Vergabekennziffer: CA3U8L

Abschlussbericht

Studie zu einem Kriterienkatalog für die Smart Grid Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen oder kleineren Industrieparks

Auftragsgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena),

Chausseestraße 128a,

10115 Berlin,

nachfolgend „dena“ oder „Auftraggeber“ genannt

Auftragnehmer:

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF,

Sandtorstraße 22,

39106 Magdeburg

Laufzeit und Berichtszeitraum:
01.04.2026 – 31.07.2026
Version – Datum:
Version 1.0 vom 20. Juli 2026

Autoren:
Wasser, Hannes (IFF)
Wenge, Christoph (IFF)
Hinweis: Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Projektteam und Mitwirkende

Auftraggeber und Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Projektsteuerung aufseiten des Auftraggebers

- [Erik Förster] – Projektleitung
- [Johannes Schöneburg] – Fachliche Begleitung
- [Ferdinand Staude] – Fachliche Begleitung

Auftragnehmer

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF
Sandtorstraße 22
39106 Magdeburg

Projektteam aufseiten des Auftragnehmers

- Hannes Wasser – Projektleitung, wissenschaftliche Bearbeitung
- Dr.-Ing. Christoph Wenge – Review, Koordination
- Dr.-Ing. Marc Richter – Supervision, Review und Qualitätssicherung
- Dr.-Ing. habil. Pio Alessandro Lombardi – Exemplarische Anwendung und fachliche Plausibilitätsprüfung

Stand

Juli 2026

Zitierempfehlung

Wasser, H.; Wenge, C. et al. (2026): *Studie zu einem Kriterienkatalog für die Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen oder kleineren Industrieparks*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin.

Hinweis

Die Studie wurde im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) durch das Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF erstellt. Die Verantwortung für die wissenschaftliche Bearbeitung und die Inhalte liegt bei den Autorinnen und Autoren, soweit vertraglich nicht anders vereinbart.

Executive Summary

Mit dem Smart Grid Readiness Indicator wurde eine Bewertungsmethodik zur systematischen, nachvollziehbaren und vergleichbaren Einordnung der technischen und funktionalen Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks entwickelt.

Der entwickelte technologieoffene Kriterienkatalog erfasst relevante Funktionen und Voraussetzungen in den Bereichen Richtlinien und Standards, IT-Sicherheit und Resilienz, Kommunikation und Interoperabilität, Datenmanagement und Systemtransparenz sowie Steuerung und Systemoperation.

Die Bewertungsmethodik liefert einen prozentualen Gesamtindikator sowie domänenspezifische Teilwerte und ermöglicht dadurch die transparente Identifikation vorhandener Stärken, technischer Defizite und prioritärer Handlungsbedarfe.

Anhand der Bewertungsmethodik lässt sich prüfen, ob die erforderlichen Mess-, Kommunikations-, Datenverarbeitungs- und Steuerungsfähigkeiten für Markt- und Netzfunktionen wie Lastmanagement, Eigenverbrauchsoptimierung, Flexibilitätsbereitstellung oder die Integration dezentraler Anlagen vorhanden sind.

Die Gating-Kriterien bilden grundlegende Mindestvoraussetzungen für höhere Smart Grid Readiness Levels und verhindern, dass Defizite bei Sicherheit, Zuverlässigkeit, Dokumentation und Interoperabilität durch fortgeschrittene Einzelfunktionen ausgeglichen werden.

Der SGRI schafft für Unternehmen sowie Standort-, Kundennetz- und Netzbetreiber eine belastbare Grundlage, um den Ist-Zustand zu bewerten, Investitionen und Entwicklungsmaßnahmen gezielt zu priorisieren, Standorte zu vergleichen und Fortschritte systematisch nachzuverfolgen.

Die exemplarische Anwendung auf ein produzierendes Unternehmen bestätigte die praktische Anwendbarkeit und fachliche Plausibilität der Bewertungsmethodik. Die Ergebnisse machten sowohl bestehende Stärken als auch konkrete Entwicklungsbedarfe in den untersuchten Funktionsbereichen sichtbar. Der modulare Aufbau erlaubt eine schrittweise Erweiterung um weitere Standorttypen sowie zusätzliche Markt- und Netzfunktionen.

Inhaltsverzeichnis

EXECUTIVE SUMMARY **3**

INHALTSVERZEICHNIS **4**

AKRONYME **6**

KURZFASSUNG **11**

1 EINLEITUNG **12**

1.1 MOTIVATION 12
1.2 ZIELSETZUNG DER STUDIE 13
1.3 AUFBAU DER STUDIE 15

2 STAND DER TECHNIK UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN **17**

2.1 SMART GRID-ARCHITEKTUREN 17
2.2 SMART METERING 18
2.3 SMART-GRID-REIFEGRAD- UND BEWERTUNGSMODELLE 21
2.4 KOMMUNIKATIONSSTANDARDS 24
2.5 INFORMATIONSMODELLE 27
2.6 CYBERSECURITY 28
2.7 NATIONALE UND EUROPÄISCHE REGELWERKE 30

3 METHODISCHER GESAMTANSATZ **34**

4 ENTWICKLUNG DES KRITERIENKATALOGS **36**

4.1 ENTWICKLUNG DER HAUPTDOMÄNEN 36
4.2 BESCHREIBUNG DER DOMÄNEN 39
4.2.1 Richtlinien und Standards *40*
4.2.2 IT-Sicherheit und Resilienz *41*
4.2.3 Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität *42*
4.2.4 Datenmanagement und Systemtransparenz *44*
4.2.5 Steuerung und Systemoperation *45*
4.3 AUFBAU DES KRITERIENKATALOGS 46
4.4 BEZIEHUNGEN UND VORAUSSETZUNGEN ZWISCHEN DEN KRITERIEN 49

5 BEWERTUNGSMETHODIK **54**

5.1 GRUNDPRINZIP DER BEWERTUNG 54
5.2 BEWERTUNGSSKALA UND PUNKTEVERTEILUNG 55
5.3 GATING-KRITERIEN UND MINDESTANFORDERUNGEN 58
5.4 GEWICHTUNG DER KRITERIEN 60
5.5 AGGREGATION DER EINZELBEWERTUNGEN 61
5.6 BILDUNG DES GESAMTINDIKATORS 62

5.7 SMART GRID READINESS LEVELS 63
6 EXEMPLARISCHE ANWENDUNG UND PLAUSIBILISIERUNG 67
6.1 AUSWAHL UND BESCHREIBUNG DER ANWENDUNGSFÄLLE 67
6.2 DURCHFÜHRUNG DER BEWERTUNG 68
6.3 ERGEBNISSE DER EXEMPLARISCHEN BEWERTUNG 69
6.4 PLAUSIBILISIERUNG UND DISKUSSION DER ERGEBNISSE 73
7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK 76
8 LITERATUR 79

Akronyme

Abkürzung	Englische Bezeichnung	Deutsche Bezeichnung
BNetzA	Federal Network Agency	Bundesnetzagentur
BPMM	Business Process Maturity Model	Reifegradmodell für Geschäftsprozesse
BSI	Federal Office for Information Security	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BSIG	Federal Office for Information Security Act	Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik / BSI-Gesetz
BSI-KritisV	BSI Critical Infrastructure Ordinance	BSI-Kritisverordnung
CEN	European Committee for Standardization	Europäisches Komitee für Normung
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
CIA	Confidentiality, Integrity, Availability	Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit
CIM	Common Information Model	Gemeinsames Informationsmodell
CIRED	International Conference and Exhibition on Electricity Distribution	Internationale Konferenz und Ausstellung zur Stromverteilung
CLS	Controllable Local System	Steuerbares lokales System
CMM	Capability Maturity Model	Fähigkeitsreifegradmodell
CMMI	Capability Maturity Model Integration	Integration von Fähigkeitsreifegradmodellen
CPS	Cyber-Physical System	Cyber-physisches System
dena	German Energy Agency	Deutsche Energie-Agentur
DER	Distributed Energy Resources	Dezentrale Energieressourcen

DERMS	Distributed Energy Resource Management System	Managementsystem für dezentrale Energieressourcen
DIN	German Institute for Standardization	Deutsches Institut für Normung
DKE	German Commission for Electrical, Electronic and Information Technologies	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DMS	Distribution Management System	Verteilnetzmanagementsystem
DoS	Denial of Service	Dienstverweigerung / Dienstverweigerungsangriff
EEG	Renewable Energy Sources Act	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energy Management System	Energiemanagementsystem
EMS-API	Energy Management System Application Program Interface	Programmierschnittstelle für Energiemanagementsysteme
EnWG	Energy Industry Act	Energiewirtschaftsgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität
ETSI	European Telecommunications Standards Institute	Europäisches Institut für Telekommunikationsnormen
EU	European Union	Europäische Union
GIS	Geographic Information System	Geoinformationssystem
GNSS	Global Navigation Satellite System	Globales Satellitennavigationssystem
GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event	Generisches objektorientiertes Stationsereignis
HAN	Home Area Network	Heimnetz / lokales Kundennetz
HSR	High-availability Seamless Redundancy	Nahtlose Hochverfügbarkeitsredundanz

IBM	International Business Machines Corporation	International Business Machines Corporation
ICT	Information and Communication Technology	Informations- und Kommunikationstechnik
IEC	International Electrotechnical Commission	Internationale Elektrotechnische Kommission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	Institut der Elektro- und Elektronikingenieure
IFF	Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF	Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF
IKT	Information and Communication Technology	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	Intelligent Metering System	Intelligentes Messsystem
IoT	Internet of Things	Internet der Dinge
ISMS	Information Security Management System	Informationssicherheitsmanagementsystem
ISO	International Organization for Standardization	Internationale Organisation für Normung
IT	Information Technology	Informationstechnik
KEDi	Competence Centre for Energy Efficiency through Digitalisation in Industry and Buildings	Kompetenzzentrum Energieeffizienz durch Digitalisierung in Industrie und Gebäuden
KI	Artificial Intelligence	Künstliche Intelligenz
KRITIS	Critical Infrastructure	Kritische Infrastrukturen
LMN	Local Metrological Network	Lokales metrologisches Netz
MCDM	Multi-Criteria Decision Making	Mehrkriterienentscheidungsverfahren
MMS	Manufacturing Message Specification	Spezifikation für industrielle Nachrichtenübertragung

MPLS	Multiprotocol Label Switching	Mehrprotokoll-Label-Switching
mME	Modern Metering Device	Moderne Messeinrichtung
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport	Nachrichtenprotokoll für Telemetriedaten
MsbG	Metering Point Operation Act	Messstellenbetriebsgesetz
NIS-2	Network and Information Security Directive 2	Zweite Richtlinie über Netzwerk- und Informationssicherheit
NIST	National Institute of Standards and Technology	Nationales Institut für Standards und Technologie
NTP	Network Time Protocol	Netzwerkzeitprotokoll
OPC UA	Open Platform Communications Unified Architecture	Einheitliche Architektur der Open Platform Communications
OT	Operational Technology	Betriebstechnologie
PMU	Phasor Measurement Unit	Zeigersynchronmessgerät
PP	Protection Profile	Schutzprofil
PRP	Parallel Redundancy Protocol	Paralleles Redundanzprotokoll
PTP	Precision Time Protocol	Präzisionszeitprotokoll
PV	Photovoltaics	Photovoltaik
REST	Representational State Transfer	Architekturstil für webbasierte Schnittstellen
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	Leittechnik zur Überwachung, Steuerung und Datenerfassung
SGAM	Smart Grid Architecture Model	Smart-Grid-Architekturmodell
SGMM	Smart Grid Maturity Model	Smart-Grid-Reifegradmodell
SGRI	Smart Grid Readiness Indicator	Smart-Grid-Fähigkeitsindikator
SIEM	Security Information and Event Management	Management von Sicherheitsinformationen und Sicherheitsereignissen

