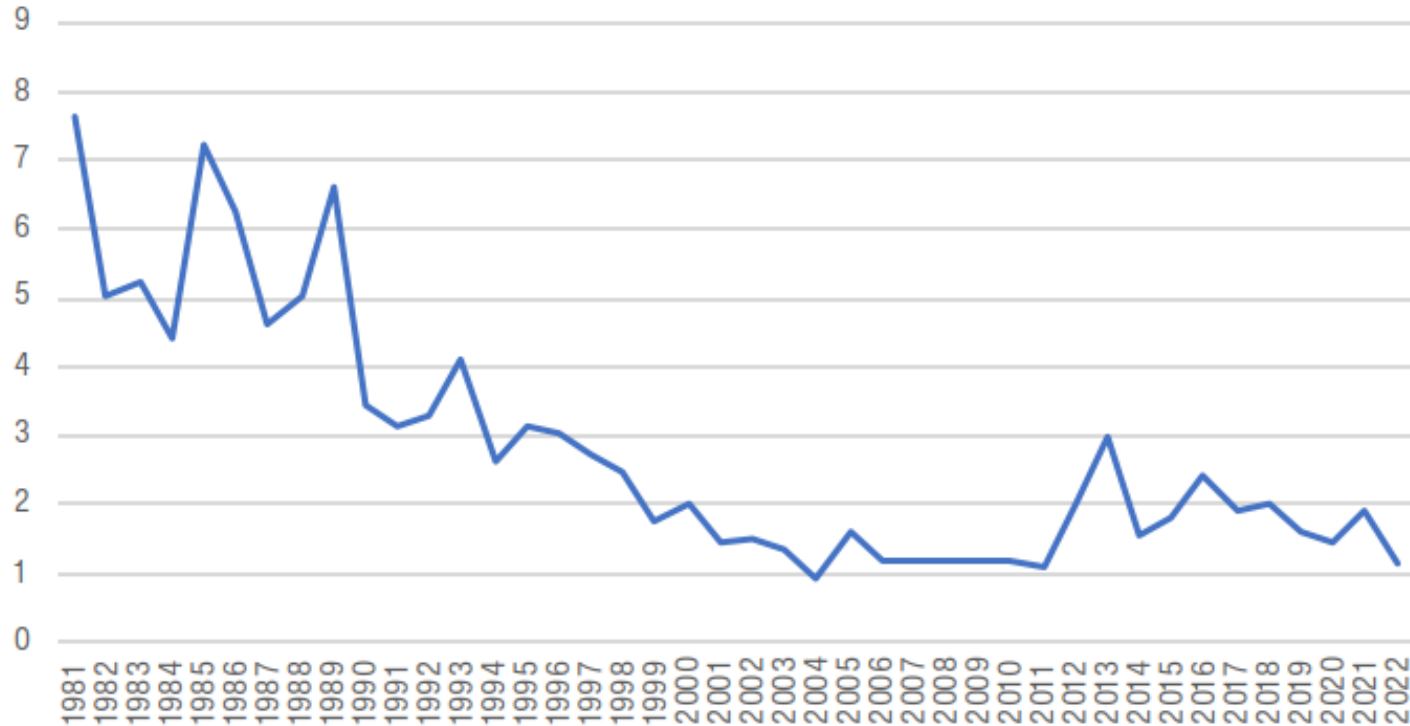
Netzanschlüsse nach MOP / durchschnittliche Länge in Metern.

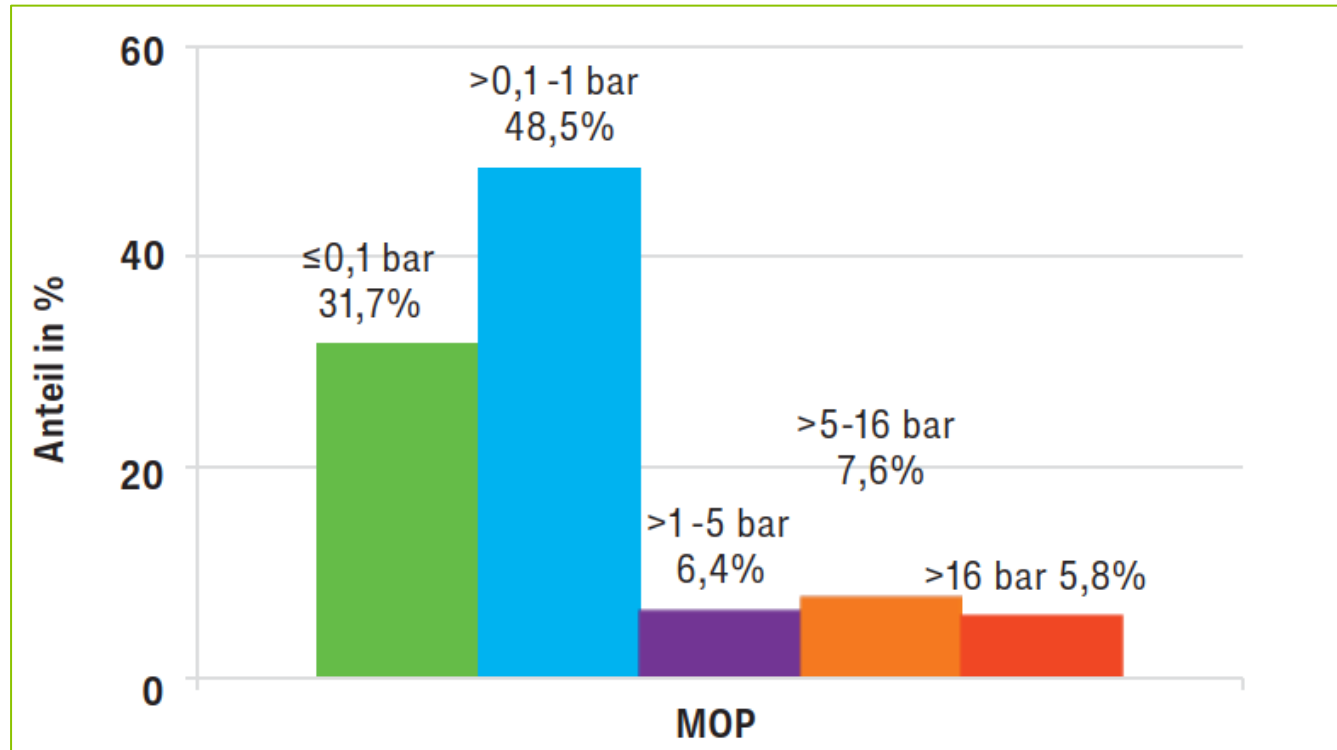
Netzanschlüsse nach Baujahr (prozentuale Verteilung)



