

DIN EN ISO 15589-2

ICS 75.200

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Kathodischer Schutz für Transportleitungssysteme –
Teil 2: Offshore-Pipelines (ISO 15589-2:2012);
Deutsche Fassung EN ISO 15589-2:2014**

Petroleum, petrochemical and natural gas industries –
Cathodic protection of pipeline transportation systems –
Part 2: Offshore pipelines (ISO 15589-2:2012);
German version EN ISO 15589-2:2014

Industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel –
Protection cathodique des systèmes de transport par conduites –
Partie 2: Conduites en mer (ISO 15589-2:2012);
Version allemande EN ISO 15589-2:2014

Gesamtumfang 77 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Die Internationale Norm ISO 15589-2:2012 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ erarbeitet und vom Technischen Komitee CEN/TC 219 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“, dessen Sekretariat vom BSI (Vereinigtes Königreich) gehalten wird, als EN ISO 15589-2:2014 übernommen.

Für Deutschland hat hieran der Arbeitsausschuss NA 109-00-02 AA „Fernleitungssysteme – Spiegelausschuss zu ISO/TC 67/SC 2“ im Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) des DIN Deutsches Institut für Normung e. V. mitgearbeitet.

Für die in diesem Dokument zitierten Internationalen Normen wird im Folgenden auf die entsprechenden Deutschen Normen hingewiesen:

ISO 1461	siehe	DIN EN ISO 1461
ISO 8044	siehe	DIN EN ISO 8044
ISO 8501-1	siehe	DIN EN ISO 8501-1
ISO 9606-1	siehe	DIN EN ISO 9606-1
ISO 13623	siehe	DIN EN 14161
ISO 15607	siehe	DIN EN ISO 15607
ISO 14001	siehe	DIN EN ISO 14001
ISO 14723	siehe	DIN EN ISO 14723
ISO 21809 (all parts)	siehe	DIN EN ISO 21809 (alle Teile)
ISO 15607	siehe	DIN EN ISO 15607
ISO/TS 29001	siehe	DIN CEN/ISO TS 29001 (DIN SPEC 91421)

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 14161, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Rohrleitungstransportsysteme*

DIN EN ISO 1461, *Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgebrachte Zinküberzüge (Stückverzinken) — Anforderungen und Prüfungen*

DIN EN ISO 8044, *Korrosion von Metallen und Legierungen - Grundbegriffe und Definitionen*

DIN EN ISO 8501-1, *Vorbereitung von Stahloberflächen vor dem Auftragen von Beschichtungsstoffen — Visuelle Beurteilung der Oberflächenreinheit — Teil 1: Rostgrade und Oberflächenvorbereitungsgrade von unbeschichteten Stahloberflächen und Stahloberflächen nach ganzflächigem Entfernen vorhandener Beschichtungen*

DIN EN ISO 9606-1, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 1: Stähle*

DIN EN ISO 14001, *Umweltmanagementsysteme — Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung*

DIN EN ISO 14723, *Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme — Unterwasserarmaturen*

DIN EN ISO 15607, *Anforderungen und Qualifizierungen von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Allgemeine Regeln*

DIN EN ISO 21809 (alle Teile), *Erdöl und Erdgasindustrie — Umhüllungen für erd- und wasserverlegte Rohrleitungen in Transportsystemen*

DIN EN ISO 15607, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Allgemeine Regeln*

DIN CEN ISO/TS 29001 (DIN SPEC 91421), *Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie — Sektorspezifische Qualitätsmanagementsysteme — Anforderungen an Hersteller- und Serviceorganisationen*

— Leerseite —

Deutsche Fassung

Erdöl- und Erdgasindustrie —
Kathodischer Schutz für Transportleitungssysteme —
Teil 2: Offshore-Pipelines
(ISO 15589-2:2012)

Petroleum, petrochemical and natural gas industries —
Cathodic protection of pipeline transportation
systems —
Part 2: Offshore pipelines
(ISO 15589-2:2012)

Industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel —
Protection cathodique des systèmes de transport
par conduites —
Partie 2: Conduites en mer
(ISO 15589-2:2012)

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 6. März 2014 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Management-Zentrum des CEN-CENELEC oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG
EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION

CEN-CENELEC Management-Zentrum: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

Inhalt

	Seite
Vorwort	5
Einleitung.....	6
1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	7
3 Begriffe	7
4 Symbole und Abkürzungen	9
4.1 Symbole	9
4.2 Abkürzungen	10
5 Allgemeines	10
5.1 Zusicherung der Kompetenzen	10
5.2 Übereinstimmung	11
6 Anforderungen an das kathodische Korrosionsschutzsystem	11
6.1 Allgemeines	11
6.2 Auswahl von CP-Systemen	12
6.2.1 Allgemeines	12
6.2.2 Betrachtungen der Systemauswahl	12
6.3 Isolierverbindungen	13
7 Entwurfparameter	13
7.1 Allgemeines	13
7.2 Schutzpotentiale	14
7.2.1 Potentialkriterien	14
7.2.2 Bewertung der HISC für martensitische nichtrostende Stähle und Duplex-Edelstähle	16
7.2.3 Thermisch gespritztes Aluminium	17
7.3 Auslegungsliebensdauer	17
7.4 Auslegungsstromdichten für unbeschichteten Stahl	17
7.4.1 Allgemeines	17
7.4.2 Spritzwasserzone	19
7.4.3 Erdverlegte Rohrleitungen	19
7.4.4 Erhöhte Temperaturen	20
7.4.5 Stromsenke	20
7.5 Beschichtungs-Reduktionsfaktoren	20
8 Galvanische Anoden	23
8.1 Systemauslegung	23
8.2 Auswahl des Anodenwerkstoffs	24
8.3 Elektrochemische Eigenschaften	24
8.4 Anodenform und Ausnutzungsfaktor	26
8.5 Mechanische und elektrische Betrachtungen	26
9 Herstellung galvanischer Anoden	26
9.1 Prüfung vor Fertigungsbeginn	26
9.2 Beschichtung	27
9.3 Anodenkernwerkstoffe	27
9.4 Aluminiumanodenwerkstoffe	27
9.5 Zinkanodenwerkstoffe	28
10 Qualitätskontrolle von galvanischen Anoden	29
10.1 Allgemeines	29
10.2 Stahlanodenkerne	29