SMGW	Smart Meter Gateway	Smart-Meter-Gateway
SPICE	Software Process Improvement and Capability Determination	Softwareprozessverbesserung und Bestimmung der Prozessfähigkeit
SV	Sampled Values	Abgetastete Messwerte
TLS	Transport Layer Security	Transportschichtsicherheit
TR	Technical Guideline	Technische Richtlinie
UA	Unified Architecture	Einheitliche Architektur
VDE	Association for Electrical, Electronic and Information Technologies	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VLAN	Virtual Local Area Network	Virtuelles lokales Netzwerk
VPN	Virtual Private Network	Virtuelles privates Netzwerk
WAN	Wide Area Network	Weitverkehrnetz

Kurzfassung

Die zunehmende Digitalisierung, Dezentralisierung und Flexibilisierung der Energieversorgung stellt Gewerbegebiete, Kundennetze und kleinere Industrieparks vor neue technische und organisatorische Anforderungen. Bislang fehlt jedoch ein einheitlicher Ansatz, mit dem ihre Smart-Grid-Fähigkeit systematisch und nachvollziehbar bewertet werden kann. Ziel der Studie war daher die Entwicklung eines Smart Grid Readiness Indicators (SGRI), der den technischen Entwicklungsstand intelligenter Energieinfrastrukturen funktionsorientiert, technologieoffen und vergleichbar abbildet.

Hierzu wurden bestehende Smart-Grid-Architektur-, Reifegrad- und Funktionsmodelle sowie relevante Normen, technische Richtlinien und regulatorische Vorgaben analysiert. Auf dieser Grundlage entstand ein Kriterienkatalog mit fünf Hauptdomänen: Richtlinien und Standards, IT-Sicherheit und Resilienz, Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität, Datenmanagement und Systemtransparenz sowie Steuerung und Systemoperation. Ergänzend wurde eine Bewertungsmethodik entwickelt, die den Umsetzungsgrad einzelner Funktionen, deren fachliche Relevanz, Nachweise, Gating-Kriterien und die Aggregation zu einem Gesamtindikator berücksichtigt.

Die exemplarische Anwendung auf ein kleines produzierendes Unternehmen bestätigte die grundsätzliche Anwendbarkeit und Plausibilität des Ansatzes. Stärken zeigten sich insbesondere bei Messwerterfassung, Datenverarbeitung, Visualisierung sowie Last- und Flexibilitätsmanagement. Entwicklungsbedarf bestand vor allem bei Informationssicherheit, Systemdokumentation, Interoperabilität und Resilienz. Der SGRI ermöglicht damit nicht nur eine quantitative Einordnung des Reifegrads, sondern auch die Identifikation konkreter technischer Defizite und priorisierter Entwicklungsschritte. Er bietet somit eine strukturierte Grundlage für Planung, Vergleich und schrittweise Weiterentwicklung intelligenter Energieinfrastrukturen.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Transformation des Energiesystems führt zu einer zunehmend dezentralen Energieversorgung mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Erzeugungsanlagen, Speichern und steuerbaren Verbrauchern. Gleichzeitig erhöhen die Elektrifizierung von Wärmeversorgung, Mobilität und industriellen Prozessen sowie volatile und bidirektionale Leistungsflüsse die Anforderungen an Netzbetrieb, Netzplanung und Systemführung.

Für einen sicheren und effizienten Betrieb müssen Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Netzzustand kontinuierlich erfasst, verarbeitet und koordiniert werden. Dies erfordert digitale Mess-, Kommunikations-, Datenverarbeitungs- und Steuerungstechnologien und bildet die Grundlage intelligenter Stromnetze. Smart Grids werden dabei als digital vernetzte, interoperable und automatisierte Energiesysteme verstanden, die Energieflüsse überwachen und steuern sowie einen bidirektionalen Informationsaustausch ermöglichen [1], [2]. Dadurch können Netzkapazitäten effizienter genutzt, Engpässe frühzeitig erkannt und Flexibilitätspotenziale gezielt eingebunden werden.

Gewerbegebiete, Kundennetze und kleinere Industrieparks bieten aufgrund ihrer hohen Lastdichten, eigenen Energieinfrastrukturen sowie vorhandenen Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätspotenziale besondere Voraussetzungen für intelligente Netzfunktionen. Für Standortbetreiber entstehen Potenziale zur Optimierung von Eigenverbrauch, Energiekosten und Energiemanagement, während Netzbetreiber von einer verbesserten Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit sowie der gezielteren Nutzung dezentraler Flexibilitäten profitieren können.

Die Erschließung dieser Potenziale setzt messbare, kommunikativ angebundene, interoperable und steuerbare Anlagen und Systeme sowie geeignete Datenmanagement- und Sicherheitsstrukturen voraus. Bestehende Architektur- und Reifegradmodelle bilden die konkrete technische und funktionale Befähigung von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks jedoch nur eingeschränkt ab [3]-[6].

Daraus ergibt sich der Bedarf an einem technisch-funktionalen Bewertungsansatz, mit dem ihre Smart-Grid-Fähigkeit systematisch, nachvollziehbar und vergleichbar erfasst werden kann. Zu diesem Zweck wird in der vorliegenden Studie ein Smart Grid Readiness Indicator entwickelt, der vorhandene Funktionalitäten bewertet und technische sowie infrastrukturelle Entwicklungspotenziale aufzeigt.

1.2 Zielsetzung der Studie

Ziel der durchzuführenden Studie ist die Entwicklung eines Smart Grid Readiness Indicators (SGRI) zur Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen sowie kleinen bis mittelgroßen Industrieparks. Der SGRI soll eine technisch fundierte, praxisnahe und nachvollziehbare Bewertungsgrundlage schaffen, mit der sich intelligente Netzfähigkeiten systematisch erfassen, vergleichen und einordnen lassen.

Im Mittelpunkt steht die Entwicklung eines funktionsbasierten Kriterien- und Bewertungssystems zur Analyse technischer und funktionaler Aspekte intelligenter Energiesysteme. Betrachtet werden insbesondere Funktionen und Mechanismen aus den Bereichen Monitoring, Kommunikation, Interoperabilität, Datenmanagement, Steuerbarkeit, Flexibilitätsmanagement, Resilienz und Systemintegration.

Grundlage hierfür bildet die Analyse bestehender Smart-Grid-Architektur-, Kommunikations- und Reifegradmodelle sowie relevanter Normen, Standards und wissenschaftlicher Veröffentlichungen. Berücksichtigt werden insbesondere das SGAM [3], das SGMM [4], Smart-Grid-2.0-Ansätze [7] sowie bestehende Reifegradmodelle und Bewertungsframeworks, wie das Capability Maturity Model (CMM), Capability Maturity Model Integration (CMMI), Business Process Maturity Model (BPMM) oder Software Process Improvement and Capability Determination (SPICE) [5],[6].

Im Gegensatz zu bestehenden Reifegradmodellen verfolgt der SGRI einen technisch-funktionalen Bewertungsansatz. Bewertet wird nicht ausschließlich das Vorhandensein einzelner Technologien, sondern die technische Befähigung und infrastrukturelle Voraussetzung eines Systems zur Bereitstellung intelligenter Netzfunktionen.

Dabei wird berücksichtigt, dass identische Funktionen durch unterschiedliche technische Lösungsansätze, Systemarchitekturen oder Umsetzungsstrategien realisiert werden können. Die Bewertung orientiert sich daher nicht ausschließlich an einzelnen Produkten oder Technologien, sondern an den vorhandenen technischen Voraussetzungen, Kommunikationsmechanismen, Schnittstellen und Systemfähigkeiten, welche die Umsetzung oder Aktivierung entsprechender Smart-Grid-Funktionen grundsätzlich ermöglichen.

Die operative Nutzung einzelner Smart-Grid-Funktionen im laufenden Betrieb stellt hierbei keine zwingende Voraussetzung dar, sofern die technischen Voraussetzungen zur Bereitstellung oder Aktivierung der jeweiligen Funktionen vorhanden sind. Entscheidend ist vielmehr, ob die technischen, kommunikativen und systemseitigen Grundlagen zur Umsetzung der jeweiligen Funktion vorhanden und technisch aktivierbar sind.

Die identifizierten Funktionen und Anforderungen werden in einem hierarchisch strukturierten Kriterienkatalog zusammengeführt und den wesentlichen Funktionsbereichen eines Smart Grids zugeordnet. Auf dieser Grundlage wird eine Bewertungsmethodik entwickelt, die Mindestanforderungen in Form von Gating-Kriterien berücksichtigt und die weiteren Kriterien anhand einer nachvollziehbaren Bewertungs- und Gewichtungslogik zu einem aggregierten Smart Grid Readiness Indicator zusammenführt. Der resultierende SGRI soll eine quantitative Einordnung der Smart-Grid-Fähigkeit ermöglichen und zugleich Entwicklungspotenziale in einzelnen Funktionsbereichen transparent aufzeigen.

Zur Prüfung der Anwendbarkeit und Plausibilität werden der Kriterienkatalog und die Bewertungsmethodik exemplarisch auf ausgewählte Gewerbegebiete, Kundennetze oder kleinere Industrieparks angewendet. Hierdurch sollen die Plausibilität der Kriterien und die Relevanz der festgelegten Schwellenwerte anhand konkreter Anwendungsbeispiele überprüft werden.

Der entwickelte Indikator soll sowohl aus Sicht von Netzbetreibern als auch aus Sicht von Gewerbegebieten, Kundennetzen oder kleineren Industrieparks anwendbar sein. Netzbetreiber sollen insbesondere Flexibilitäts-, Integrations- und Netzentlastungspotenziale identifizieren können. Unternehmen und Standortbetreiber sollen Transparenz über den eigenen Smart-Grid-Status sowie über technische und infrastrukturelle Entwicklungspotenziale erhalten. Darüber hinaus kann der SGRI als Grundlage für Benchmarking, Effizienzanalysen sowie Planungs- und Investitionsentscheidungen dienen.

Abschließend werden Schlussfolgerungen für die weitere Nutzung der Studienergebnisse durch das Kompetenzzentrum Energieeffizienz durch Digitalisierung in Industrie und Gebäuden (KEDi) abgeleitet. Diese betreffen insbesondere die zukünftige Anwendung und Weiterentwicklung des Indikators, die zielgruppengerechte Aufbereitung der Ergebnisse sowie deren Kommunikation und Übertragung in die Praxis.