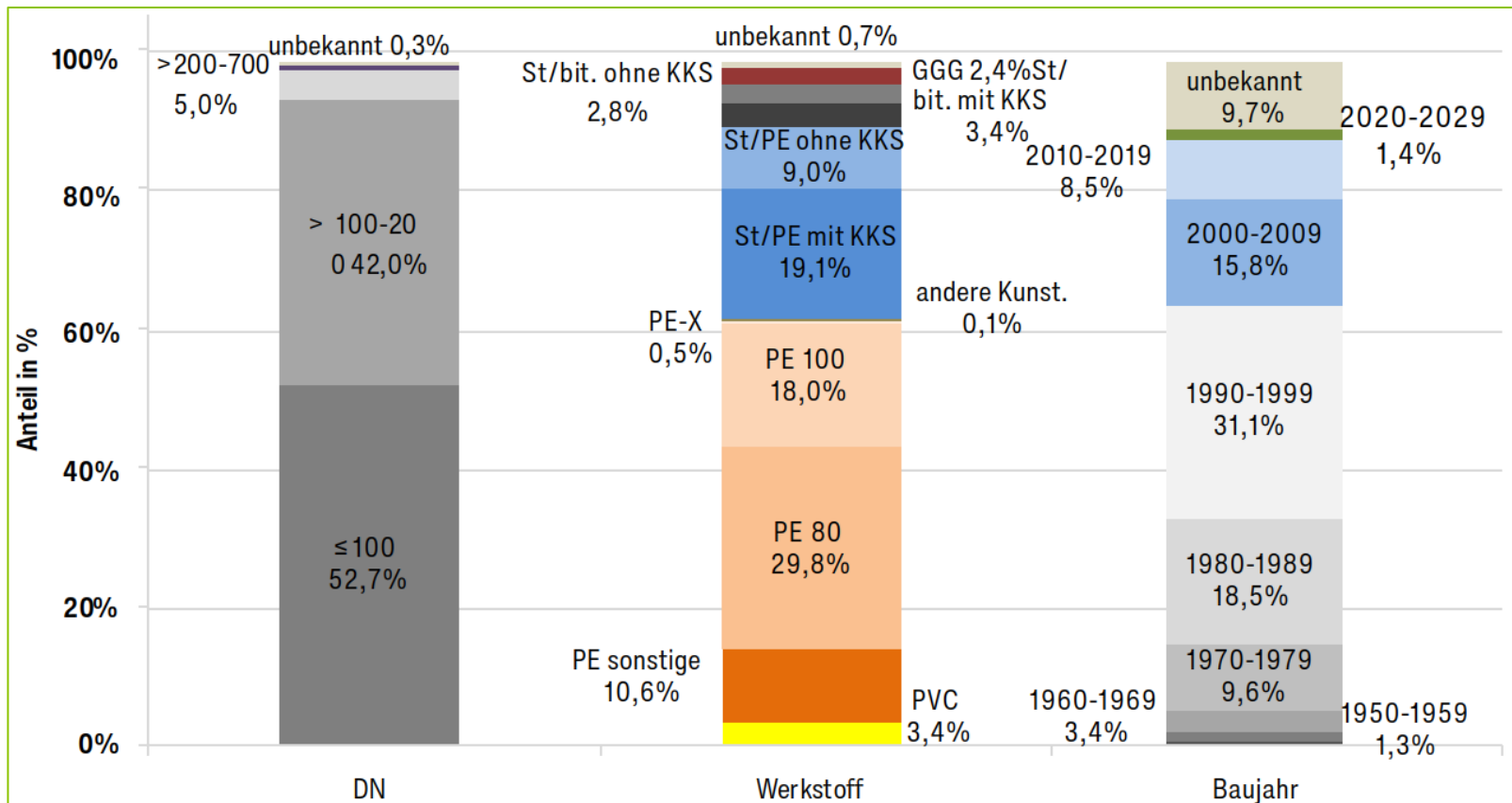
Verhältnis der Unfälle in Kundenanlagen bezogen auf eine Million erdgasbeheizte Wohnungen

sofortmeldepflichtige Ereignisse in
Kundenanlagen bezogen auf 1 Million
erdgasbeheizte Wohnungen