10.3	Chemische Analyse der Anodenlegierung	29
10.4	Anodenmasse	29
10.5	Maße und Geradheit der Anoden	29
10.5.1	Schlanke Anoden	29
10.5.2	Manschettenanoden	30
10.6	Maße und Position des Anodenkerns	30
10.7	Unregelmäßigkeiten in der Anodenoberfläche	30
10.7.1	Schlanke Anoden	30
10.7.2	Manschettenanoden	31
10.8	Risse	31
10.8.1	Allgemeines	31
10.8.2	Schlanke Aluminiumanoden	31
10.8.3	Aluminiummanschettenanoden	32
10.9	Interne Fehler und zerstörende Prüfungen	32
10.10	Elektrochemische Prüfungen zur Qualitätskontrolle	33
11	Einbau der Anode	34
12	CP-Systeme mit Fremdstrom	35
12.1	Stromquellen und Stromregelung	35
12.2	Werkstoffe von Fremdstrom-Anoden	35
12.3	Systementwurf	36
12.4	Herstell- und Installationsüberlegungen	37
12.5	Mechanische und elektrische Überlegungen	37
13	Dokumentation	38
13.1	Dokumentation von Entwurf, Herstellung und Installation	38
13.2	InbetriebnahmeprozEDUREN	39
13.3	Bedienungs- und Wartungshandbuch	39
14	Betrieb, Überwachung und Wartung von CP-Systemen	40
14.1	Allgemeines	40
14.2	Überwachungspläne	40
14.3	Reparaturen	40
Anhang A (normativ) Entwurfsverfahren für den kathodischen Korrosionsschutz mit galvanischen Anoden		41
A.1	Einleitung	41
A.2	Unterteilung der Rohrleitung	41
A.3	Berechnungen des Oberflächenbereichs	41
A.4	Berechnungen des Strombedarfs	41
A.5	Auswahl des Anodentyps und der Maße	42
A.6	Berechnung der Gesamtmasse der Anode	42
A.7	Berechnung von Anoden — Maße und Nettomasse	42
A.8	Berechnungen des Anodenwiderstands	44
A.9	Anpassung des Entwurfs an sich ändernde Bedingungen	46
Anhang B (normativ) Verminderung des Korrosionsschutzes		48
B.1	Einleitung	48
B.2	Verfahren	48
B.3	Verfahren nach NORSOK	50
Anhang C (normativ) Leistungsprüfung der galvanischen Anodenwerkstoffe		52
C.1	Allgemeines	52
C.2	Probenahme und Vorbereitung der Prüflinge	52
C.3	Prüfausrüstung und Durchführung der Prüfung	53
C.4	Dokumentation	53
Anhang D (normativ) Überwachung und Untersuchung des kathodischen Korrosionsschutzes		54
D.1	Einleitung	54
D.2	Potentialüberwachung an Aufbauten	54
D.3	Sichtprüfung	55

	Seite
D.4 Potentialmessungen.....	55
D.5 Anodenstrom-Messungen	58
D.6 Untersuchungen	58
D.7 Inspektion von Fremdstromsystem-Komponenten	59
D.8 Sicherheit.....	60
D.9 Dokumentation.....	60
Anhang E (normativ) Laborprüfung galvanischer Anoden zur Qualitätskontrolle	61
E.1 Allgemeines	61
E.2 Probenahme und Vorbereitung von Prüflingen.....	61
E.3 Ausrüstung und Versuchsdurchführung	61
E.4 Annahmekriterien und Wiederholungsprüfung	62
E.5 Dokumentation.....	62
Anhang F (informativ) Streustrom	63
F.1 Allgemeines	63
F.2 Kontrolle von Streuströmen	63
F.3 Beeinflussung durch Gleichstrom	63
F.4 Beeinflussung durch Wechselstrom	64
Anhang G (informativ) Rohrleitungsentwurf für den kathodischen Korrosionsschutz	65
G.1 Allgemeines	65
G.2 Verlegetechniken zur Rohrleitungsinstallation	65
G.3 Arten von Offshore-Rohrleitungen und Steigleitungen.....	67
G.4 Eingrabung und Stabilisierung	69
G.5 Kreuzung von Rohrleitungen und Unterwasseranschlüsse	71
Literaturhinweise	72

Vorwort

Der Text von ISO 15589-2:2012 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ der Internationalen Organisation für Normung (ISO) erarbeitet und als EN ISO 15589-2:2014 durch das Technische Komitee CEN/TC 219 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ übernommen, dessen Sekretariat vom BSI gehalten wird.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis September 2014, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis September 2014 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN [und/oder CENELEC] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Entsprechend der CEN-CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 15589-2:2012 wurde vom CEN als EN ISO 15589-2:2014 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Einleitung

Die fachliche Überarbeitung dieses Teils von ISO 15589 wurde vorgenommen, um den Bedürfnissen der Industrie gerecht zu werden und dieser Internationalen Norm ein höheres Leistungsniveau im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie zu verleihen.

Der kathodische Korrosionsschutz für Transportleitungssysteme wird durch die Versorgung der Rohraußenfläche mit ausreichend Gleichstrom erreicht, damit das Stahlpotential im Elektrolyten auf allen Oberflächen auf Werte verringert wird, bei denen die äußere Korrosion auf ein unbedeutendes Ausmaß gesenkt ist.

Der kathodische Korrosionsschutz wird in der Regel zusammen mit einem geeigneten Schutzbeschichtungssystem angewendet, um die Außenfläche der Stahlrohrleitungen vor Korrosion zu schützen.

Die Anwender dieses Teils der ISO 15589 sollten sich darüber bewusst sein, dass weitere oder abweichende Anforderungen für einzelne Anwendungen benötigt werden. Dieser Teil der ISO 15589 soll kein Hindernis darstellen, alternative Ausrüstungen oder technische Lösungen für einzelne Anwendungen umzusetzen. Dies gilt insbesondere für neuartige oder noch in der Entwicklung befindliche Technologien. Steht eine Alternative zur Wahl, ist vorgesehen, dass sämtliche Abweichungen von diesem Teil der ISO 15589 festgestellt und dokumentiert werden.

Dieser Teil der ISO 15589 kann auch für Offshore-Rohrleitungen außerhalb der Erdöl- und Erdgasindustrie angewendet werden.

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil der ISO 15589 legt Anforderungen fest und enthält Empfehlungen für Untersuchungen vor der Installation, Auslegung, Werkstoffe, Ausrüstung, Fertigung, Einbau, Inbetriebnahme, Betrieb, Inspektion und Wartung des kathodischen Korrosionsschutzsystems (CP, en: Cathodic Protection) für Offshore-Rohrleitungen für die Erdöl- und Erdgasindustrie, wie in ISO 13623 festgelegt.

Dieser Teil der ISO 15589 gilt für Rohrleitungen aus Kohlenstoffstahl, nichtrostendem Stahl sowie flexiblen Rohrleitungen im Offshore-Betrieb.

Dieser Teil der ISO 15589 gilt für Nachrüstungen, Änderungen und Reparaturen von bestehenden Rohrleitungssystemen.

Dieser Teil der ISO 15589 gilt für alle Arten von Meerwasser- und Meeresbodenumgebungen, die unter Wasser und an Steigleitungen bis zum mittleren Wasserstand vorzufinden sind.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 1461, *Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles — Specifications and test methods*

ISO 8044, *Corrosion of metals and alloys — Basic terms and definitions*

ISO 8501-1, *Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 1: Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings*

ISO 9606-1, *Qualification testing of welders — Fusion welding — Part 1: Steels*

ISO 13623, *Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems*

ISO 15589-1, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline transportation systems — Part 1: On-land pipelines*

ISO 15607, *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials — General rules*

ASTM D1141¹⁾, *Standard Practice for the Preparation of Substitute Ocean Water*

AWS D1.1/D1.1M²⁾, *Structural Welding Code — Steel*

EN 10025 (alle Teile)³⁾, *Warmgewalzte Erzeugnisse aus Baustählen*

EN 10204:2004, *Metallische Erzeugnisse — Arten von Prüfbescheinigungen*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 8044 und die folgenden Begriffe.

3.1

Anodenpotential

Anodenpotential im Elektrolyten

1) American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428-2959, USA.

2) American Welding Society, 550 NW Le Jeune Road, Miami, FL 33126, USA.