1.3 Aufbau der Studie

Der Aufbau der Studie ist in Abbildung 1 veranschaulicht. Die Studie gliedert sich in sieben aufeinander aufbauende Kapitel, die sich von den theoretischen Grundlagen über die Entwicklung des Kriterienkatalogs und der Bewertungsmethodik bis hin zur exemplarischen Anwendung, Plausibilitätsprüfung und Ableitung weiterführender Maßnahmen erstrecken.



Abbildung 1: Aufbau und inhaltliche Gliederung der Studie

Im Einführungsteil wird die Motivation für die Ausschreibung zur Erstellung einer Studie erläutert. Gegenstand der Studie ist die Entwicklung eines Tools in Form eines Kriterienkatalogs und eines Smart Grid Readiness Indicators zur Identifizierung und Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks.

Die Grundlage für die Erstellung des Kriterienkatalogs und des Smart Grid Readiness Indicators bildet eine umfassende Recherche zu den theoretischen und fachlichen Grundlagen intelligenter Stromnetze, sogenannten Smart Grids. Untersucht werden die rechtlichen und regulatorischen Vorgaben, die relevanten Normungsorganisationen und Institutionen im Bereich Smart Grid sowie bereits bestehende Modelle zur Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit.

Im anschließenden Kapitel zum methodischen Vorgehen wird erläutert, wie aus den wissenschaftlichen Erkenntnissen ein funktionsbasierter Bewertungsansatz abgeleitet wird. Hierzu werden die methodischen Schritte zur Identifikation, Strukturierung und Auswahl relevanter Smart-Grid-Funktionen sowie zur Überführung dieser Funktionen in einen anwendbaren Kriterienkatalog und eine darauf aufbauende Bewertungsmethodik für den Smart Grid Readiness Indicator beschrieben.

Den Schwerpunkt der Studie bildet die Entwicklung des Kriterienkatalogs. Hier werden die identifizierten Smart-Grid-Funktionen systematisch den definierten Hauptdomänen, Fähigkeitsbereichen und

technischen Umsetzungsformen zugeordnet. Ergänzend werden die jeweiligen Voraussetzungen, Bewertungsmethoden, Nachweisformen sowie relevante Normen und Standards beschrieben. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wird der Aufbau des Kriterienkatalogs einschließlich seiner hierarchischen Struktur und der Beziehungen zwischen den einzelnen Kriterien erläutert.

Darauf aufbauend wird die Bewertungsmethodik des Smart Grid Readiness Indicators vorgestellt. Neben der Definition der Gating-Kriterien werden die Gewichtung der einzelnen Kriterien, die Berechnung des Gesamtindikators sowie die Ableitung der Smart Grid Readiness Levels beschrieben.

Im Anschluss erfolgt die exemplarische Anwendung und Plausibilitätsprüfung des entwickelten Bewertungsansatzes auf ausgewählten Gewerbegebieten, Kundennetzen oder kleineren Industrieparks.

Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse der Studie zusammengefasst und hinsichtlich der Grenzen des entwickelten Bewertungsansatzes bewertet sowie Ansätze für dessen Weiterentwicklung und zukünftige Forschungsarbeiten beschrieben.

2 Stand der Technik und regulatorische Rahmenbedingungen

2.1 Smart Grid-Architekturen

Smart Grids sind cyber-physische Systeme, in denen elektrische Betriebsmittel mit Kommunikations-, Informations- sowie Leit- und Automatisierungstechnik verknüpft sind. Neben klassischen Netzkomponenten wie Transformatoren, Leitungen und Schaltanlagen gewinnen daher Sensorik, intelligente Messsysteme, Netzleit- und Energiemanagementsysteme sowie digitale Daten- und Kommunikationsplattformen an Bedeutung [8].

Zur strukturierten Beschreibung dieser Zusammenhänge wurde das Smart Grid Architecture Model (SGAM) entwickelt. Das SGAM entstand im Rahmen des europäischen Normungsmandats M/490 und dient als Referenzmodell zur Beschreibung von Smart-Grid-Architekturen. Es ermöglicht, Akteure, Funktionen, Komponenten, Kommunikationsbeziehungen und Informationsflüsse innerhalb eines Smart Grids systematisch einzuordnen und Interoperabilitätsanforderungen zu identifizieren [3], [7].

Das SGAM bildet Smart Grids in einem dreidimensionalen Architekturmodell ab. Die Domänen umfassen die Bereiche der elektrischen Energieversorgung von der Erzeugung über Übertragung und Verteilung bis zu dezentralen Energieressourcen und Kundenanlagen. Die Zonen beschreiben die Automatisierungshierarchie vom physikalischen Prozess und Feldgerät über Station und Betriebsführung bis zu Unternehmens- und Marktprozessen. Ergänzend unterscheiden die fünf Interoperabilitätsebenen Business, Function, Information, Communication und Component zwischen geschäftlichen Anforderungen, Funktionen, Informationsmodellen, Kommunikationsmechanismen und technischen Komponenten [3],[9], [10].

Das SGAM ist kein Bewertungs- oder Reifegradmodell, sondern ein Ordnungsrahmen zur strukturellen Beschreibung von Smart-Grid-Systemen. Es ermöglicht daher keine quantitative Aussage über die Smart-Grid-Fähigkeit eines Standorts.

Bestehende Smart-Grid-Modelle dienen überwiegend der Beschreibung von Systemarchitekturen oder der Bewertung organisatorischer Reife- und Transformationsprozesse. Eine detaillierte, funktionsorientierte und nachweisbasierte Bewertung der technischen Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks wird dadurch bislang nur unzureichend abgedeckt. Diese Bewertungslücke bildet den Ausgangspunkt für die Entwicklung des SGRI. Eine ausführliche Abgrenzung zu SGAM und SGMM erfolgt in Kapitel 2.3.

Im Rahmen dieser Studie dient das SGAM als fachliche Grundlage für die Herleitung des SGRI. Es unterstützt die strukturierte Einordnung relevanter Funktionen, Komponenten, Informationsflüsse und Interoperabilitätsanforderungen. Der SGRI übernimmt die SGAM-Struktur jedoch nicht unmittelbar, sondern ergänzt den architektonischen Bezugsrahmen um eine technologieoffene, funktionsorientierte und quantitative Bewertung. Entscheidend ist dabei nicht der Einsatz bestimmter Produkte, sondern der nachweisbare Umsetzungsgrad der erforderlichen Systemfähigkeiten.

2.2 Smart Metering

Die Digitalisierung des Energiesystems setzt eine kontinuierliche Erfassung, Übertragung und Verarbeitung von Mess- und Betriebsdaten voraus. Digitale Messeinrichtungen ermöglichen eine zeitlich aufgelöste Erfassung von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Einspeisedaten. Intelligente Messsysteme ergänzen diese Messfunktion um eine sichere Kommunikationsinfrastruktur und bilden damit eine wichtige Grundlage für Smart-Grid-Anwendungen [11], [12].

Gemäß dem Messstellenbetriebsgesetz besteht ein intelligentes Messsystem aus einer modernen Messeinrichtung und einem Smart Meter Gateway. Die moderne Messeinrichtung erfasst und speichert elektrische Energieflüsse digital, während das Smart Meter Gateway die sichere Kommunikation mit Messeinrichtungen, lokalen Anwendungen, steuerbaren Anlagen und berechtigten externen Marktakteuren übernimmt [11]-[14].

Bei größeren Gewerbe- und Industriekunden sind zudem Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung etabliert. Sie erfassen elektrische Lastgänge üblicherweise in Viertelstundenintervallen und übermitteln die Werte automatisiert an den Messstellen- oder Netzbetreiber [15]. RLM-Daten können daher eine geeignete Grundlage für Lasttransparenz, Prognosen, Energiemanagement und betriebliche Optimierungsverfahren bilden.

Eine konventionelle RLM-Messeinrichtung ist jedoch nicht mit einem intelligenten Messsystem gleichzusetzen, da hierfür die sichere Einbindung einer Messeinrichtung über ein Smart Meter Gateway erforderlich ist [11], [12]. Im Rahmen des SGRI können RLM-Daten berücksichtigt werden, wenn sie automatisiert bereitgestellt werden und die Anforderungen an zeitliche Auflösung, Datenqualität, Verfügbarkeit, Integrität und Informationssicherheit erfüllen. Dadurch werden gesetzliche Anforderungen an den Einbau intelligenter Messsysteme nicht ersetzt.

Die Kommunikationsbereiche LMN, HAN und WAN sowie die CLS-Anbindung werden in Kapitel 2.4 erläutert. Sicherheitsanforderungen und regulatorische Grundlagen behandeln die Kapitel 2.6 und 2.7.

Über die Messwerterfassung hinaus unterstützen intelligente Messsysteme sowohl marktdienliche als auch netzdienliche Anwendungen. Zeitlich aufgelöste Daten schaffen eine Grundlage für Lastprognosen, Energiemanagement und betriebliche Optimierung. In Verbindung mit geeigneten Kommunikations- und Steuerungssystemen können Speicher, dezentrale Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbraucher eingebunden werden [11], [12], [18].

Für Standortbetreiber ergeben sich dadurch Potenziale zur Steigerung des Eigenverbrauchs, zur Senkung von Energiekosten, zur Vermarktung von Flexibilitäten und zur Automatisierung des Energiemanagements. Netzbetreiber profitieren von einer verbesserten Netzzustandstransparenz, früher Engpasserkennung und einer effizienteren Nutzung vorhandener Betriebsmittel [11], [16]-[18].

Abbildung 2 ordnet ausgewählte marktdienliche und netzdienliche Anwendungsfelder nach ihrem regulatorischen und praktischen Umsetzungsstand in Deutschland ein. Bereits eingeführt sind insbesondere die Direktvermarktung erneuerbarer Energien, dynamische Stromtarife, zeitvariable Netzentgelte nach § 14a EnWG, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Redispatch 2.0 [18], [22]-[25]. Seit April 2025 müssen Verteilnetzbetreiber zeitlich differenzierte Tarifstufen im Rahmen von Modul 3 anbieten [18], [24]. Flexible Netzanschlussvereinbarungen sind durch § 8a EEG und § 17 Abs. 2b EnWG rechtlich ermöglicht und erlauben eine statische, zeitvariable oder dynamische Begrenzung der Anschlussleistung [26]-[28]. Energy Sharing ist durch § 42c EnWG gesetzlich verankert, befindet sich praktisch jedoch noch im Aufbau [19], [29]. Lokale Flexibilitätsmärkte wurden bislang überwiegend in Forschungs- und Demonstrationsvorhaben untersucht [30]. Die kurative Netzführung ist dagegen als weiterführende Funktion einer digitalisierten Netzbetriebsführung einzuordnen und nicht als unmittelbare Smart-Meter-Anwendung [31],[32].