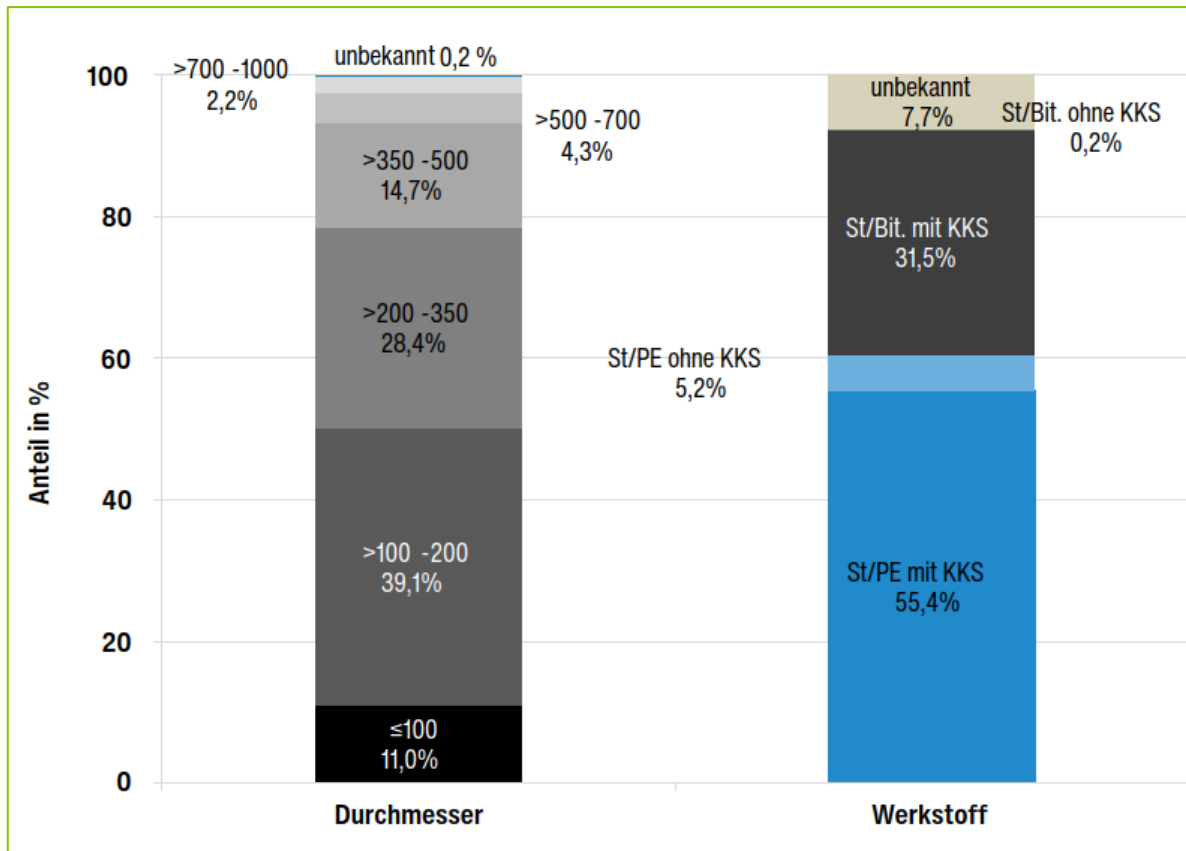




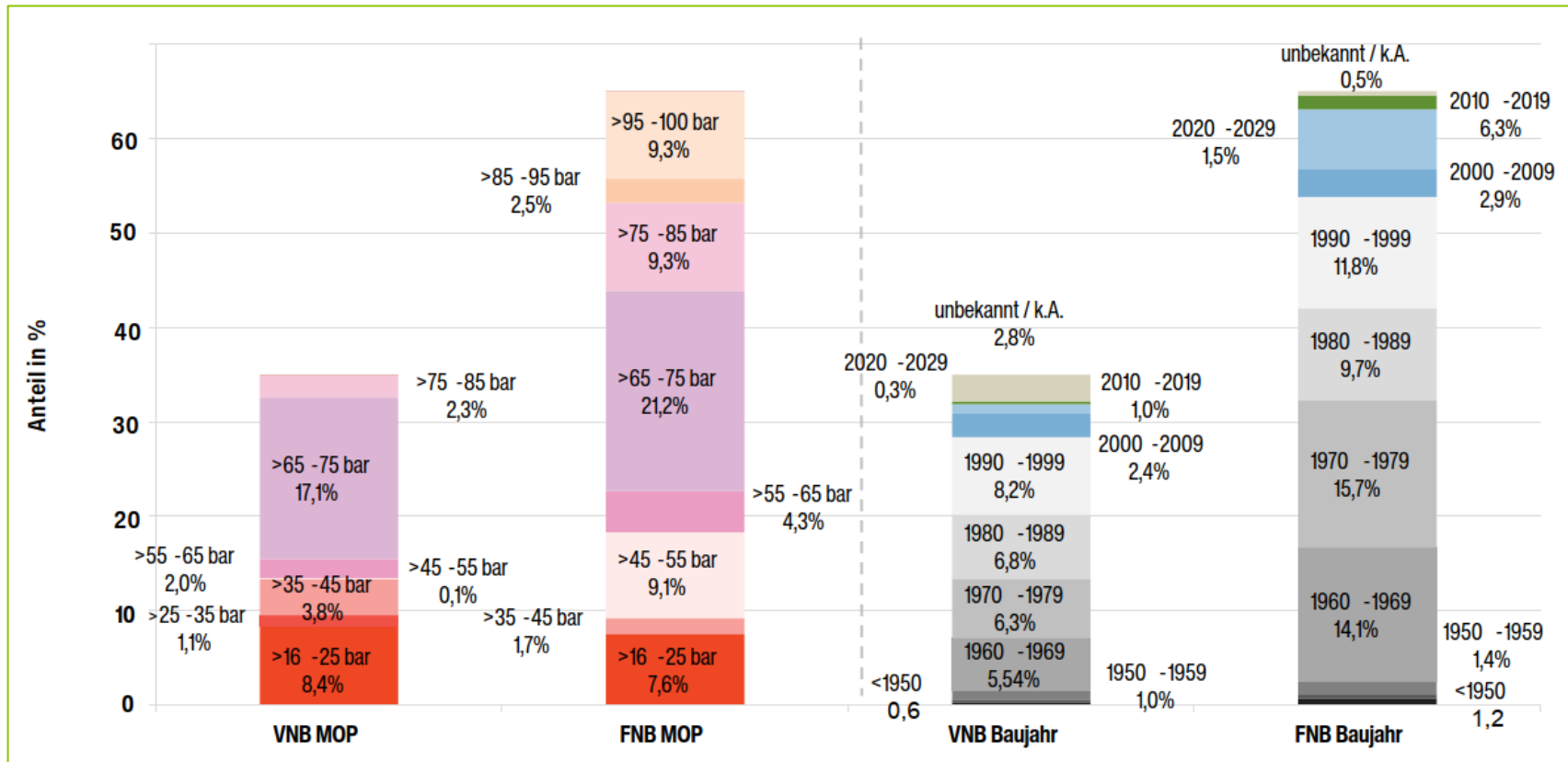
Aufteilung der Leitungen der Verteilnetzbetreiber ≤ 16 bar in Prozent (differenziert nach Durchmesser, Werkstoff, BJ)



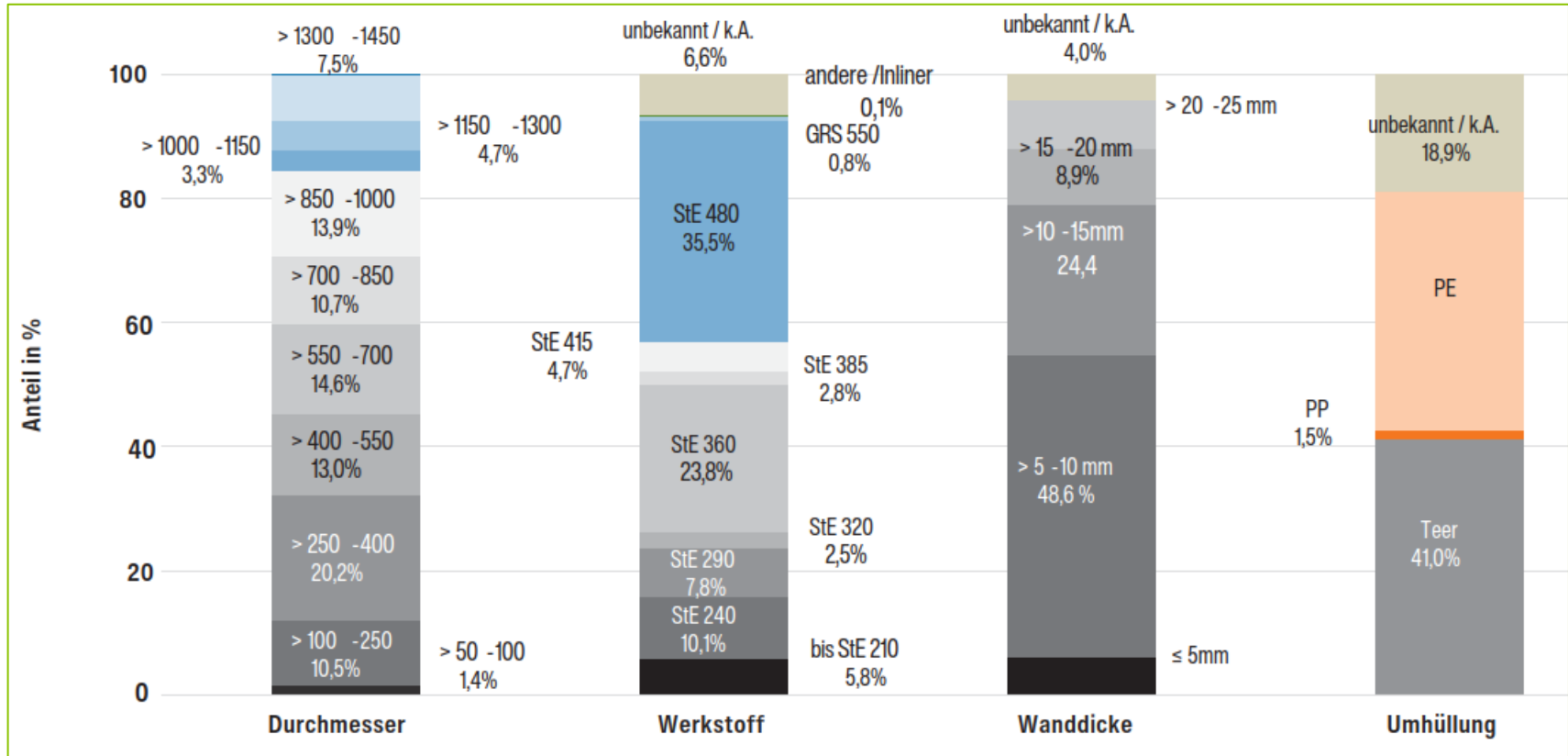
Aufteilung der Leitungen der Verteilnetzbetreiber > 16 bar in Prozent (differenziert nach Durchmesser und Werkstoff)