3) European Committee for Standardization, Management Centre, Avenue Marnix 17, B-1000, Brussels, Belgium

3.2

Anodenschlitten

auf einer Anlage befestigte Anoden, die über ein Kabel mit der Rohrleitung verbunden sind

3.3

Anodenpotential des geschlossenen Stromkreises

Anodenpotential bei elektrischer Verbindung zu der zu schützenden Rohrleitung

3.4

Beschichtungs-Reduktionsfaktor

f_c

Verhältnis der Stromdichte, die erforderlich ist, um eine beschichtete Stahloberfläche im Vergleich zu einer unbeschichteten Stahloberfläche zu polarisieren

3.5

Kaltschweißstellen

horizontale Unstetigkeit in der Oberfläche, verursacht durch das Erstarren des Gusspiegels der teilgegossenen Anoden infolge des unterbrochenen Flusses des Gussstroms

3.6

Steuerspannung

Differenz zwischen dem Rohrleitungspotential im Elektrolyten und dem Anodenpotential im Elektrolyten, wenn der kathodische Schutz wirkt

3.7

elektrischer Feldgradient

Änderung des elektrischen Potentials je Längeneinheit durch ein leitendes Medium, hervorgehend aus dem elektrischen Stromfluss

3.8

elektrochemische Kapazität

ε

Gesamtmenge der elektrischen Ladung, die erzeugt wird, wenn eine feste Masse (gewöhnlich 1 kg) des Anodenwerkstoffs elektrochemisch verbraucht wird

ANMERKUNG Die elektrochemische Kapazität wird in Amperestunden angegeben.

3.9

Endstromdichte

abgeschätzte Stromdichte am Ende der Lebensdauer einer Rohrleitung

ANMERKUNG Die Endstromdichte wird in Ampere je Quadratmeter angegeben.

3.10

wasserstoffinduzierte Spannungsrissbildung

HISC

(en: hydrogen-induced stress cracking)

Rissbildung durch eine Kombination aus Last und Wasserstoffversprödung, verursacht durch das Eindringen von Wasserstoff, der sich durch die kathodische Polarisation auf der Stahloberfläche gebildet hat

3.11

ohmscher Spannungsabfall

Spannung infolge eines Stroms, gemessen zwischen zwei Punkten auf dem Metall der Rohrleitung oder zwischen zwei Punkten des Elektrolyten, wie Meerwasser oder Meeresboden, entsprechend dem Ohm'schen Gesetz

ANMERKUNG Der ohmsche Spannungsabfall und der elektrische Feldgradient sind zusammengehörige Begriffe.

3.12

Hauptbezugselektrode

Bezugselektrode, kalibriert mit der primären Kalibrier-Bezugselektrode, die für die Verifizierung von Bezugselektroden verwendet wird, die für Feld- oder Labormessungen eingesetzt werden

3.13

mittlere Stromdichte

abgeschätzter Mittelwert der kathodischen Stromdichte für die gesamte Lebensdauer der Rohrleitung

ANMERKUNG Die mittlere Stromdichte wird in Ampere je Quadratmeter angegeben.

3.14

Schutzpotential

Anlagenpotential im Elektrolyten, für das die Korrosionsgeschwindigkeit des Metalls als unbedeutend angesehen wird

3.15

Lochfraßindex

PREN

(en: pitting resistance equivalent number)

Index, der entwickelt wurde, um die Lochfraßbeständigkeit von nichtrostendem Stahl wiederzugeben und vorauszuberechnen, was auf der Grundlage der Anteile der Elemente Cr, Mo, W und N in der chemischen Zusammensetzung der Legierung geschieht

3.16

primäre Kalibrier-Bezugselektrode

Bezugselektrode, die zum Kalibrieren von Hauptbezugselektroden verwendet wird

3.17

ferngelenktes Fahrzeug

ROV

(en: remotely operated vehicle)

Unterwasserfahrzeug, das von einem Fahrzeug oder einer Anlage an der Wasseroberfläche aus gelenkt wird

[ISO 14723]

3.18

Steigleitung

Teil einer Offshore-Rohrleitung, einschließlich jeglicher Unterwasser-Flanschstücke, der vom Meeresboden bis zum Rohrleitungsende einer Offshore-Anlage verläuft

[ISO 13623]

3.19

Ausnutzungsfaktor

μ

Anteil der Masse des Anodenwerkstoffs einer galvanischen Anode, der verbraucht werden kann, bevor die Anode aufhört, die mindestens erforderliche Stromabgabe zu liefern

4 Symbole und Abkürzungen

4.1 Symbole

ε elektrochemische Kapazität

f_c Beschichtungs-Reduktionsfaktor

μ Ausnutzungsfaktor

4.2 Abkürzungen

CAT	kaltverarbeitetes Band (en: cold-applied tape)
CE	Kohlenstoffäquivalent (en: carbon equivalent)
CP	kathodischer Korrosionsschutz (en: cathodic protection)
CRA	korrosionsbeständige Legierung (en: corrosion-resistant alloy)
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Monomer (en: ethylene propylene diene monomer)
FBE	Epoxidpulver (en: fusion-bonded epoxy)
HISC	wasserstoffinduzierte Spannungsrissbildung (en: hydrogen-induced stress cracking)
HSS	Schrumpfschlauch (en: heat-shrinkable sleeve)
PE	Polyethylen (en: polyethylene)
PP	Polypropylen (en: polypropylene)
PREN	Lochfraßindex (en: pitting resistance equivalent number)
PU	Polyurethan (en: polyurethane)
ROV	ferngelenktes Fahrzeug (en: remotely operated vehicle)
SCE	gesättigte Kalomelektrode (en: saturated calomel electrode)
SMYS	festgelegte Mindeststreckgrenze (en: specified minimum yield strength)
SRB	sulfatreduzierende Bakterien (en: sulphate reducing bacteria)
3LPE	Dreischicht-Polyethylen (en: three-layer polyethylene)
3LPP	Dreischicht-Polypropylen (en: three-layer polypropylene)

5 Allgemeines

5.1 Zusicherung der Kompetenzen

Die Personen, die mit Planung, Beaufsichtigung der Installation, Inbetriebnahme, Beaufsichtigung des Betriebs, Messungen, Überwachung und Beaufsichtigung der Wartung von kathodischen Korrosionsschutzsystemen beauftragt sind, müssen über die für die durchzuführenden Aufgaben zutreffenden Qualifikationsgrade verfügen.

ANMERKUNG 1 In EN 15257 bzw. NACE Cathodic Protection Training and Certification Programme werden geeignete Verfahren vorgestellt, die zur Bewertung der Kompetenz des für den kathodischen Korrosionsschutz verantwortlichen Personals geeignet sind.

ANMERKUNG 2 Die Befähigung des für den kathodischen Korrosionsschutz verantwortlichen Personals entsprechend den für die durchzuführenden Aufgaben geeigneten Qualifikationsgraden kann durch Zertifizierung durch die Vorqualifikationsverfahren nach EN 15257, den NACE Cathodic Protection Training and Certification Programme oder jedes andere geeignete Verfahren nachgewiesen werden.

5.2 Übereinstimmung

Ein Qualitätsmanagementsystem und ein Umweltmanagementsystem sollten umgesetzt werden, um Übereinstimmung mit den Anforderungen dieses Teils der ISO 15589 zu erzielen.

ANMERKUNG ISO/TS 29001 enthält sektorspezifische Leitlinien für Qualitätsmanagementsysteme und ISO 14001 enthält Leitlinien für die Auswahl und Anwendung eines Umweltmanagementsystems.