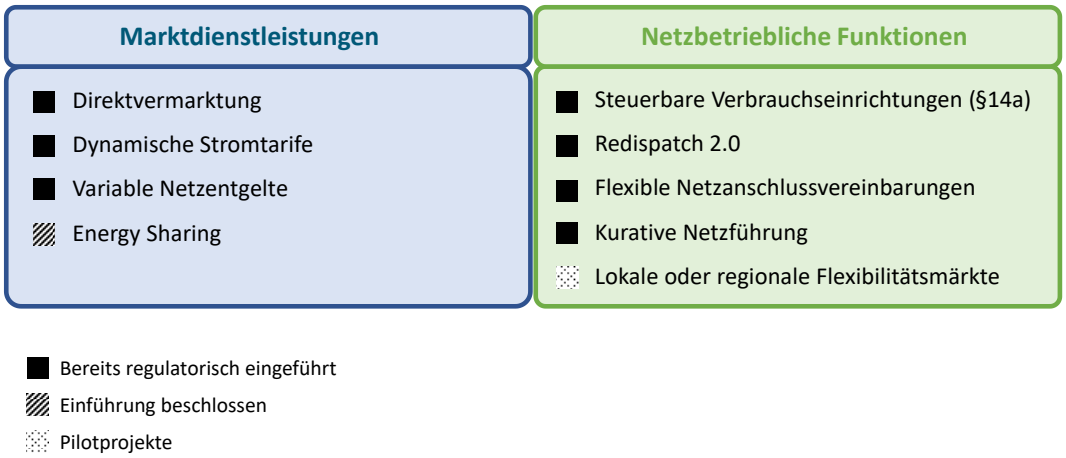


Abbildung 2 Ausgewählte marktdienliche und netzdienliche Anwendungsfelder digitaler Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastrukturen in Deutschland nach regulatorischem und praktischem Umsetzungsstand [18], [19], [22]-[32]. Bewertungsstand Juli 2026

Trotz ihrer hohen energiewirtschaftlichen Bedeutung verläuft der Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland bislang vergleichsweise langsam. Ende des vierten Quartals 2025 waren bei den gesetzlich verpflichtenden Einbaufällen rund 1,1 Millionen intelligente Messsysteme installiert. Dies entspricht einer Einbauquote von etwa 23,3 % bei insgesamt rund 4,7 Millionen Pflichteinbaufällen und liegt damit über dem für Ende 2025 vorgesehenen Zielwert von 20 % [16]. Abbildung 3 stellt die erreichte Einbauquote den für Ende 2025 vorgesehenen Zielwerten gegenüber.

Bezogen auf sämtliche Messlokationen in Deutschland lag die Ausstattungsquote bei rund 5,5 Prozent [16]. Im Vergleich dazu waren in den EU27 sowie Norwegen, der Schweiz und dem Vereinigten Königreich 2024 rund 195 Millionen Smart Meter installiert, was einer durchschnittlichen Ausstattungsquote von etwa 63 Prozent entspricht [20]. Abbildung 4 stellt die Ausstattungsquoten in Deutschland und den europäischen Vergleichsländern gegenüber. Aufgrund unterschiedlicher technischer Definitionen und nationaler Funktionsanforderungen ist dieser Vergleich jedoch nur eingeschränkt auf das deutsche intelligente Messsystem übertragbar [11],[12], [17], [21].

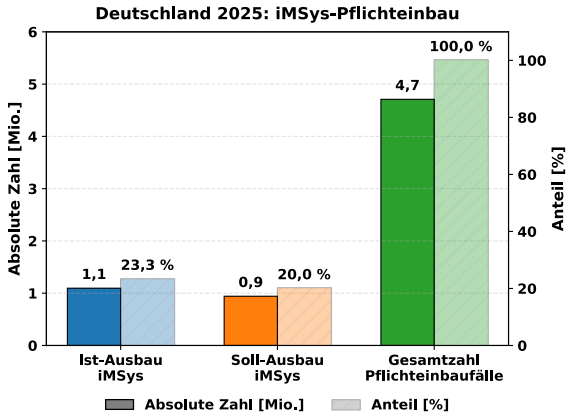


Abbildung 3 Ist- und Soll-Ausbau intelligeneter Messsysteme in Deutschland (Q4 2025) [16]

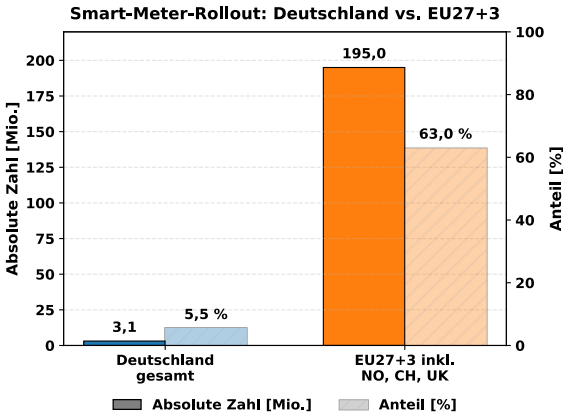


Abbildung 4 Vergleich der Einbauquote intelligenter Messsysteme zwischen Deutschland (2025) und EU27+3 (2024) [16][20][21]

Der vergleichsweise langsame Rollout ist unter anderem auf die hohe technische und regulatorische Komplexität des deutschen Smart-Metering-Systems zurückzuführen. Das Smart Meter Gateway übernimmt neben der Messwertübertragung umfangreiche Kommunikations- und Sicherheitsfunktionen, deren Zertifizierung und Zulassung den technischen und organisatorischen Aufwand erhöhen [11]-[16].

Für Gewerbegebiete, Kundennetze und kleinere Industrieparks können intelligente Messsysteme eine standardisierte und sichere Datenbasis für Energiemanagement, Lastprognosen, Flexibilitätsmanagement und automatisierte Betriebsführungsprozesse bereitstellen [11][11], [12], [18]. Ihre Bedeutung für den SGRI wird in Kapitel 4.2 näher erläutert.

2.3 Smart-Grid-Reifegrad- und Bewertungsmodelle

Zur Bewertung des Entwicklungsstands intelligenter Energiesysteme bestehen unterschiedliche Reifegrad- und Bewertungsmodelle. Zu den etablierten Ansätzen zählt insbesondere das Smart Grid Maturity Model (SGMM) [4],[5]. Darüber hinaus können allgemeine Reifegradmodelle wie das Capability Maturity Model, die Capability Maturity Model Integration, das Business Process Maturity Model und Software Process Improvement and Capability Determination als methodische Bezugspunkte herangezogen werden [33]-[36].

Das SGMM wurde ursprünglich von IBM, der Global Intelligent Utility Network Coalition und dem American Productivity & Quality Center entwickelt und später durch das Software Engineering Institute weitergeführt [4]. Es dient vor allem als Management- und Transformationsinstrument zur Bewertung des organisatorischen Entwicklungsstands von Energieversorgungsunternehmen. Das Modell unterstützt die Einordnung des gegenwärtigen Entwicklungsstands, die Festlegung strategischer Zielsetzungen und Umsetzungspläne sowie die Bewertung des Transformationsfortschritts [4], [37]. Die Bewertung erfolgt anhand mehrerer übergeordneten Domänen und definierter Reifegradstufen.

Bestehende Reifegradmodelle adressieren überwiegend organisatorische, strategische, prozessbezogene und teilweise technologische Fragestellungen [4], [5], [33]-[36]. Die konkrete technische und funktionale Befähigung eines Standorts zur Bereitstellung intelligenter Netzfunktionen wird dagegen häufig nur indirekt oder auf einer übergeordneten Ebene bewertet. Für Gewerbegebiete, Kundennetze und kleinere Industrieparks besteht daher Bedarf an einem ergänzenden Bewertungsansatz, der technische Systemfähigkeiten, Kommunikations- und Steuerungsmechanismen, Interoperabilität, Datenverarbeitung und Flexibilitätsoptionen detaillierter erfasst.

Der im Rahmen dieser Studie entwickelte Smart Grid Readiness Indicator verfolgt deshalb einen technisch-funktionalen Ansatz. Im Mittelpunkt steht nicht ausschließlich das Vorhandensein bestimmter Technologien oder organisatorischer Strukturen, sondern die Frage, ob die technischen, kommunikativen und infrastrukturellen Voraussetzungen zur Umsetzung intelligenter Netzfunktionen vorhanden sind.

Der Begriff „Readiness“ bezeichnet in diesem Zusammenhang nicht zwingend die bereits aktive betriebliche Nutzung einer Smart-Grid-Funktion. Er beschreibt vielmehr die Befähigung eines Systems, die jeweilige Funktion grundsätzlich bereitzustellen, zu aktivieren oder in bestehende Betriebsprozesse zu integrieren.

Neben der Abgrenzung zu Reifegradmodellen ist auch das Verhältnis des SGRI zum Smart Grid Architecture Model zu berücksichtigen. Das SGAM stellt einen mehrdimensionalen Architektur- und Ordnungsrahmen dar, mit dem Komponenten, Funktionen, Kommunikationsbeziehungen und Informationsflüsse innerhalb eines Smart Grids strukturiert und Domänen, Zonen sowie Interoperabilitätsebenen zugeordnet werden können. Es dient damit vor allem der systematischen Beschreibung und Entwicklung von Smart-Grid-Architekturen, enthält jedoch keine eigenständige Methodik zur quantitativen Bewertung des Umsetzungsgrads oder der Einsatzbereitschaft eines Standorts. Das SGMM bewertet demgegenüber überwiegend den organisatorischen und strategischen Transformationsstand von Energieversorgungsunternehmen. Für Gewerbegebiete, Kundennetze und kleinere Industrieparks fehlt damit ein Ansatz, der konkrete technische Funktionen, ihre Voraussetzungen und ihren nachgewiesenen Umsetzungsgrad standortbezogen bewertet. Diese Lücke adressiert der SGRI, indem er Strukturierungs- und Funktionsansätze des SGAM sowie methodische Elemente von Reifegradmodellen in ein technisch-funktionales und nachweisbasiertes Bewertungsinstrument überführt.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen dem Smart Grid Architecture Model, dem Smart Grid Maturity Model und dem in dieser Studie entwickelten Smart Grid Readiness Indicator sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1 Vergleich von SGAM, SGMM und SGRI hinsichtlich Zielsetzung, Struktur und Bewertungsansatz [3]-[5],[7],[9],[10], [37]

Merkmal	**SGAM**	**SGMM**	**SGRI**
Modelltyp	Architektur- und Ordnungsrahmen	Reifegrad- und Transformationsmodell	Technisch-funktionales Bewertungs- und Indikatorsystem
Hauptziel	Strukturierung und Beschreibung von Smart-Grid-Architekturen	Bewertung und Unterstützung der organisatorischen Transformation	Bewertung der technischen und funktionalen Smart-Grid-Fähigkeit
Betrachtungsgegenstand	Komponenten, Funktionen, Informationsflüsse und Schnittstellen eines Smart-Grid-Systems	Energieversorgungsunternehmen, Strategien, Prozesse und Transformationsaktivitäten	Technische Energiesysteme von Gewerbegebieten, Kundennetzen, Unternehmen und kleineren Industrieparks
Strukturierungsansatz	Domänen, Zonen und Interoperabilitätsebenen	Domänen und aufeinander aufbauende Reifegradstufen	Hauptdomänen, Funktionen, Kriterien und Voraussetzungen

Bewertungsansatz	Keine eigenständige quantitative Reifegradbewertung	Überwiegend qualitativ und transformationsorientiert	Quantitativ, funktionsorientiert und nachweisbasiert
Bewertungsgrundlage	Architektonische Einordnung von Systemelementen und Beziehungen	Reife organisatorischer, prozessualer und technologischer Strukturen	Nachgewiesener Umsetzungsgrad technischer, kommunikativer, organisatorischer und infrastruktureller Voraussetzungen und Funktionen
Bewertungsergebnis	Architekturmodell beziehungsweise Systemdarstellung	Reifegradprofil oder Reifegradstufe	SGRI-Score, Domänenwerte und Smart Grid Readiness Level
Granularität	System- und Schnittstellenebene	Übergeordnete Unternehmens- und Transformationsdomänen	Detaillierte Bewertung einzelner Funktionen, Voraussetzungen und Kriterien
Bedeutung für die vorliegende Studie	Fachlicher Bezugsrahmen zur Strukturierung von Funktionen und Schnittstellen	Methodischer Bezugspunkt für Reifegrade und Transformationslogik	In der Studie entwickeltes Instrument zur standortbezogenen Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit

Die tabellarische Gegenüberstellung wird in Abbildung 5 auf die jeweiligen Kernfragestellungen der drei Ansätze verdichtet.