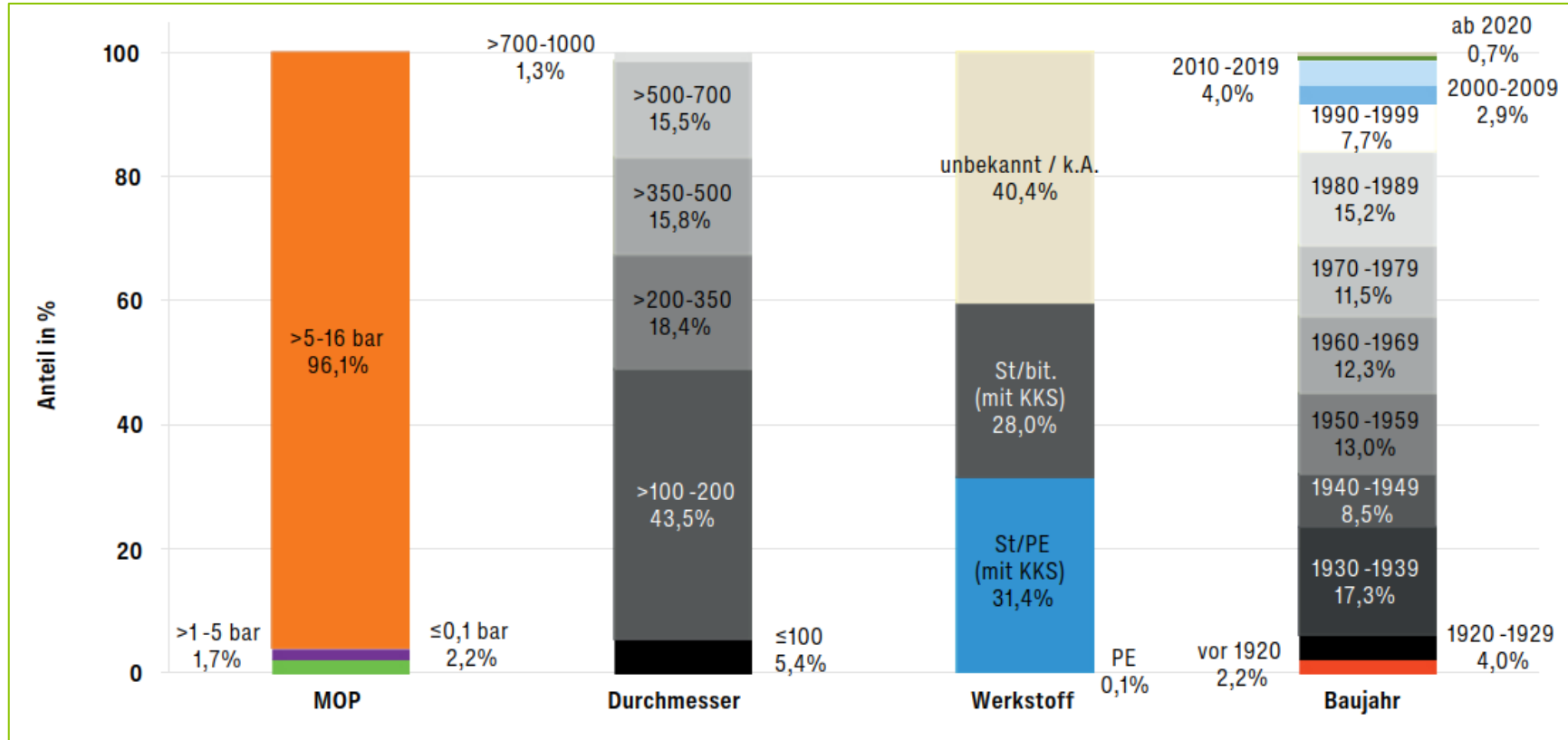
Gasleitungen > 16 bar MOP, Baujahr in Prozent