6 Anforderungen an das kathodische Korrosionsschutzsystem

6.1 Allgemeines

Das CP-System muss so ausgelegt sein, dass es externe Korrosion während der Lebensdauer der Rohrleitung verhindert und

- dass es ausreichend Strom für die zu schützende Rohrleitung liefert und diesen Strom so verteilt, dass die ausgewählten Kriterien für den kathodischen Korrosionsschutz erfolgreich auf der gesamten Oberfläche erfüllt werden;
- dass es eine Auslegungslebensdauer des Anodensystems bietet, die der erforderlichen Lebensdauer der geschützten Rohrleitung entspricht oder dass es regelmäßige Erneuerungen des Anodensystems vorsieht;
- dass voraussichtliche Änderungen der Stromanforderungen über die Zeit berücksichtigt werden;
- dass sichergestellt ist, dass die Anoden dort installiert werden, wo die Wahrscheinlichkeit von Störungen oder Beschädigung minimal ist;
- dass es geeignete Überwachungseinrichtungen zur Prüfung und Bewertung der Systemleistung mit sich bringt.

Das kathodische Korrosionsschutzsystem muss unter Beachtung der Umweltbedingungen und der benachbarten Anlagen konstruiert werden.

Offshore-Rohrleitungen, die durch galvanische Anodensysteme geschützt werden, sollten von anderen Rohrleitungen und Anlagen, die durch Fremdstromsysteme geschützt werden, elektrisch getrennt werden. Offshore-Rohrleitungen müssen außerdem von anderen ungeschützten oder weniger geschützten Anlagen isoliert werden, die Strom aus dem kathodischen Korrosionsschutzsystem der Rohrleitung ableiten könnten. Wenn eine Isolierung unpraktisch ist oder dadurch Probleme durch Streustrom vermutet werden, sollte der elektrische Durchgang sichergestellt sein.

Es ist sicherzustellen, dass unterschiedliche CP-Systeme von benachbarten Rohrleitungen oder Anlagen untereinander kompatibel sind und dass kein übermäßiger Strom von einem System in ein benachbartes System abgeleitet wird.

Der Entwurf des CP-Systems für die Rohrleitung muss das Installationsverfahren der Rohrleitung berücksichtigen sowie die Art der Rohrleitung und der Steigleitung und die beabsichtigten Eingrabs- und Stabilisierungsverfahren. Weitere Hinweise sind in Anhang G enthalten.

Das auf galvanischen Anoden basierende CP-System muss mithilfe der Berechnungsverfahren in Anhang A für die Lebensdauer des Rohrleitungssystems entworfen werden.

In Gebieten mit hohen Wassergeschwindigkeiten und in Gebieten mit Erosionswirkungen (z. B. durch aufgeschwemmten Sand, Schlamm, Eispartikel) erfordert der Entwurf des CP-Systems besondere Aufmerksamkeit und die Berücksichtigung zusätzlicher Entwurfskriterien.

Die Installation dauerhafter Prüfeinrichtungen sollte berücksichtigt werden, wobei auf spezifische Parameter zu achten ist, wie z. B. Rohrleitungslänge, Wassertiefe und Unterwasserzugang im Zusammenhang mit den Eingrabungsbedingungen.

ISO 15589-1 sollte für den kathodischen Korrosionsschutz von kurzen Offshore-Rohrleitungen und deren Abzweigen verwendet werden, die direkt mit den kathodisch geschützten landverlegten Rohrleitungen verbunden sind.

6.2 Auswahl von CP-Systemen

6.2.1 Allgemeines

Der kathodische Korrosionsschutz muss entweder mit galvanischen Anoden oder mit einem Fremdstromsystem erreicht werden. Galvanische Anoden müssen entweder einzeln oder in Gruppen an die Rohrleitung angeschlossen werden.

ANMERKUNG 1 Galvanische Anoden sind hinsichtlich der Stromabgabe in Bezug auf die Anode/Rohrleitung-Steuerungsspannung und den Elektrolytlösungswiderstand beschränkt. In der Regel sind Anoden direkt als Manschetten am Rohr angebracht. Außerdem können Anodenschlitten in gleichmäßigen Abständen entlang der Rohrleitung angebracht werden.

ANMERKUNG 2 Einige Rohrleitungen können durch Anoden geschützt werden, die sich an jedem Ende befinden. In der Regel wird diese Art von Installation an Rohrleitungen zwischen Plattformen angewendet. Anoden für die Rohrleitung können an der Plattform angebracht werden, wenn die Rohrleitung elektrisch mit der Plattform verbunden ist.

Kriterien, die bei der Auswahl des zu verwendenden Systems zu berücksichtigen sind, werden in 6.2.2 behandelt.

6.2.2 Betrachtungen der Systemauswahl

Die Auswahl des CP-Systems muss auf den folgenden Betrachtungen basieren:

- Größe des erforderlichen Schutzstroms;
- spezifischer Widerstand des Meerwassers;
- Verfügbarkeit und Aufstellungsort von geeigneten Stromquellen für Fremdstromsysteme;
- Vorhandensein von Streustrom, der signifikante Potentialfluktuationen zwischen der Rohrleitung und dem Erdleiter hervorruft, die die Verwendung von galvanischen Anoden verhindern können;
- Einwirkung von CP-Streuströmen auf benachbarte Anlagen, was die Verwendung von CP-Systemen mit Fremdstrom einschränken kann;
- Beschränkung des Platzangebots durch die Nähe von Fremdanlagen und damit zusammenhängende Bedenken hinsichtlich Konstruktion und Wartung;
- Weiterentwicklung des Gebiets und jede zukünftige Erweiterung des Rohrleitungssystems;
- Installationskosten, Betriebskosten und Wartungskosten;
- Zuverlässigkeit des gesamten Systems;
- Unversehrtheit anderer Rohrleitungen und/oder Anlagen im selben Gebiet, die von Fremdstromsystemen beeinflusst werden könnten, solange keine entsprechenden Maßnahmen ergriffen werden, um dies zu verhindern.

ANMERKUNG Fremdstromsysteme werden für kurze Rohrleitungen bevorzugt, die an den Plattformen enden, auf denen diese Fremdstromsysteme installiert sind oder wo ein Fremdstromsystem von Land aus betrieben wird. Fremdstromsysteme können auch als Nachrüstsyste me an Rohrleitungen mit galvanischen Anodenfehlern, übermäßigem Anodenverbrauch, Betriebsdauer über die ursprüngliche Lebensdauer hinaus oder übermäßigem Rückgang der Beschichtung verwendet werden. Fremdstrom kann auch für Wasser mit einem hohen spezifischen Widerstand die bevorzugte Variante darstellen.

6.3 Isolierverbindungen

Isolierverbindungen sollten an den folgenden Stellen in Erwägung gezogen werden:

- an Verbindungsstellen zu landverlegten Rohrleitungen oder landseitigen Aufnahmeeinrichtungen;
- an Verbindungsstellen zu Rohrleitungen, die unterschiedliche Schutzkriterien erfordern;
- zwischen kathodisch geschützten Rohrleitungen und ungeschützten Einrichtungen oder weniger geschützten Einrichtungen;
- zwischen Rohrleitungssystemen (oder Anlagen), die durch Fremdstrom und galvanische Anoden geschützt sind.