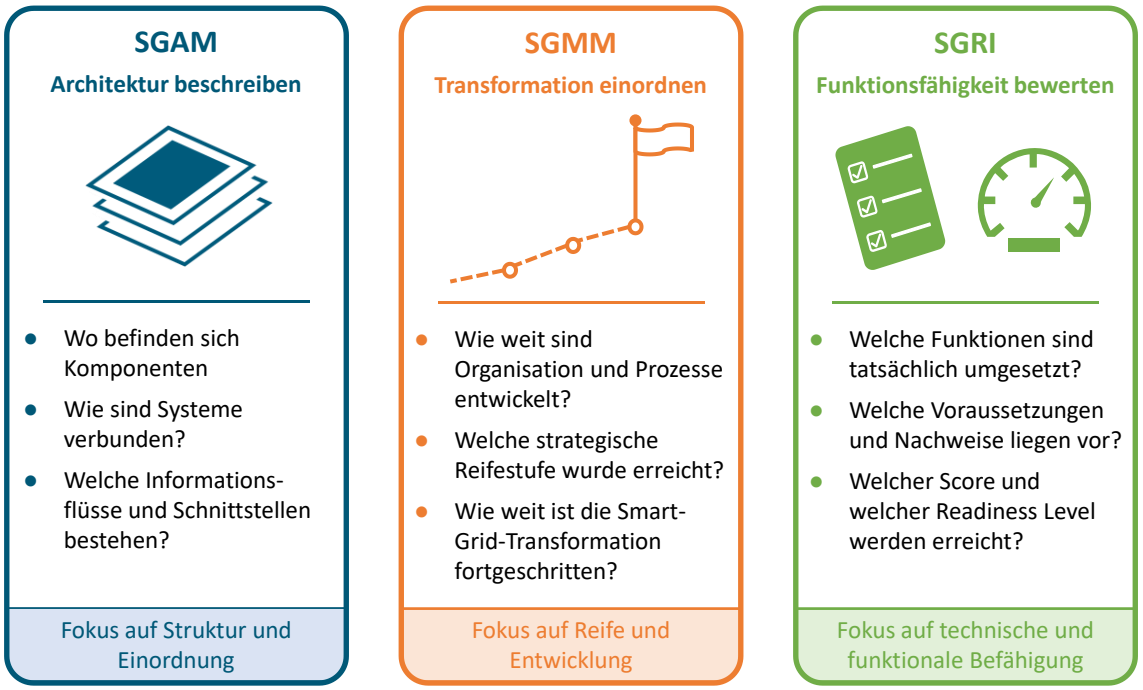


Abbildung 5 Abgrenzung von SGAM, SGMM und SGRI nach Zielsetzung und Bewertungslogik

Abbildung 5 verdeutlicht die unterschiedlichen Kernfragestellungen der drei Ansätze. Das SGAM beschreibt die Struktur einer Smart-Grid-Architektur und die Beziehungen zwischen ihren Systemelementen. Das SGMM ordnet den organisatorischen und strategischen Transformationsstand eines Energieversorgungsunternehmens ein. Der SGRI bewertet dagegen den nachgewiesenen Umsetzungsgrad konkreter Funktionen und ihrer technischen, organisatorischen und infrastrukturellen Voraussetzungen. Die Ansätze sind daher nicht als konkurrierende Modelle zu verstehen. Der SGRI greift vielmehr architektonische Strukturierungsprinzipien des SGAM und methodische Elemente von Reifegradmodellen auf und überführt sie in ein auf Gewerbegebiete, Kundennetze und kleinere Industrieparks zugeschnittenes Bewertungsinstrument.

2.4 Kommunikationsstandards

Die zunehmende Digitalisierung der Energieversorgung erfordert einen zuverlässigen Informationsaustausch zwischen intelligenten Messsystemen, Schutz- und Feldgeräten, Sensoren, Energiemanagementsystemen, Speichern, Ladeeinrichtungen sowie Netzleit- und Automatisierungssystemen. Standardisierte Kommunikationsmechanismen und herstellerunabhängige Schnittstellen ermöglichen den Austausch von Messwerten, Schaltbefehlen, Zustandsinformationen und Betriebsdaten und bilden damit eine wesentliche Voraussetzung für interoperable und erweiterbare Energienetze [38]-[42].

Eine zentrale Grundlage bildet die Normenreihe IEC 61850. Sie definiert Kommunikationsdienste, objektorientierte Datenstrukturen und standardisierte Informationsmodelle für intelligente elektronische Geräte und Automatisierungssysteme der elektrischen Energieversorgung [38]. Zu den wesentlichen Kommunikationsdiensten zählen die Manufacturing Message Specification für den allgemeinen Datenaustausch, Generic Object-Oriented Substation Events für zeitkritische Ereignismeldungen sowie Sampled Values für die Übertragung digitalisierter Messwerte. Diese Dienste unterstützen insbesondere Schutz-, Automatisierungs- und schnelle Steuerungsfunktionen [38].

Die Normen IEC 61968 und IEC 61970 adressieren den systemübergreifenden Informationsaustausch zwischen Netzleitstellen, Netzmanagementsystemen und betrieblichen Anwendungen. Sie bilden wesentliche Grundlagen des Common Information Model und ermöglichen den standardisierten Austausch von Netzmodellen sowie Stamm- und Betriebsdaten [39], [40]. Die zugehörigen Informationsmodelle und ihre semantische Bedeutung werden in Kapitel 2.5 näher erläutert.

IEC TR 62357-1 ergänzt diese Normen um eine übergreifende Referenzarchitektur. Sie ordnet die Normen des IEC Technical Committee 57 in einen gemeinsamen Rahmen ein und beschreibt ihr Zusammenspiel bei der Integration von Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungssystemen [41].

Die Normenreihe IEC 62351 ergänzt energietechnische Kommunikationsstandards um Sicherheitsmechanismen für Authentifizierung, Integritätsschutz, Verschlüsselung, Schlüssel- und Zertifikatsmanagement sowie rollenbasierte Zugriffskontrolle [42]. IEC 62351-3 behandelt beispielsweise die Absicherung TCP/IP-basierter Kommunikation mittels TLS, während IEC 62351-9 Anforderungen an das kryptografische Schlüsselmanagement beschreibt. Die sicherheitstechnischen Aspekte werden in Kapitel 2.6 vertieft.

Im deutschen Smart-Metering-System beschreibt die BSI TR-03109 die Kommunikations- und Sicherheitsarchitektur intelligenter Messsysteme. Das Smart Meter Gateway verbindet Messeinrichtungen, lokale Anwendungen, steuerbare Anlagen und externe Marktakteure über logisch getrennte Kommunikationsbereiche [11]-[14].

Das Local Metrological Network dient der Anbindung von Messeinrichtungen, während über das Home Area Network lokale Anwendungen und steuerbare Systeme eingebunden werden. Das Wide Area Network ermöglicht die Kommunikation mit berechtigten externen Marktteilnehmern. Steuerbare Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungsanlagen können über die CLS-Kommunikationsschnittstelle innerhalb des HAN sicher angebunden werden [11], [12]. Die TR-03109-1 gliedert ihre Anforderungen ausdrücklich nach WAN-, LMN- und HAN-Schnittstellen; CLS-Systeme werden über den HAN-Kommunikationsbereich angebunden. Die Kommunikationsarchitektur ist in Abbildung 6 dargestellt.

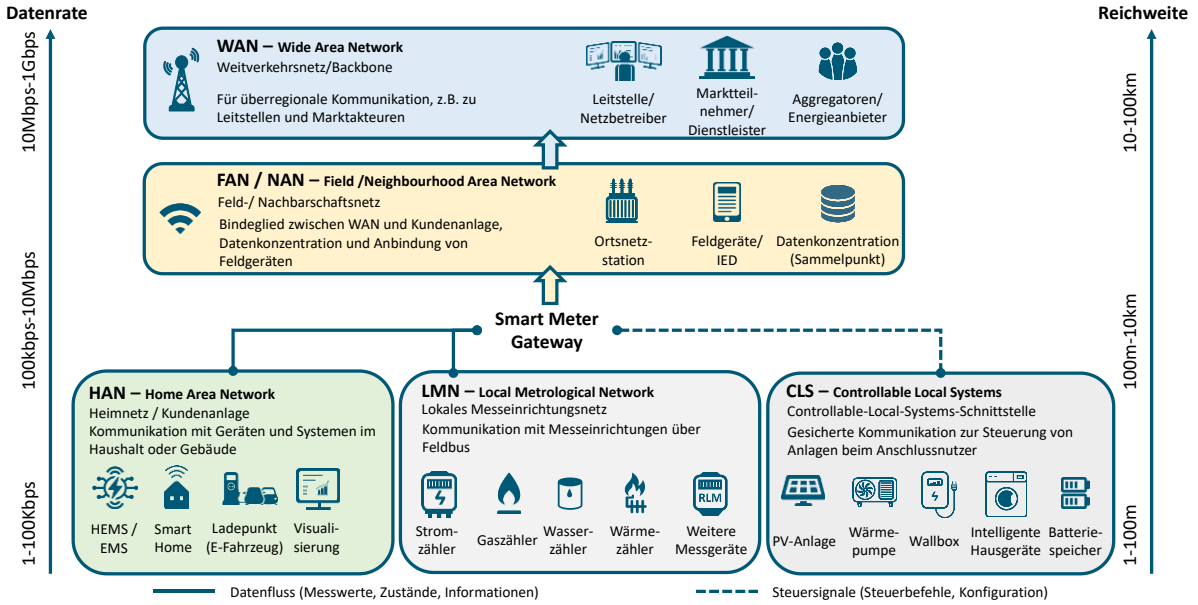


Abbildung 6 Kommunikationsarchitektur intelligenter Messsysteme mit LMN-, HAN-, WAN- und CLS-Schnittstellen [11], [12].