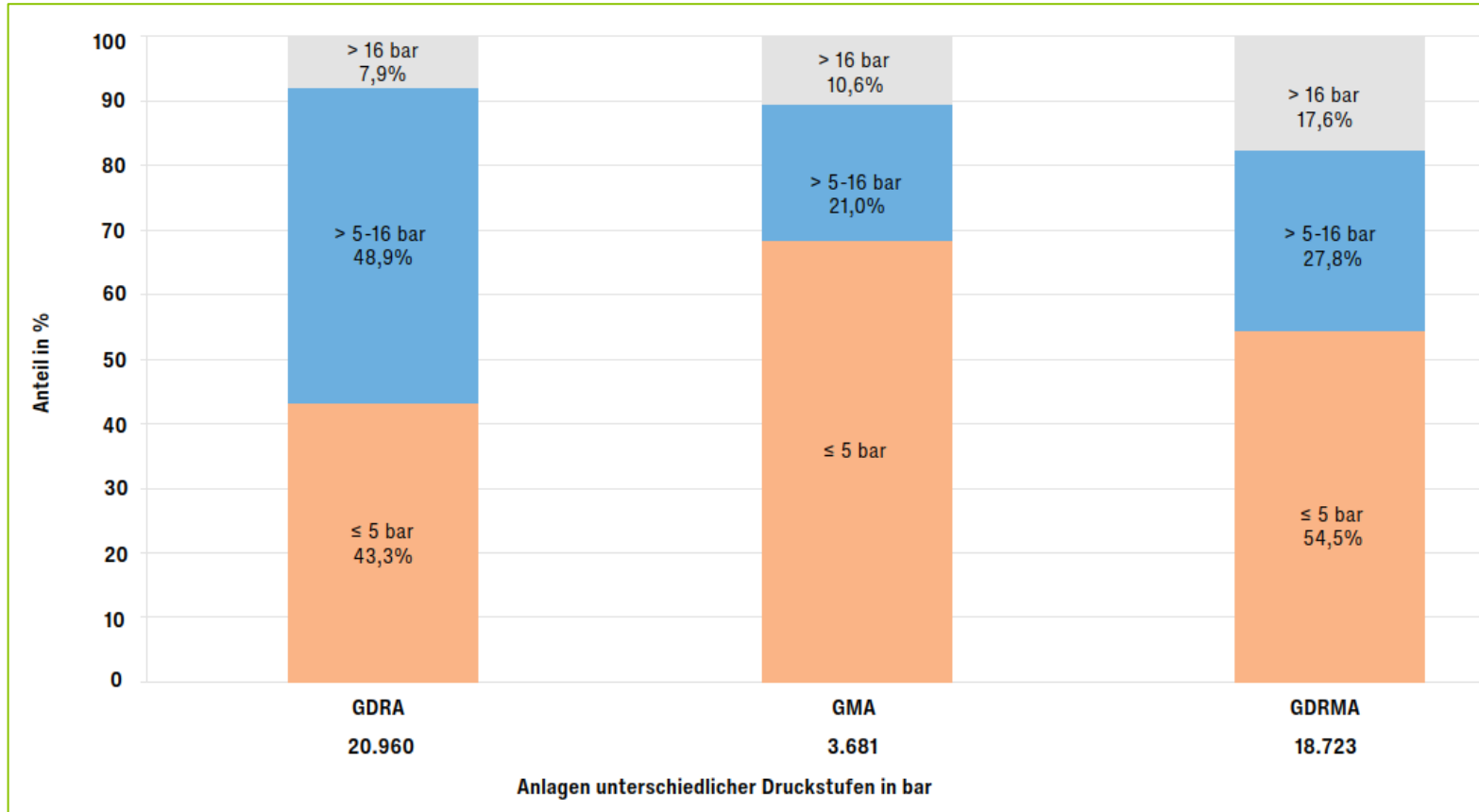
Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber > 16 bar in Prozent (differenziert nach Durchmesser, Werkstoff, Wanddicke & Umhüllung)



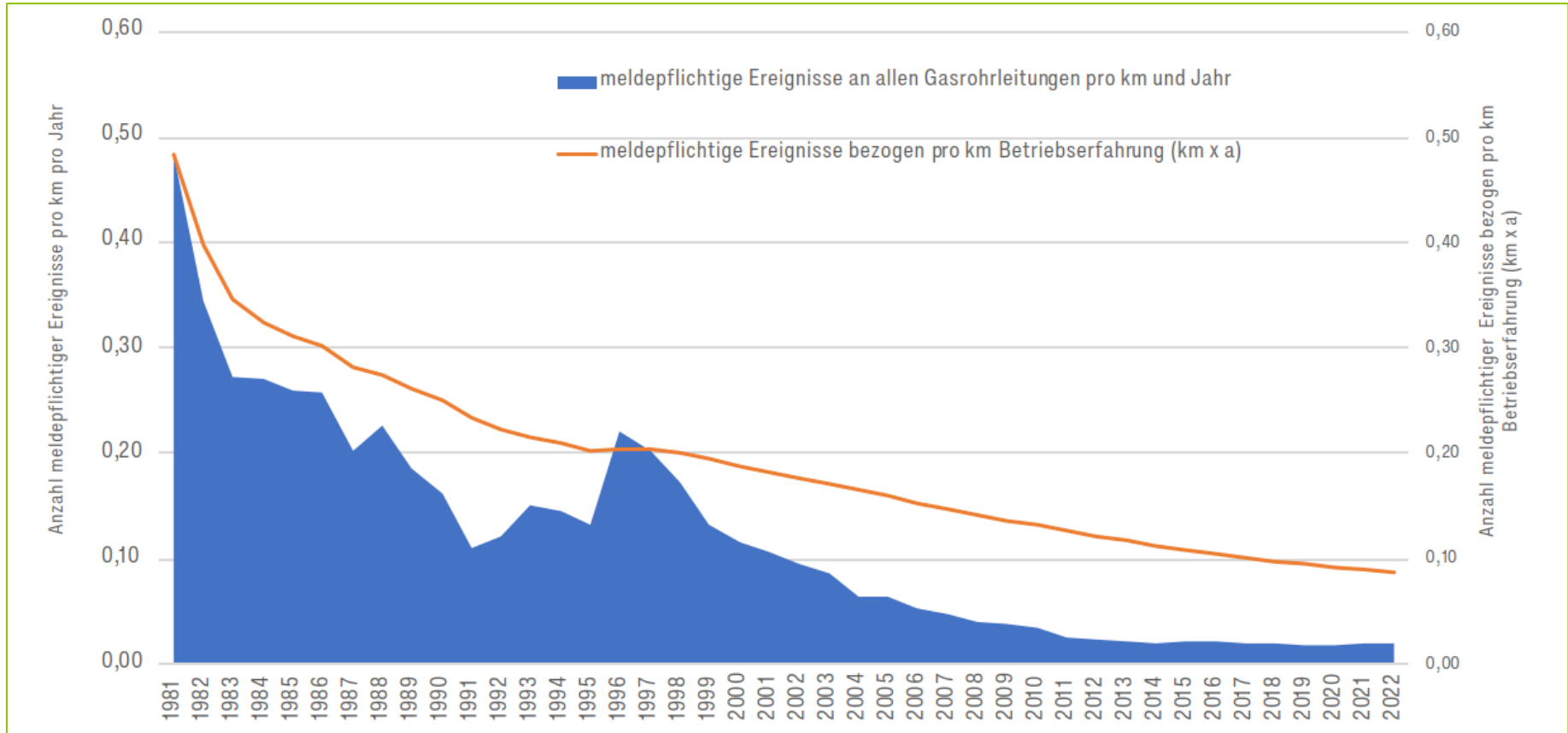
Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber ≤ 16 bar in Prozent (differenziert nach MOP, Durchmesser, Werkstoff und BJ)