Wenn Isolierverbindungen zum Einsatz kommen, müssen sie so ausgelegt und installiert werden, dass sie eine langfristige Integrität sicherstellen und müssen so angeordnet werden, dass sie einen einfachen Zugang für Inspektions- und Wartungsarbeiten ermöglichen. Ausführliche Anforderungen an die Auslegung sind in ISO 15589-1 angegeben.

7 Entwurfparameter

7.1 Allgemeines

Der Entwurf eines CP-Systems für die Rohrleitung muss basieren auf:

- ausführlichen Informationen über die zu schützende Rohrleitung, einschließlich Werkstoff, Länge, Wanddicke, Außendurchmesser, Verlegetechnik der Rohre, Trasse, Verlegebedingungen auf dem Meeresboden, Temperaturprofil (Betrieb und Einschluss) über die gesamte Länge, Typ und Dicke der Korrosionsschutzbeschichtung(en) der Rohre und Fittings, Verfügbarkeit, Art und Dicke der Wärmeisolierung, mechanischem Schutz und/oder Betonummantelung;
- Umweltbedingungen, einschließlich täglicher und jahreszeitlich bedingter Änderungen, wie z. B. Salzgehalt des Meerwassers, Temperatur und spezifischer Widerstand, Gezeiten und spezifischer Widerstand des Meeresbodens über die gesamte Rohrleitungslänge;
- Eingrabungszustand (Umfang der Rückverfüllung nach dem Grabenaushub oder natürliche Eingrabung) und spezifischer Erdwiderstand;
- Auslegungslbensdauer des Systems;
- Informationen zu bestehenden Rohrleitungen in unmittelbarer Nähe zu der neuen Rohrleitung oder die die neue Rohrleitung kreuzen, einschließlich Ort, Eigentümer und angewendete Verfahren zur Überwachung der Korrosion;
- Informationen zu bestehenden CP-Systemen (Plattformen, Landkennung, Unterwasseranlagen usw.) und elektrischer Isolierung von Rohrleitungen;
- Verfügbarkeit von elektrischem Strom, elektrischen Trenneinrichtungen, elektrischen Verbindungen;
- vor Ort geltende Gesetze;
- Konstruktionsdaten, Datum der Erstinbetriebnahme (erforderlich für heiße Leitungen);
- Vorhandensein von Fittings, Schutzrohren, Steigleitungen, Klemmen, Y- und T-Zubehör und anderen Zubehöerteilen; und
- Leistungsdaten von CP-Systemen in derselben Umgebung.

Wenn keine CP-Leistungskennndaten für vergleichbare Umgebungen vorliegen (z. B. beim Umzug in tiefere Gewässerlagen), müssen Daten über die Eigenschaften des Meerwassers (gelöster Sauerstoff, Salzgehalt, pH-Wert, Meeresströmungen und Bewuchs) ermittelt werden, da sie die kathodische Polarisation und die Bildung von kalkhaltigen Ablagerungen beeinflussen können. In diesen Fällen müssen die erforderlichen Informationen aus Felduntersuchungen und/oder Korrosionsprüfdaten einschließlich Folgendem ermittelt werden:

- Schutzstromanforderungen zur Erfüllung der jeweiligen Kriterien;
- spezifischer elektrischer Widerstand des Elektrolyten, einschließlich jahreszeitenbedingter Änderungen, sofern maßgeblich;
- Eingrabungstiefe des Rohrs (sofern eingegraben) und Kennzeichnung der freiliegenden Längen und Stellen;
- Wassertemperatur am Meeresboden;
- Sauerstoffkonzentration am Meeresboden;
- Wasserströmungsgeschwindigkeit am Meeresboden, einschließlich jahreszeitenbedingter Änderungen, sofern maßgeblich;
- Meeresbodentopographie.

Bei der Aufarbeitung der Erfahrungen mit dem Betrieb sollten folgende zusätzliche Daten berücksichtigt werden:

- elektrischer Durchgang;
- elektrische Isolierung;
- Unversehrtheit der Außenbeschichtung;
- Abweichung von den Spezifikationen;
- Wartungs- und Betriebsdaten.

Entwurfsverfahren für CP-Systeme, die auf galvanischen Anodensystemen basieren, müssen Anhang A entsprechen.

7.2 Schutzpotentiale

7.2.1 Potentialkriterien

Um sicherzustellen, dass ein geeigneter kathodischer Korrosionsschutz für eine Rohrleitung erreicht wird, muss das gemessene Potential Tabelle 1 entsprechen.

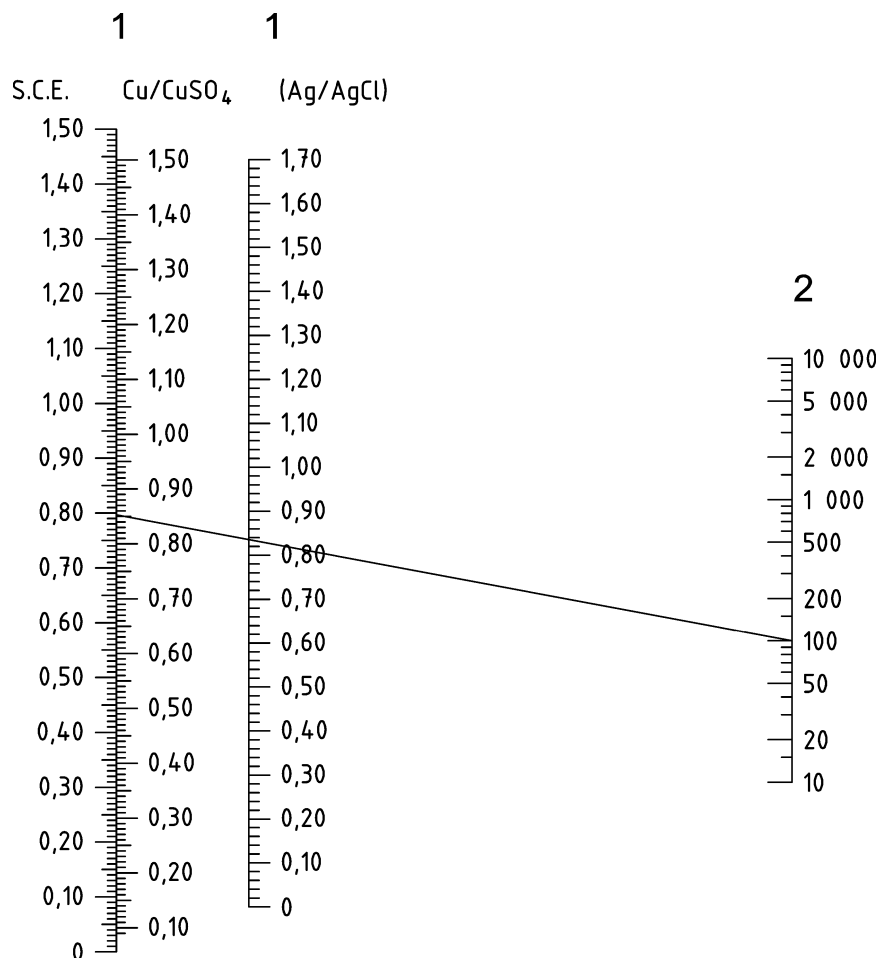
ANMERKUNG 1 Die Effektivität des CP oder anderer Maßnahmen zum äußeren Korrosionsschutz kann durch direkte Messung des Rohrleitungspotentials bestätigt werden. Eine durch Sichtprüfung festgestellte fortschreitende Verschlechterung der Beschichtung und/oder Korrosion können jedoch Hinweise auf einen möglicherweise ungeeigneten Schutz liefern. Die von Tauchern oder internen Inspektionsvorrichtungen, wie z. B. intelligenten Molchen, durchgeführten physikalischen Messungen, die einen Verlust der Rohrwanddicke ergeben, können auch Mängel des Korrosionsschutzgrades aufzeigen.