Die Abbildung 6 enthält ergänzend ein Field Area Network beziehungsweise Neighbourhood Area Network als übergeordnete Kommunikationsstruktur zwischen Feldkomponenten, Ortsnetzstationen, Datenkonzentratoren und zentralen Anwendungen. Dieses gehört jedoch nicht zu den normativ abgegrenzten Kommunikationsbereichen des Smart Meter Gateways. Maßgeblich sind dort WAN, LMN und HAN einschließlich der Anbindung steuerbarer lokaler Systeme [12].

Neben energietechnischen Normen werden in Gewerbegebieten und industriellen Energiesystemen auch Internet- und IoT-Technologien eingesetzt. MQTT ist ein leichtgewichtiges Publish-Subscribe-Protokoll zur Übertragung von Sensor-, Mess- und Zustandsdaten [43]. OPC UA ermöglicht einen sicheren, plattformunabhängigen und semantisch strukturierten Informationsaustausch zwischen industriellen Geräten, Automatisierungssystemen und übergeordneten Anwendungen [44]. REST-basierte Programmierschnittstellen dienen insbesondere der Integration von Plattformen, Webanwendungen und Cloud-Diensten [45]. Ihr Einsatz in energietechnischen und regulierten Umgebungen setzt geeignete Maßnahmen für Authentifizierung, Autorisierung, Transportverschlüsselung, Datenintegrität und Schnittstellenfreigabe voraus [12], [42].

Standardisierte Kommunikationsarchitekturen, Informationsmodelle und Schnittstellen bilden eine wesentliche Grundlage des Smart Grid Readiness Indicators. Sie unterstützen die herstellerunabhängige Integration unterschiedlicher Systeme und ermöglichen einen technologieoffenen Bewertungsansatz. Die Überführung dieser Anforderungen in den Kriterienkatalog wird in Kapitel 4 erläutert.

2.5 Informationsmodelle

Mit der Digitalisierung intelligenter Energienetze steigt der Austausch von Messwerten, Betriebsinformationen und Netzmodellen zwischen intelligenten Messsystemen, Schutz- und Feldgeräten, Netzleitstellen, Energiemanagementsystemen sowie dezentralen Energieanlagen. Ein gemeinsames Kommunikationsprotokoll allein reicht für einen zuverlässigen Datenaustausch jedoch nicht aus. Die beteiligten Systeme müssen die übertragenen Informationen auch einheitlich interpretieren können. Diese semantische Interoperabilität wird durch standardisierte Informationsmodelle unterstützt [38]-[41].

Ein Informationsmodell beschreibt die semantische Struktur der auszutauschenden Daten. Es legt fest, welche Objekte innerhalb eines Systems existieren, welche Eigenschaften diese besitzen und in welchen Beziehungen sie zueinanderstehen [39]-[40]. Während Kommunikationsstandards den Transport der Daten regeln, definieren Informationsmodelle deren semantische Bedeutung. Abbildung 7 veranschaulicht diesen grundlegenden Aufbau anhand typischer Betriebsmittel, Eigenschaften und Beziehungen.

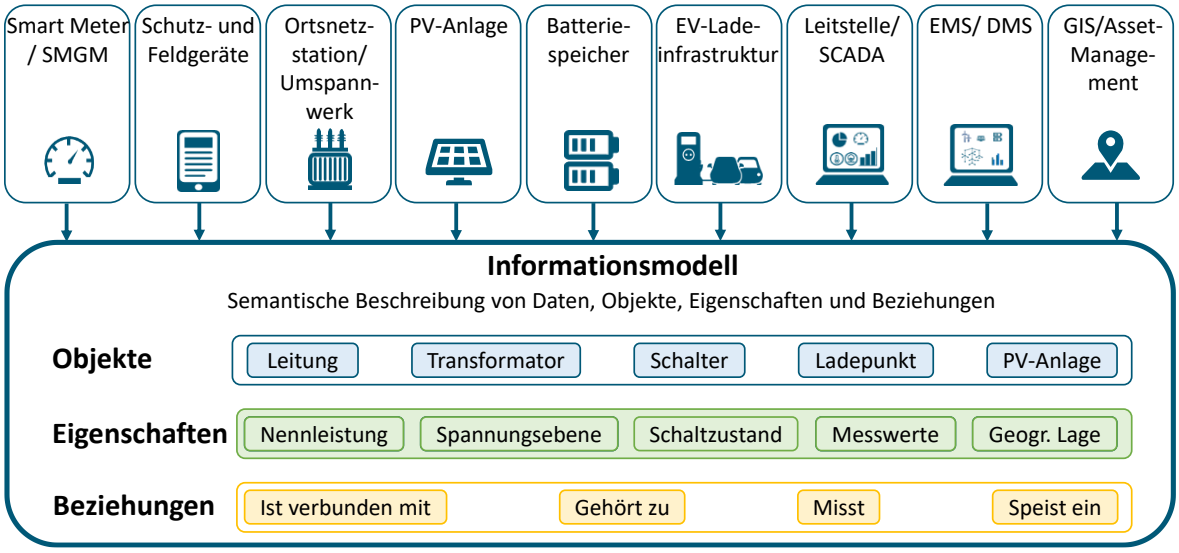


Abbildung 7 Grundstruktur eines Informationsmodells im Smart Grid mit Objekten, Eigenschaften und Beziehungen [39],[40].

Standardisierte Informationsmodelle ermöglichen einen konsistenten und herstellerunabhängigen Datenaustausch über verschiedene Systemebenen hinweg. Dadurch wird die Integration neuer Komponenten erleichtert und der Aufbau proprietärer Insellösungen vermieden [39],[41].

International hat sich insbesondere das Common Information Model etabliert, das in den Normenreihen IEC 61968 und IEC 61970 beschrieben wird [39],[40]. Das CIM stellt ein objektorientiertes Datenmodell für elektrische Energieversorgungssysteme bereit und definiert standardisierte Klassen, Attri-

bute und Beziehungen zur Beschreibung von Betriebsmitteln, Netzstrukturen, Messwerten und betrieblichen Prozessen. Es bildet damit eine gemeinsame semantische Grundlage für den Datenaustausch zwischen Netzleitstellen, Netzberechnungsprogrammen, Geoinformationssystemen, Asset-Management-Systemen, Energiemanagementsystemen und weiteren Anwendungen [39],[40].

Die daraus resultierenden Beiträge standardisierter Informationsmodelle zu Interoperabilität, Systemintegration und automatisierter Datenverarbeitung sind in Abbildung 8 zusammengefasst.

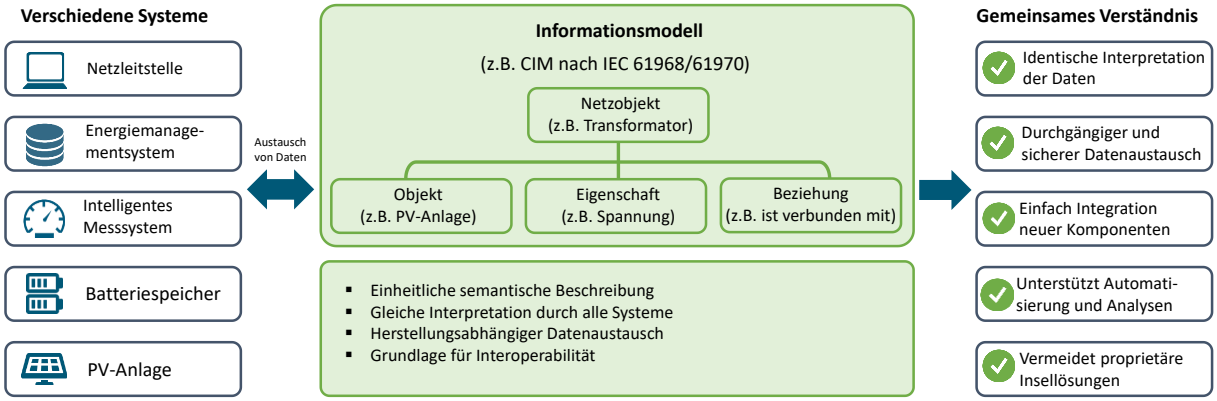


Abbildung 8 Informationsmodelle als Grundlage für Interoperabilität und systemübergreifenden Datenaustausch [39],[40].

Neben dem CIM kommen in weiteren Anwendungsbereichen standardisierte Datenmodelle zum Einsatz. IEC 61850 verwendet innerhalb der Stationsautomatisierung sogenannte Logical Nodes zur modellbasierten Beschreibung von Funktionen und Daten energietechnischer Betriebsmittel [38]. Im Smart-Metering-Umfeld definiert die BSI TR-03109 Anforderungen an die interoperable und sichere Verarbeitung von Mess- und Steuerungsinformationen [12].

Für den Smart Grid Readiness Indicator sind Informationsmodelle relevant, da zahlreiche Smart-Grid-Funktionen eine konsistente Datenhaltung und einen systemübergreifenden Datenaustausch voraussetzen. Standardisierte semantische Datenstrukturen unterstützen die Integration unterschiedlicher Softwaresysteme sowie weiterführende Analyse-, Automatisierungs- und Betriebsführungsfunktionen. Sie bilden damit eine wesentliche Grundlage für die Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks.

2.6 Cybersecurity

Mit der zunehmenden Digitalisierung und Vernetzung der Energieversorgung steigt die Bedeutung der Informations- und Cybersicherheit. Intelligente Messsysteme, Schutz- und Feldgeräte, Netzleitstellen, Energiemanagementsysteme, Speicher, Ladeinfrastrukturen und dezentrale Erzeugungsanlagen tauschen kontinuierlich betriebsrelevante Daten aus. Diese Vernetzung unterstützt einen effizienteren

und flexibleren Betrieb, vergrößert jedoch zugleich die Angriffsfläche gegenüber Cyberangriffen [42],[46],[49].

Cybersecurity umfasst technische und organisatorische Maßnahmen zum Schutz digitaler Systeme vor Manipulation, unberechtigtem Zugriff, Datenverlust und Ausfällen. Eine zentrale Grundlage bildet das CIA-Schutzzielmodell mit den Zielen Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit [47],[52].

Während Vertraulichkeit den Zugriff auf autorisierte Personen und Systeme beschränkt und Integrität vor unbemerkten Datenveränderungen schützt, stellt Verfügbarkeit die rechtzeitige Nutzbarkeit von Systemen, Kommunikationsverbindungen und Informationen sicher. Im Energiesektor besitzt insbesondere die Verfügbarkeit hohe Bedeutung, da Ausfälle digitaler Systeme unmittelbare Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben können [48],[52].

Aufgrund der engen Kopplung zwischen digitaler Informationsverarbeitung und physikalischen Prozessen können manipulierte Messwerte, fehlerhafte Schaltbefehle oder unautorisierte Steuerbefehle direkte Auswirkungen auf Anlagen und Netzbetrieb haben. Zu den typischen Bedrohungen zählen Schadsoftware, Ransomware, Denial-of-Service-Angriffe, Lieferkettenangriffe und Insider-Bedrohungen [46],[49],[52].

Zur Absicherung kommen Authentifizierung, Verschlüsselung, digitale Zertifikate, rollenbasierte Zugriffskontrollen und die Protokollierung sicherheitsrelevanter Ereignisse zum Einsatz [42],[46]-[48]. Ergänzend werden Netzwerke segmentiert und in Sicherheitszonen unterteilt. Das Prinzip der mehrstufigen Absicherung soll verhindern, dass der Ausfall einer einzelnen Schutzmaßnahme unmittelbar das Gesamtsystem gefährdet [46],[52].