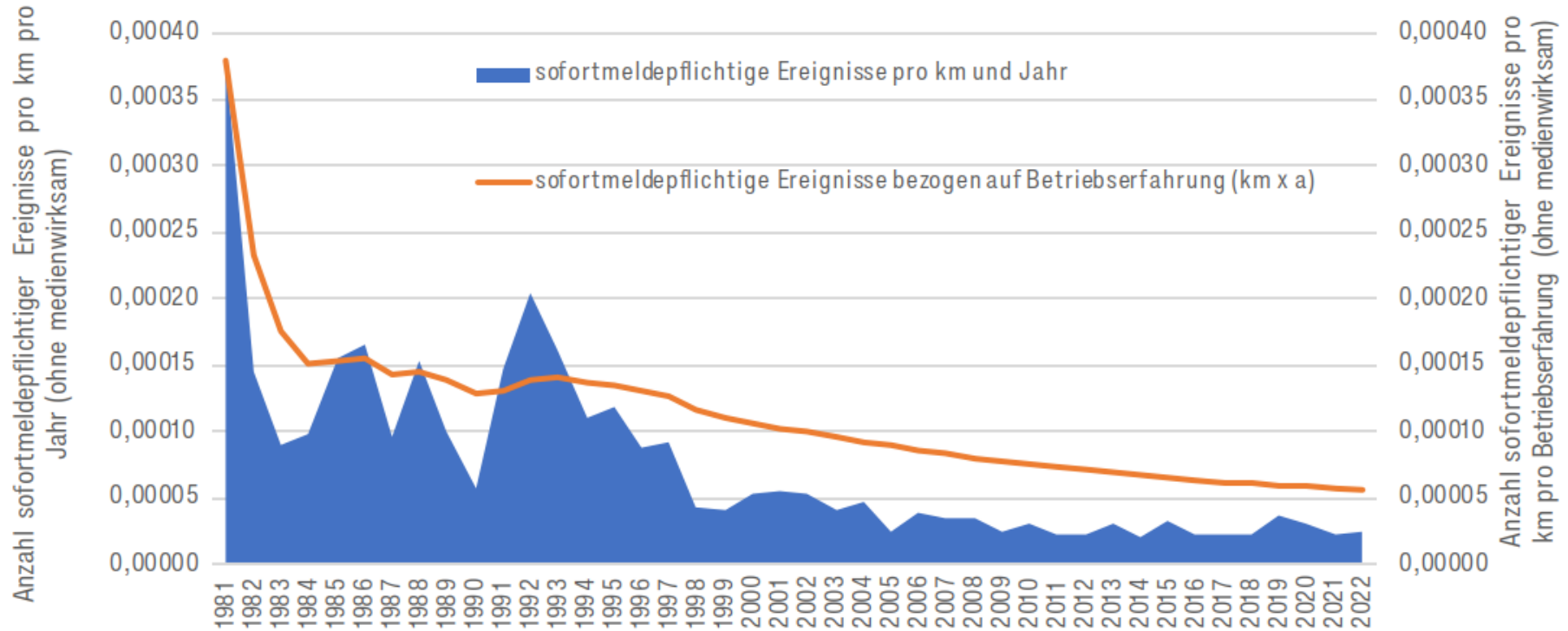
Anteil von Regel- und/oder Messanlagen unterschiedlicher Druckstufen in Prozent



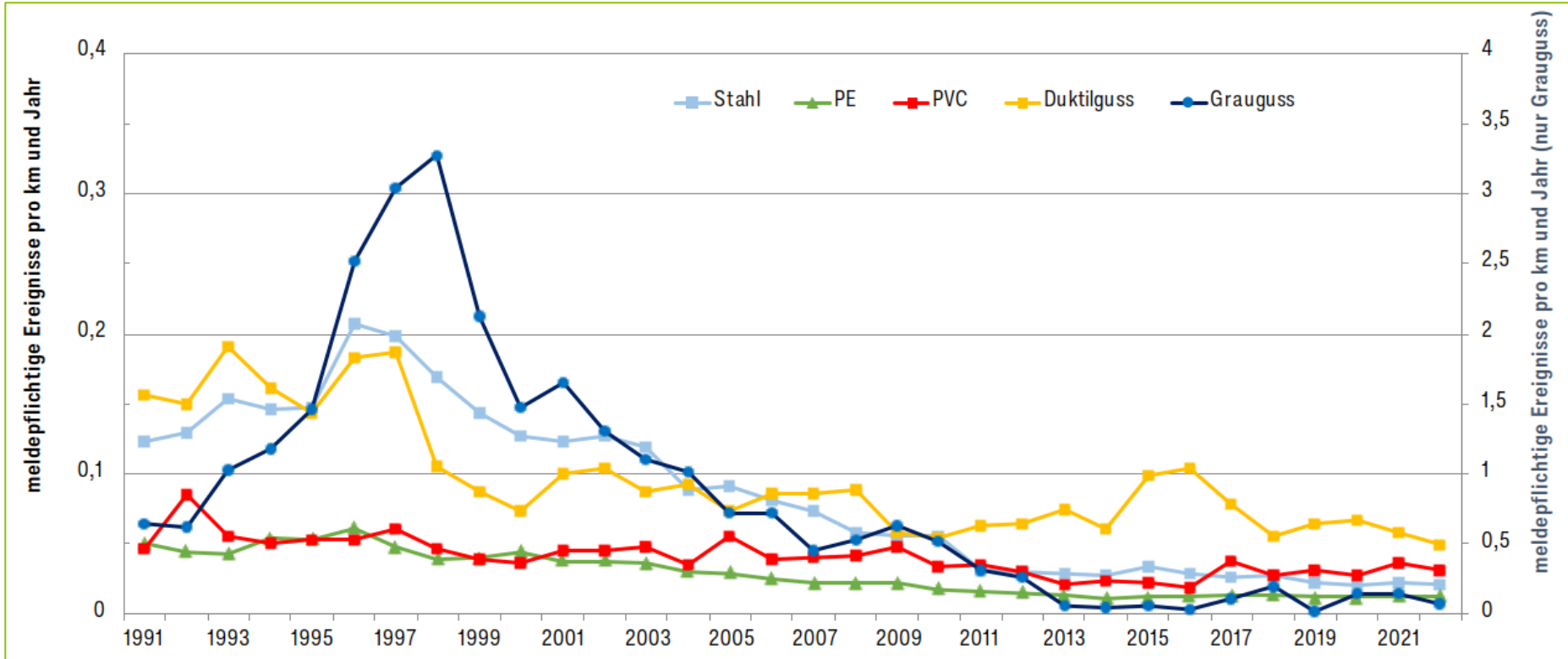
Meldepflichtige Ereignisentwicklung zwischen 1981 und 2022 an allen Gasleitungen