Tabelle 1 — Potentialkriterien

Werkstoffe	Kleinstes negatives Potential V	Größtes negatives Potential ^a V
Kohlenstoffstähle		
In Meerwasser getaucht	−0,80	−1,10 ^b
In Sediment eingegraben	−0,90 ^f	−1,10 ^b
Austenitische nichtrostende Stähle^g		
PREN ≥ 40 ^c	−0,30 ^d	−1,10
PREN < 40 ^c	−0,50 ^d	−1,10
Duplex-Edelstahl	−0,50 ^d	e
Martensitische nichtrostende (13 % Cr) Stähle	−0,50 ^d	e
Die Potentiale beziehen sich auf eine SCE-Bezugselektrode, die einer Silber/Silberchlorid-Bezugselektrode (Ag/AgCl/Meerwasser) in Meerwasser mit 30 Ω · cm entspricht.		
^a Diese negativen Grenzwerte stellen einen geringfügigen Einfluss des CP auf die Beschichtung der Rohrleitungen sicher. ^b Sind Rohrleitungssysteme aus hochfestem Stahl (SMYS > 550 MPa) hergestellt, muss das negativste Potential ermittelt werden, das ertragen werden kann, ohne dass Wasserstoffversprödung auftritt. ^c PREN = %Cr + 3,3 % (Mo + 0,5 W) + 16 %N. ^d Bei nichtrostenden Stählen gelten die kleinsten negativen Potentiale für aerobe und anaerobe Bedingungen. ^e Je nach Festigkeit, spezifischen metallurgischen Bedingungen und Spannungsniveau während des Betriebs können diese Legierungen für Wasserstoffversprödung und Rissbildung anfällig sein. Wenn ein Risiko der Wasserstoffversprödung besteht, dann sollten negativere Potentiale als −0,8 V vermieden werden. Siehe auch 7.2.3. ^f Dies umfasst die Möglichkeit der Aktivität von sulfatreduzierenden Bakterien und/oder einer hohen Rohrleitungstemperatur ($T > 60\text{ °C}$). ^g Wenn eine metallurgische Struktur nicht vollständig austenitisch ist, können diese nichtrostenden Stähle für die wasserstoff-induzierte Spannungsrissbildung (HISC) anfällig sein und stark negative Potentiale sollten vermieden werden.		

Das Potential der Ag/AgCl-Bezugselektrode in Meerwasser hängt von der Konzentration der Chloridionen im Elektrolyten ab und demzufolge vom spezifischen Widerstand des Meerwassers. Wenn bekannt ist, dass die Chloridkonzentration und damit der spezifische Widerstand deutlich von denen in gewöhnlichem Meerwasser abweichen (gewöhnlich 3,5 % bzw. 30 Ω · cm), müssen die Schutzpotentialkriterien nach Bild 1 angepasst werden.

ANMERKUNG 2 Die Benennung (ungesättigte) „Ag/AgCl-Bezugselektrode in Meerwasser“ kann für diese Elektrode verwendet werden.



Legende

- 1 Potential, in Volt
- 2 spezifischer Widerstand, in $\Omega \cdot \text{cm}$

Bild 1 — Nomogramm für die Korrektur von Potentialablesewerten, die mit der Ag/AgCl-Elektrode in Meerwasser in Gewässern mit veränderlichem spezifischem Widerstand gegen SCE und Cu/CuSO_4 -Bezugselektroden erreicht wurden [17]

BEISPIEL Wenn an der Messstelle des Rohrleitungspotentials Brackwasser mit einem spezifischen Widerstand von $100 \Omega \cdot \text{cm}$ vorhanden ist, beträgt das kleinste negative Potential für die effektive Korrosionsschutzelektrode $-0,84 \text{ V}$ und nicht $-0,80 \text{ V}$, wie in Tabelle 1 angegeben, mit Bezug auf die Ag/AgCl-Bezugselektrode in Meerwasser.

In D.3.2 sind alternative Bezugselektroden für spezifische Bedingungen angegeben.

7.2.2 Bewertung der HISC für martensitische nichtrostende Stähle und Duplex-Edelstähle

HISC ist eine nicht duktile Versagensart, die durch das Zusammenwirken von Spannungen, dem kathodischen Korrosionsschutzsystem und einem anfälligen Werkstoff hervorgerufen wird. Eine spezielle Beurteilung muss durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass das HISC-Risiko auf ein Mindestmaß reduziert ist. Es müssen alle Lastenbeiträge einbezogen werden, die Spannung und Dehnung hervorrufen.

Für Duplex-Edelstähle darf DNV-RP-F112 [8] angewendet werden, um zulässige Spannungen und Dehnungen zu beurteilen.

Kehlnähte, Dopplungen oder Schweißnähte aus aluminothermischen Verfahren sollten nicht direkt auf hochfesten Kohlenstoffstählen ($\text{SMYS} > 550 \text{ MPa}$), martensitischen nichtrostenden Stahlwerkstoffen oder Duplex-Edelstahlwerkstoffen aufgebracht werden. Die Installation von galvanischen Anodenkabeln sollte an speziellen Rohrverbindungen erfolgen, die aus innenverkleideten Kohlenstoffstahl- oder anderen CRA-Werkstoffen bestehen, die nicht in Bezug auf HISC anfällig sind.

7.2.3 Thermisch gespritztes Aluminium

Wenn ein Bauteil mit thermisch gespritztem Aluminium bei negativeren Potentialen als $-1,15\text{ V}$ kathodisch korrosionsgeschützt wird, kann das thermisch gespritzte Aluminium durch den Aufbau von Alkali an der Metall/Elektrolyt-Berührungsfläche Korrosion erleiden. Ein polarisiertes Potential, das negativer ist als $-1,15\text{ V}$, sollte demnach nicht verwendet werden, es sei denn, Ergebnisse aus früheren Prüfungen oder Erfahrungswerte des Betriebs ergeben, dass keine signifikante Korrosion auftreten wird.

7.3 Auslegungslebensdauer

Die Auslegungslebensdauer des CP-Systems der Rohrleitung muss mindestens die Dauer zwischen der Erstinstallation und dem Ende des Rohrleitungsbetriebs abdecken. Die Möglichkeit zur Verlängerung der Gebrauchsdauer oder späterer Rohrleitungsanschlüsse sollte in der Entwurfsphase berücksichtigt werden. Es sollten Vorkehrungen getroffen werden, um mögliche zukünftige Ereignisse zu berücksichtigen, was aktualisierte Beschichtungs-Reduktionskriterien und/oder den Anschluss von Einrichtungen für spätere Nachrüstungen von Anoden umfassen kann.