Die Normenreihe IEC 62351 ergänzt energietechnische Kommunikationsstandards um Mechanismen für Authentifizierung, Verschlüsselung, Integritätsschutz und Zertifikatsmanagement [42]. IEC 62443 beschreibt Sicherheitsanforderungen für industrielle Automatisierungs- und Leitsysteme über deren gesamten Lebenszyklus und umfasst unter anderem sichere Entwicklungsprozesse, Netzsegmentierung, Sicherheitszonen und technische Systemanforderungen [46].

ISO/IEC 27001 definiert Anforderungen an ein Informationssicherheitsmanagementsystem und die systematische Behandlung von Sicherheitsrisiken. ISO/IEC 27019 ergänzt diese Anforderungen um branchenspezifische Maßnahmen für Energieversorgungs- und Automatisierungssysteme [47], [48].

Im deutschen Smart-Metering-System konkretisieren die BSI TR-03109-1 sowie die Schutzprofile BSI-CC-PP-0073 und BSI-CC-PP-0077 die funktionalen und sicherheitstechnischen Anforderungen an Smart Meter Gateways und deren Sicherheitsmodule [12]–[14].

Die übergeordneten gesetzlichen und regulatorischen Anforderungen werden in Kapitel 2.7 eingeordnet. Hierzu zählen insbesondere die NIS-2-Richtlinie, das BSI-Gesetz und die BSI-Kritisverordnung [49]–[51]. Die NIS-2-Richtlinie enthält unter anderem Anforderungen an das Cybersicherheitsrisikomanagement und die Meldung erheblicher Sicherheitsvorfälle.

Für den Smart Grid Readiness Indicator ist Cybersecurity von grundlegender Bedeutung, da intelligente Netzfunktionen auf einer sicheren und verfügbaren Informations- und Kommunikationstechnik beruhen. Bewertet werden daher unter anderem Informationssicherheitsmanagement, kryptografische Absicherung, Identitäts- und Zugriffsmanagement, Netzsegmentierung, Sicherheitsüberwachung sowie Notfall- und Wiederherstellungskonzepte [46]-[48],[52]. Damit erfasst der SGRI neben dem Digitalisierungsgrad auch die Fähigkeit zum sicheren und resilienten Betrieb digitaler Energieinfrastrukturen.

2.7 Nationale und europäische Regelwerke

Die Umsetzung intelligenter Stromnetze erfordert neben technischen Lösungen einen abgestimmten normativen und regulatorischen Rahmen. Gesetze, Verordnungen, Normen, technische Richtlinien und Schutzprofile definieren Anforderungen an Kommunikation, Interoperabilität, Informationsmodelle, Cybersicherheit und den Betrieb intelligenter Energieinfrastrukturen. Abbildung 9 stellt die wesentlichen internationalen, europäischen und nationalen Ebenen sowie deren Zusammenwirken vereinfacht dar [3], [7], [10]-[14],[38]-[51], [53].

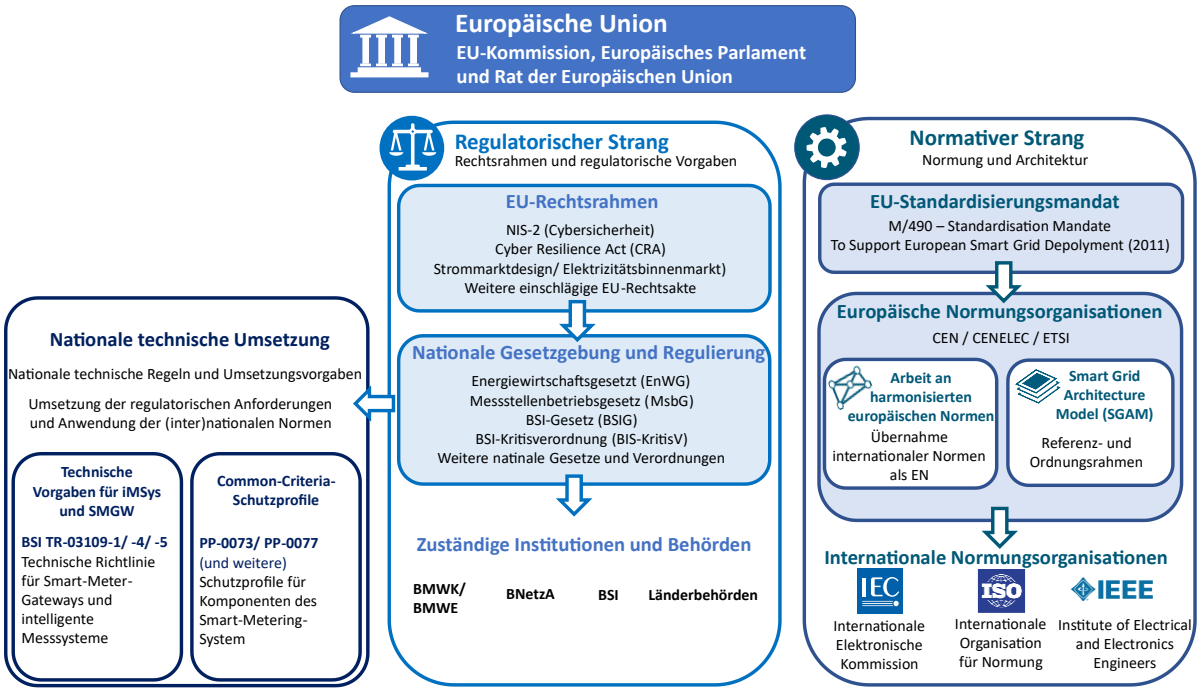


Abbildung 9 Vereinfachte Normungs- und Regulierungslandschaft für Smart Grids [3], [7], [10]-[14],[38]-[51], [53]

Grundsätzlich ist zwischen regulatorischen und normativen Vorgaben zu unterscheiden. Gesetze und Verordnungen regeln verbindliche Pflichten, Zuständigkeiten und Mindestanforderungen. Normen beschreiben technische Anforderungen, Schnittstellen und anerkannte Verfahren. Technische Richtlinien konkretisieren gesetzliche oder technische Vorgaben, während Schutzprofile Sicherheitsanforderungen an bestimmte Produkte und Komponenten festlegen.

Die internationale Normung erfolgt insbesondere durch die International Electrotechnical Commission und die International Organization for Standardization. Auf europäischer Ebene werden internationale Normen unter anderem durch CEN, CENELEC und ETSI übernommen und in die europäische Normungslandschaft eingeordnet [1], [3], [7], [38]-[48].

Eine wichtige Grundlage bildet das europäische Normungsmandat M/490, mit dem die Europäische Kommission CEN, CENELEC und ETSI mit der Entwicklung eines kohärenten Normungsrahmens für Smart Grids beauftragte [52]. In diesem Zusammenhang entstanden unter anderem die europäische Smart-Grid-Referenzarchitektur und das Smart Grid Architecture Model [3], [7], [10].

Die technischen Anforderungen werden insbesondere durch die bereits in den Kapiteln 2.4 bis 2.6 erläuterten IEC- und ISO-Normen konkretisiert. IEC 61850, IEC 61968, IEC 61970 und IEC TR 62357-1 behandeln Kommunikation, Informationsmodelle und Referenzarchitekturen [38]-[41]. IEC 62351, IEC 62443 sowie ISO/IEC 27001 und ISO/IEC 27019 adressieren die Sicherheit energietechnischer Kommunikation, industrieller Automatisierungssysteme und Informationssicherheitsmanagementsysteme [42], [46]-[48].

In Deutschland bildet das Messstellenbetriebsgesetz die gesetzliche Grundlage für den Roll-out und den Betrieb intelligenter Messsysteme [11]. Die BSI TR-03109-1 konkretisiert die Kommunikations-, Interoperabilitäts- und Sicherheitsanforderungen an das Smart Meter Gateway. Die Schutzprofile BSI-CC-PP-0073 und BSI-CC-PP-0077 ergänzen diese Vorgaben um Sicherheitsanforderungen an das Gateway und dessen Sicherheitsmodul [12]-[14].

Weitere Anforderungen an die Cybersicherheit ergeben sich aus der NIS-2-Richtlinie sowie national aus dem BSI-Gesetz und der BSI-Kritisverordnung [49]-[51]. Sie betreffen insbesondere das Cybersicherheitsrisikomanagement, technische und organisatorische Schutzmaßnahmen sowie die Meldung erheblicher Sicherheitsvorfälle.

Ergänzend veröffentlichen DKE, VDE, Bundesnetzagentur und Deutsche Energie-Agentur technische Leitfäden, Studien und Handlungsempfehlungen. Diese sind in der Regel nicht unmittelbar rechtsverbindlich, können jedoch die praktische Auslegung und Umsetzung normativer und regulatorischer Anforderungen unterstützen.

Die für die vorliegende Studie relevanten Regelwerke und Standards sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Sie bilden den fachlichen Bezugsrahmen für die Bewertung von Kommunikation, Interoperabilität, Datenmanagement, IT-Sicherheit und technischer Betriebsfähigkeit. Die konkrete Bewertung bleibt dabei funktionsorientiert und technologieoffen.

Tabelle 2 Zentrale Normen und Regelwerke für Smart Grids und ihre Bedeutung für den SGR

Regelwerk oder Standard	**Ebene**	**Schwerpunkt**	**Typischer Anwendungsbereich**	**Relevanz für den SGRI**
IEC 61850 [38]	international	Stationskommunikation und Informationsmodelle	Schutz-, Schalt- und Automatisierungstechnik	Kommunikation und Interoperabilität
IEC 61968 [39]	international	CIM für Verteilnetzmanagement	DMS, GIS, Asset-Management	Informationsmodelle und Systemintegration
IEC 61970 [40]	international	CIM für Energie- und Netzmanagement	EMS, Netzmodelle, Betriebsdaten	Informationsmodelle und Datenmanagement
IEC 62357 [41]	international	Referenzarchitektur für Informationsaustausch	Integration von Anwendungen und Standards	Interoperabilität
IEC 62351 [42]	international	Sicherheit energietechnischer Kommunikation	Authentifizierung, Verschlüsselung, Integrität	IT-Sicherheit
IEC 62443 [46]	international	OT- und Automatisierungssicherheit	Sicherheitszonen, Segmentierung, sichere Systeme	IT-Sicherheit und Resilienz
ISO/IEC 27001[47]	international	Informationssicherheitsmanagement	ISMS und Risikomanagement	organisatorische Sicherheit
ISO/IEC 27019 [48]	international	Informationssicherheit im Energiesektor	Energieversorgungs- und Leitsysteme	branchenspezifische Sicherheit
BSI TR-03109 [12]	national	Kommunikations- und Sicherheitsarchitektur des iMSys	SMGW, Marktkommunikation, CLS	Smart Metering und Cybersecurity
PP-0073 [13]	national	Schutzprofil für das SMGW	Produktzertifizierung	Sicherheitsanforderungen
PP-0077 [14]	national	Schutzprofil für das Sicherheitsmodul	kryptografische Funktionen	Sicherheitsanforderungen
MsbG [11]	national	Rollout und Betrieb intelligenter Messsysteme	Rollen, Pflichten, Einbauvorgaben	Smart Metering

NIS-2 [49]	europäisch	Cybersicherheitsanforderungen	wesentliche und wichtige Einrichtungen	regulatorische Sicherheit
M/490 [50]	europäisch	Smart-Grid-Normungsmandat	SGAM und europäische Normungslandschaft	architektonischer Rahmen

3 Methodischer Gesamtansatz

Die methodische Vorgehensweise gliedert sich in drei Phasen, die den gesamten Entwicklungsprozess von der Identifikation relevanter Smart-Grid-Funktionen bis zur Berechnung des Smart Grid Readiness Indicators abbilden. Abbildung 10 zeigt den methodischen Gesamtprozess der vorliegenden Studie.