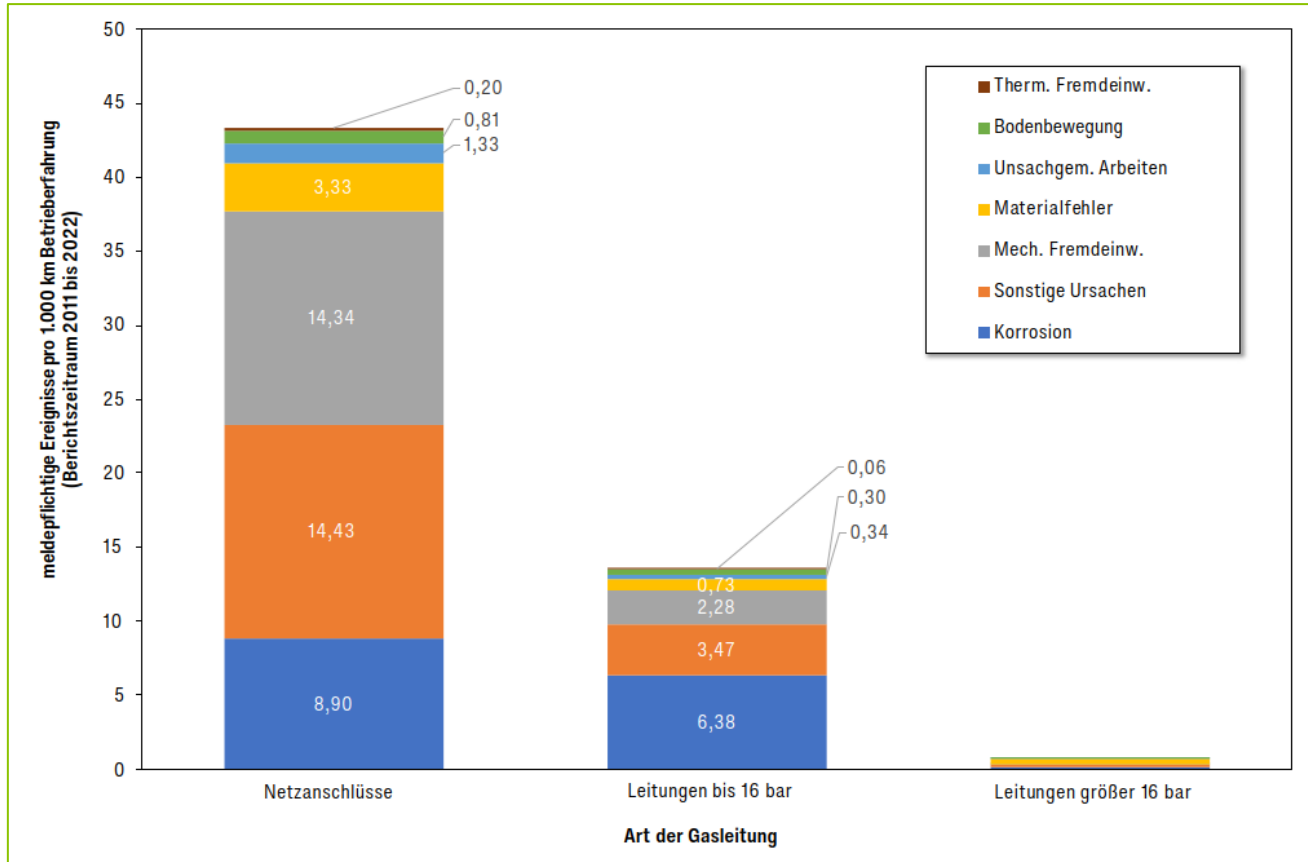
Meldepflichtige Ereignisentwicklung zwischen 1981 und 2022 an allen Gasleitungen, bezogen auf Betriebserfahrungen



Meldepflichtige Ereignisentwicklung zwischen 1991 und 2022 an allen Gasleitungen nach Werkstoffgruppen

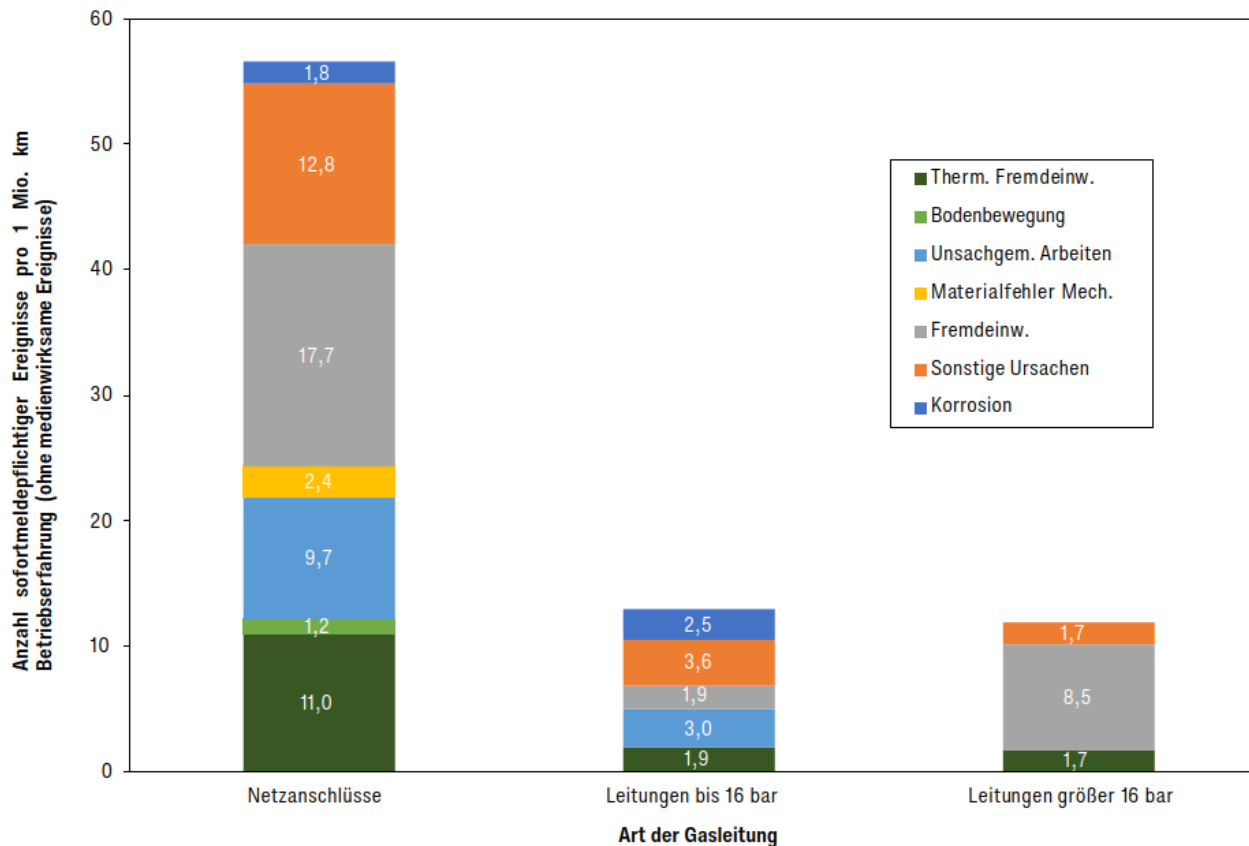


Meldepflichtige Ereignisse für den Zeitraum 2011 bis 2022 an Netzanschlüssen und allen Gasleitungen