7.4 Auslegungsstromdichten für unbeschichteten Stahl

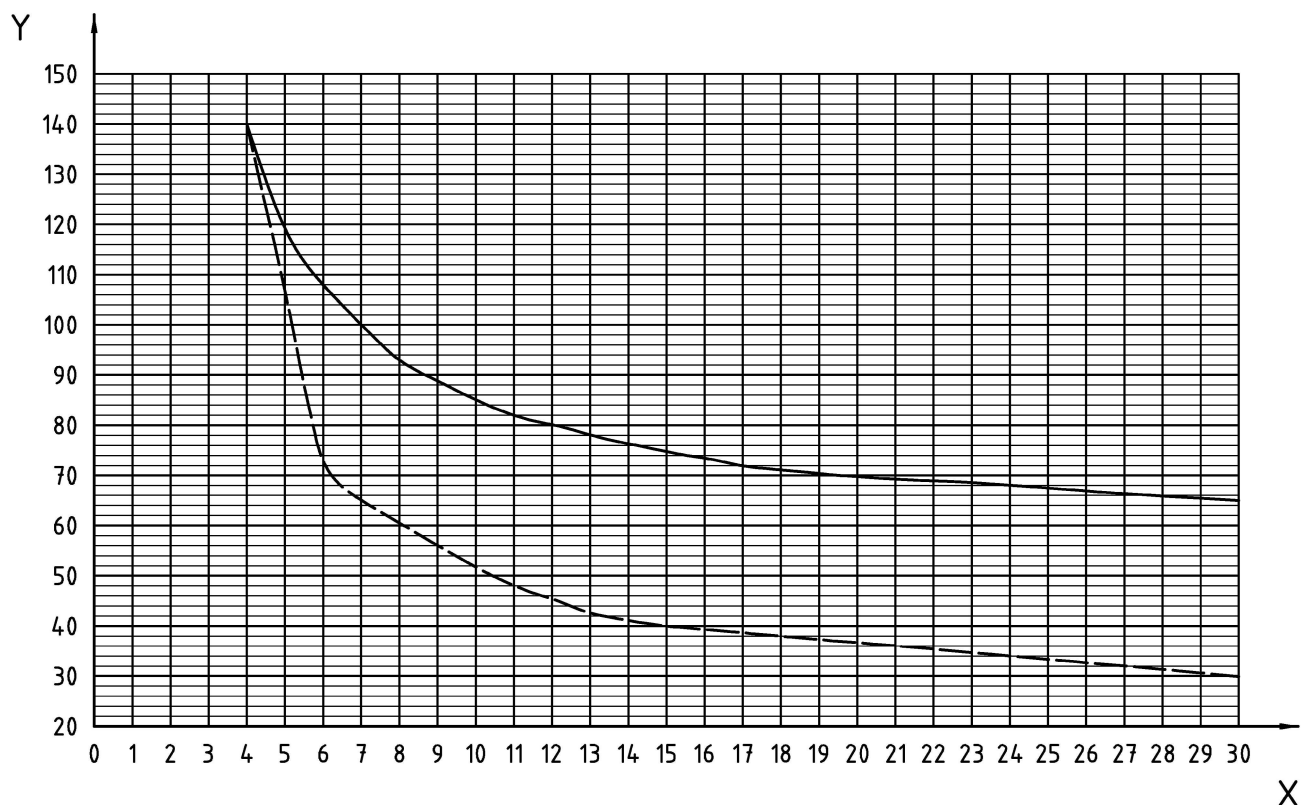
7.4.1 Allgemeines

Die Auslegungsstromdichten sind abhängig von der Temperatur des Meerwassers, dem Sauerstoffgehalt, der Fließgeschwindigkeit des Meerwassers und der Fähigkeit zum Aufbau kalkhaltiger Schutzüberzüge auf unbeschichteten Stahloberflächen.

ANMERKUNG 1 In der Theorie sind drei Werte der Stromdichte signifikant: die Anfangs-, mittlere und Endstromdichte, die sich auf die Stromdichte beziehen, die erforderlich ist, um die Rohrleitung innerhalb einer angemessenen Zeit zu polarisieren (d. h. 1 bis 2 Monate, Anfangsstromdichte), auf die Stromdichte, die notwendig ist, um die Polarisation aufrechtzuerhalten (mittlere Stromdichte), und auf die Stromdichte, die für eine etwaige Repolarisation notwendig ist, die kurz vor dem Ende der Lebensdauer der Rohrleitung erfolgen kann (Endstromdichte), z. B. nach einem schweren Sturm. Für eine beschichtete Rohrleitung ist die Anfangsstromdichte niemals der entscheidende Faktor für den Entwurf, weshalb in Anhang A nicht weiter auf sie eingegangen wird. Da sich die Rohrleitungen auf dem Meeresgrund befinden und die Depolarisation bei Sturm keine bedeutende Auswirkung ergab, können für die mittlere Stromdichte und die Endstromdichte die gleichen Werte verwendet werden.

Wird für einen bestimmten Ort entschieden, dass aufgrund von Sturm ein höherer Wert der Endstromdichte im Entwurf zu berücksichtigen ist, kann ein Wert verwendet werden, der 20 mA/m^2 über dem Mittelwert bei dieser Temperatur liegt.

Bei den meisten Anwendungen in einer Wassertiefe von weniger als 500 m hängen die Auslegungsstromdichten nur von der Temperatur des Meerwassers ab und die Stromdichten für nicht eingegrabene Rohrleitungen sollten mithilfe von Bild 2 beurteilt werden.



Legende

X Meerwassertemperatur, in °C
Y Stromdichte, in mA/m²

Bild 2 — Bereich der mittleren Stromdichte für nicht eingegrabene Rohrleitungen aus unbeschichtetem Stahl

Es ist zulässig, in Bild 2 die untere Stromdichte-Kurve zu verwenden, wenn keine signifikanten Änderungen des Sauerstoffgehalts zwischen Meeresoberfläche und Meeresboden vorliegen, kein Aufbau von kalkhaltigen Schutzüberzügen vorliegt und geringe bis moderate Strömungen am Meeresboden (bis 2 Knoten) auftreten.

Sind keine weiteren Daten bekannt, sollte die obere Kurve in Bild 2 verwendet werden.

ANMERKUNG 2 Kalkhaltige Ablagerungen, die sich durch Aufbringen von CP-Strom auf den freiliegenden Oberflächen der Rohrleitung bilden, verringern die Stromdichte, die zur Aufrechterhaltung des Schutzpotentials erforderlich ist und verbessern die Stromverteilung. Rohrleitungsbeschichtungen begünstigen ebenfalls die Bildung dichter kalkhaltiger Ablagerungen, da die Anfangsstromdichte eher höher ausfällt, wenn sich in der Beschichtung Fehlerstellen bilden. Die Löslichkeit der kalkhaltigen Ablagerungen, die möglicherweise einen Überzug bilden, ist temperaturabhängig, und kühlere Gewässer lassen möglicherweise keine Bildung von schützenden Kalkablagerungen zu oder könnten eine höhere Anfangsstromdichte erfordern, um die Polarisation zu erreichen.

ANMERKUNG 3 Die untere Kurve wurde in Literaturhinweis [19] veröffentlicht. Diese Kurve basiert auf Prüf- und Felddaten verschiedener Plattform- und Rohrleitungsstandorte weltweit, die über mehrere Jahre gesammelt worden sind. Die obere Kurve ist eine konservative Kurvenanpassung der in den Literaturhinweisen [7] und [11] veröffentlichten Daten und wird, insbesondere für tiefe Gewässer, in der Regel von Betreibern akzeptiert und stellt die Höchstwerte der Stromdichte dar, die in der Regel für mit Sauerstoff gesättigtes Meerwasser angegeben werden. Die erforderlichen Stromdichtewerte für ein bestimmtes Feld liegen irgendwo zwischen diesen beiden Extremen.