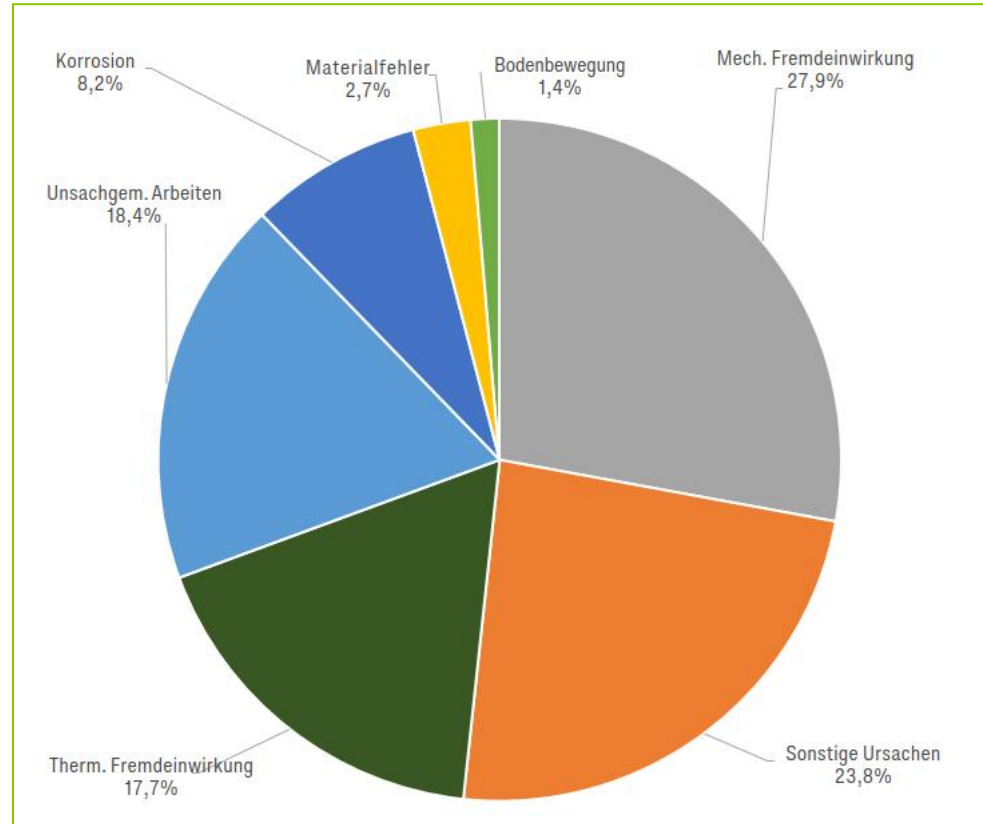


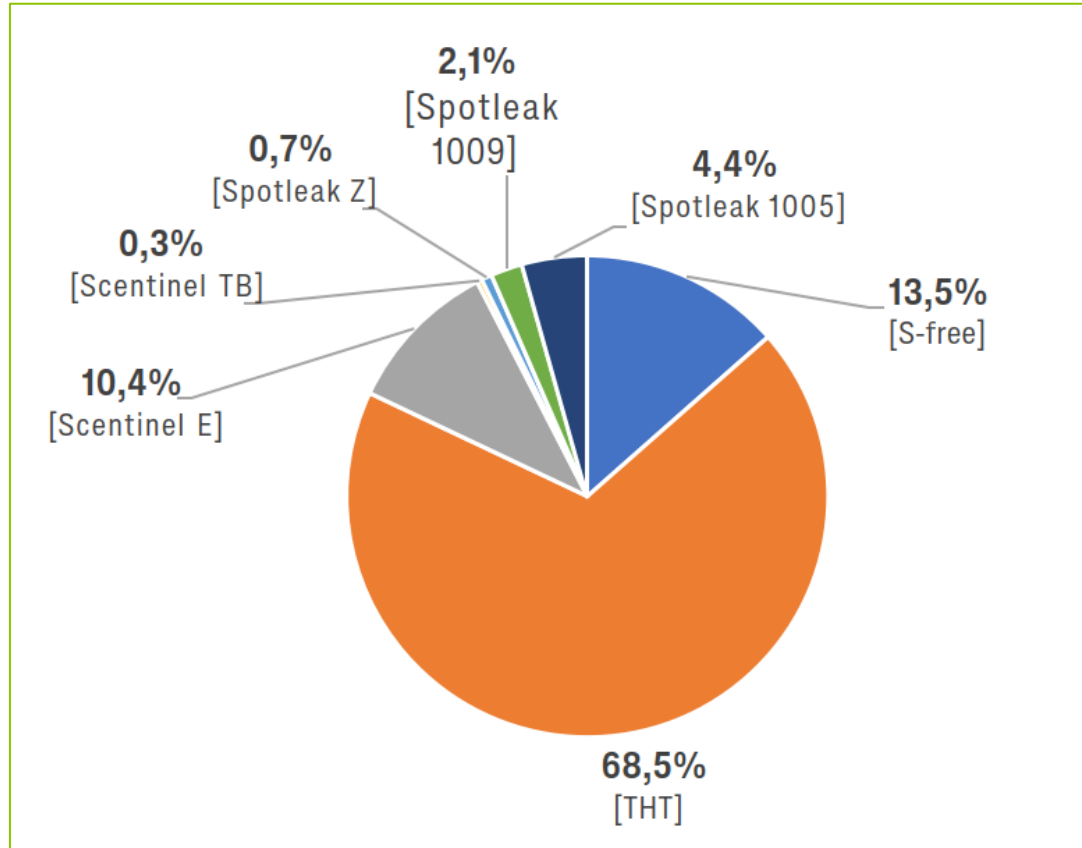
Meldepflichtige Ereignisse für den Zeitraum 2011 bis 2022 an Netzan- schlüssen und allen Gasleitungen, bezogen auf die Betriebserfahrung

pro Mio. km !



Verteilung aller sofortmeldepflichtigen Ereignisse an HA, VNB und FNB (Mittelwert pro Jahr über Berichtszeitraum) nach Ursache





**Ende Teil 6 –
Pipelines: Design – Bau - Sicherheit**

**Nächster Teil 7 –
Pipelines: Operation & Maintenance**