Bei Temperaturen unter 6 °C muss die mittlere Auslegungsstromdichte 120 mA/m² betragen, sofern keine anderen Werte festgelegt sind, da Daten für Temperaturen unter 6 °C nur in begrenztem Umfang vorhanden sind.

Wenn das Temperaturprofil des Meerwassers entlang der Rohrleitungstrasse nicht bekannt ist, muss die erforderliche Stromdichte auf der niedrigsten gemessenen Temperatur am Meeresboden beruhen, die in der Regel die Temperatur an der tiefsten Stelle entlang der Rohrleitungstrasse ist.

Wenn das Temperaturprofil des Meerwassers entlang der Rohrleitungstrasse bekannt ist, sollten die Kurven von Bild 2 mit gemittelten Meerwassertemperaturen verwendet werden, um Stromdichten für jeden Rohrleitungsabschnitt zu erhalten. Wenn die Jahresdurchschnittstemperatur des Meerwassers entlang der Rohrleitung um mehr als 5 °C schwankt, sollte die Rohrleitung in einzelne Abschnitte unterteilt werden, die Temperaturunterschiede von jeweils nicht mehr als 5 °C abdecken. Für jeden Abschnitt sollte die gemittelte Meerwassertemperatur verwendet werden. Die vorstehend diskutierten Auslegungsstromdichten gelten für CP von unbeschichtetem Kohlenstoffstahl und nichtrostendem Stahl (austenitisch, martensitisch und Duplex).

Stromdichten können alternativ auf Feldmessungen oder auf Daten aus anderen Einrichtungen beruhen, die im Allgemeinen in derselben geographischen Lage installiert sind.

BEISPIEL Für bestimmte geographische Lagen wurden höhere oder niedrigere Stromdichten angegeben. Diese wurden mit starken Änderungen des Sauerstoffgehalts mit zunehmender Tiefe und/oder signifikanten Meeresbodenströmungen in Verbindung gebracht (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2 — Beispiele von Auslegungsstromdichten für festgelegte Orte

Geographische Lage	Wassertiefe m	Meerwasser- temperatur °C	Mittlere Stromdichte mA/m ²	Bemerkungen
Westküste der USA	> 500	10 bis 12	90	moderate Strömung
Cook Inlet	alle Tiefen	2	380	hohe Meeresbodenströmung
Australien	> 500	12 bis 18	90	starke jahreszeitenbedingte Temperaturschwankung
Europäisches Nordmeer	> 1 000	–1 bis 4	200	kalt und tief
Brasilianische Küste	> 300		130	zu untersuchende Temperatur

7.4.2 Spritzwasserzone

Für Steigleitungen in der Spritzwasserzone müssen die ausgewählten Stromdichten 10 mA/m² höher sein als für gleichwertige Steigleitungen oder Rohrleitungen unterhalb der Spritzwasserzone (bei gleicher Temperatur).

ANMERKUNG Die Tiefen der Spritzwasserzone schwanken je nach geographischer Lage; beispielsweise erstrecken sich die Spritzwasserzonen in der Nordsee in bis zu –10 m, während die Spritzwasserzonen sich im Südchinesischen Meer bis auf –1 m erstrecken.

7.4.3 Erdverlegte Rohrleitungen

Für Rohrleitungen, die vollständig in Sediment eingegraben sind (Eingrabung mit natürlicher Verfüllung) oder künstlich abgedeckt sind (z. B. Steinschüttung), sollte eine Auslegungsstromdichte (mittlere Stromdichte und Endstromdichte) von 20 mA/m² verwendet werden, unabhängig von der Meerwassertemperatur, dem Sauerstoffgehalt oder der Tiefe.

7.4.4 Erhöhte Temperaturen

Rohrleitungen, die bei Temperaturen über 25 °C an der Außenseite metallischer Rohroberflächen in Betrieb sind, erfordern eine Anpassung der Auslegungsstromdichte. Die Auslegungsstromdichten müssen um 1 mA/m² für jedes Grad Celsius des Metalls/der Umgebung erhöht werden, das über 25 °C liegt, bis 100 °C erreicht sind.

ANMERKUNG Ein Anstieg der Wassertemperatur verringert die Löslichkeit von Sauerstoff. Ein Anstieg der Temperaturen kann außerdem die Korrosionsgeschwindigkeit beschleunigen.

7.4.5 Stromsenke

Wenn Unterwassereinrichtungen an das CP-System der Rohrleitung angeschlossen sind, muss die Stromsenke zu Unteranlagen, Bohrlochköpfen, Verteilerstücken und Bohrlochverrohrungen im Entwurf berücksichtigt werden. In den Anforderungen an den gesamten Auslegungsstrom sollte eine Toleranz enthalten sein, um die Strombelastung auszugleichen, die durch die Bohrlochverrohrungen unterhalb der Schlammzone eingeführt wird. Der Auslegungsstrom für Bohrungen sollte 5 A je Bohrung betragen.

7.5 Beschichtungs-Reduktionsfaktoren

Der Strombedarf einer beschichteten Rohrleitung steigt mit der Zeit an, da die Beschichtung sich verschlechtert. Ein ausreichendes kathodisches Korrosionsschutzvermögen sollte vorhanden sein, um den Schutz aufrechtzuerhalten, wenn die Beschichtung sich verschlechtert.

Diese Beschichtungs-Reduktionsfaktoren müssen angewendet werden, um die Oberflächeninhalte des unbeschichteten Metalls von beschichteten Rohren bei durchschnittlichen Bedingungen bzw. am Ende der Auslegungslbensdauer zu berechnen (siehe Anhang A). Mittlere und End-Beschichtungs-Reduktionsfaktoren müssen wie folgt berechnet werden:

Der mittlere Beschichtungs-Reduktionsfaktor, $\bar{f}_c$, ergibt sich aus Gleichung (1):

$$\bar{f}_c = f_i + (0,5\Delta f \times t_{dl}) \quad (1)$$

Der End-Beschichtungs-Reduktionsfaktor, f_f , ergibt sich aus Gleichung (2):

$$f_f = f_i + (\Delta f \times t_{dl}) \quad (2)$$

Dabei ist

f_i der Anfangs-Beschichtungs-Reduktionsfaktor zu Beginn des Rohrleitungsbetriebs;

Δf der mittlere Anstieg des Beschichtungs-Reduktionsfaktors pro Jahr;

t_{dl} die Auslegungslbensdauer, angegeben in Jahren.

Die Beschichtungs-Reduktionsfaktoren in Tabelle 3 und in Tabelle 4 sollten in Betracht gezogen werden. Beschichtungs-Reduktionsfaktoren für Rohrleitungsbeschichtungen, die nicht in Tabelle 3 oder Tabelle 4 enthalten sind, müssen vollständig belegt werden.

ANMERKUNG 1 Die typischen Parameter f_i und Δf sind in Tabelle 3 (für Rohrleitungen ohne Betonummantelung) und in Tabelle 4 (für Rohrleitungen mit Betonummantelung) angegeben, die sich auf Kombinationen aus den am häufigsten gebrauchten Beschichtungssystemen für den Korrosionsschutz oder für die Wärmeisolierung beziehen. Die angegebenen Beschichtungs-Reduktionsfaktoren gelten sowohl für Rohrleitungen, die dem Meerwasser ausgesetzt sind, als auch für die im Meeresboden erdverlegten Rohrleitungen.