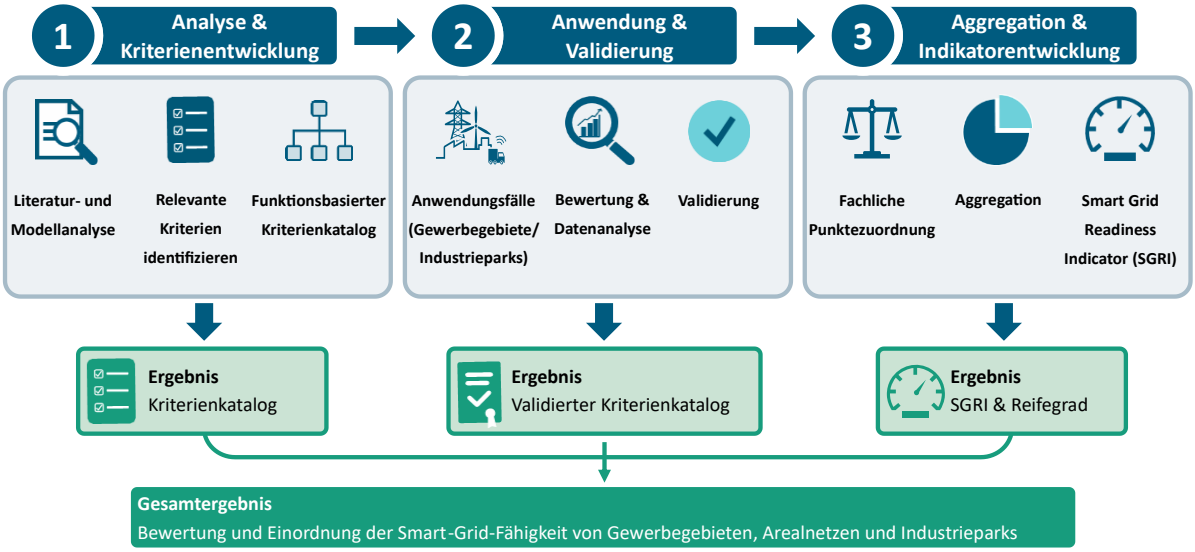


Abbildung 10 Methodischer Gesamtansatz zur Entwicklung und Plausibilitätsprüfung des Smart Grid Readiness Indicators

In der ersten Phase **Analyse und Kriterienentwicklung** erfolgt eine systematische Analyse bestehender Smart-Grid-Architektur-, Reifegrad- und Bewertungsmodelle sowie relevanter Fachliteratur. Zu den methodischen Bezugspunkten zählen insbesondere das Smart Grid Architecture Model (SGAM), das Smart Grid Maturity Model (SGMM) und allgemeine Reifegradmodelle wie CMM, CMMI, BPMM und die Normenreihe ISO/IEC 330xx [3]-[5], [7], [9], [10], [33]-[37].

Ergänzend werden die in Kapitel 2 näher erläuterten technischen, normativen und regulatorischen Grundlagen berücksichtigt. Hierzu gehören insbesondere Normen und Vorgaben aus den Bereichen Kommunikation, Informationsmodelle, Informationssicherheit, Smart Metering und Automatisierung. Ihre konkrete Zuordnung zu den Smart-Grid-Funktionen und ihre Bedeutung für die Kriterienentwicklung werden in Kapitel 4 dargestellt. Ziel der Analyse ist die Identifikation technischer, funktionaler, kommunikativer, organisatorischer und infrastruktureller Voraussetzungen für die Bereitstellung intelligenter Netzfunktionen. Die daraus abgeleiteten Anforderungen werden thematisch strukturiert, in Fähigkeitsbereiche überführt und zu einem hierarchischen Kriterienkatalog mit Hauptdomänen, Funktionen, technischen Umsetzungsformen, Nachweisarten und Bewertungsmaßstäben zusammengeführt. Die Kriterien werden funktionsorientiert und technologieoffen formuliert. Dadurch können

gleichartige Funktionen unabhängig von konkreten Herstellern, Produkten oder Systemarchitekturen bewertet werden. Ergebnis der ersten Phase ist ein strukturierter Kriterienkatalog als Grundlage für die Bewertung und Entwicklung des Smart Grid Readiness Indicators.

In der zweiten Phase **Anwendung und Plausibilitätsprüfung** werden der Kriterienkatalog und die Bewertungslogik exemplarisch auf ausgewählte Gewerbegebiete, Kundennetze, kleinere Industrieparks oder einzelne Standorte angewendet, deren technische Ausstattung und Systemfähigkeiten ausreichend dokumentiert sind.

Für jedes Kriterium wird geprüft, in welchem Umfang die jeweilige Funktion erfüllt ist und ob die technischen Voraussetzungen nachgewiesen werden können. Zusätzlich werden Datenverfügbarkeit, Nachweisbarkeit, Verständlichkeit und Trennschärfe der Kriterien bewertet. Die Anwendung dient nicht dem statistischen Nachweis einer allgemeingültigen Übertragbarkeit des Bewertungsansatzes, sondern der Prüfung der praktischen Anwendbarkeit und fachlichen Plausibilität. Unklare Formulierungen, Überschneidungen, fehlende Nachweismöglichkeiten oder ungeeignete Bewertungsskalen werden identifiziert und bei Bedarf überarbeitet. Die gewonnenen Erkenntnisse fließen iterativ in die Präzisierung des Kriterienkatalogs und der Bewertungslogik ein. Ergebnis dieser Phase ist ein plausibilisierter und praktisch anwendbarer Kriterienkatalog als Grundlage für die Bildung des Gesamtindikators.

In der dritten Phase **Aggregation und Indikatorentwicklung** werden die Einzelbewertungen zu einem Smart Grid Readiness Indicator zusammengeführt. Grundlegende Mindestanforderungen werden als Gating-Kriterien definiert. Sie stellen sicher, dass höhere Smart Grid Readiness Levels nur erreicht werden können, wenn wesentliche technische und organisatorische Voraussetzungen erfüllt sind.

Die fachliche Bedeutung der einzelnen Funktionen wird bereits durch ihre Maximalpunktzahl berücksichtigt. Kriterien mit hoher systemischer Bedeutung oder grundlegender Relevanz für weitere Smart-Grid-Funktionen erhalten höhere Maximalpunktzahlen als unterstützende oder stark anwendungsabhängige Kriterien. Auf zusätzliche Gewichtungsfaktoren wird zugunsten einer transparenten und nachvollziehbaren Bewertungsmethodik verzichtet. Die erreichten Punkte werden innerhalb der Hauptdomänen ausgewertet und anschließend über alle anwendbaren Kriterien zu einem Gesamtwert aggregiert. Ergänzend ermöglichen die Domänenwerte eine differenzierte Darstellung von Stärken, Defiziten und Entwicklungspotenzialen.

Der resultierende Smart Grid Readiness Indicator bildet die Smart-Grid-Fähigkeit des betrachteten Standorts quantitativ ab. Smart Grid Readiness Levels ermöglichen zusätzlich eine qualitative Einordnung des erreichten Entwicklungsstands.

4 Entwicklung des Kriterienkatalogs

4.1 Entwicklung der Hauptdomänen

Die Entwicklung der Hauptdomänen erfolgte auf Grundlage einer vergleichenden Analyse bestehender Smart-Grid-Architektur-, Reifegrad- und Funktionsmodelle sowie ergänzender Bewertungsansätze aus dem Bereich Industrie 4.0. Ziel war es, wiederkehrende technische und funktionale Themenfelder zu identifizieren und in eine einheitliche Struktur für die Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks zu überführen [3]-[7],[9],[10],[54]-[62].

Die untersuchten Modelle verfolgen unterschiedliche Zielsetzungen und Strukturierungsprinzipien. Architekturmodelle ordnen Komponenten, Funktionen, Kommunikationsbeziehungen und Informationsflüsse häufig anhand von Ebenen oder sogenannten Layern [3],[7],[9],[10],[61]. Reifegradmodelle strukturieren den Entwicklungsstand dagegen überwiegend über Domänen, Kriterien und aufeinander aufbauende Reifegradstufen [4]-[6],[37],[54],[56], [58]. Funktionsorientierte Ansätze betrachten einzelne technische Fähigkeiten und Anwendungen, beispielsweise Monitoring, Kommunikation, Steuerung, Datenanalyse oder die Integration dezentraler Energieanlagen [55],[57],[59],[60],[62].

Auch die verwendeten Begrifflichkeiten unterscheiden sich. Inhaltlich vergleichbare Themen werden beispielsweise als Communication Layer, Informations- und Kommunikationstechnologie, Konnektivität, Interoperabilität oder Kommunikation und Standards bezeichnet [3],[4],[6],[9],[10],[54],[56],[57],[61]. Für die Entwicklung des SGRI wurden daher nicht die jeweiligen Bezeichnungen übernommen, sondern die zugrunde liegenden technischen und funktionalen Inhalte thematisch gebündelt. So wurden Kommunikationsinfrastruktur, Konnektivität und Interoperabilität einem gemeinsamen Themenfeld zugeordnet. Gleiches gilt für Datenanalyse, Informationsmodelle, Messwertverarbeitung, Monitoring und Systembeobachtbarkeit [3], [7], [9], [10], [54], [56] [57], [59], [61].

Tabelle 3 fasst die untersuchten Modellgruppen, ihre typischen Strukturierungsansätze und ihren Beitrag zur Entwicklung des SGRI zusammen.

Tabelle 3 Untersuchte Modelltypen und Strukturierungsansätze auf Grundlage

Modellgruppe	**Beispiele**	**Typischer Strukturierungsansatz**	**Beitrag zur Entwicklung des SGRI**

Architekturmodelle	Smart Grid Reference Architecture und SGAM [3],[7],[9],[10], SGAM-basierte KPI-Entwicklung [61]	Ebenen, Zonen, Domänen, Layer und Schnittstellen	Einordnung technischer Komponenten, Funktionen und Informationsflüsse
Smart-Grid-Reifegradmodelle	Smart Grid 2.0 Maturity Model [56], SGMM [4],[37],[58], Reifegradmodell-Survey [5],[6]	Domänen, Kriterien und Reifegradstufen	Aufbau der Bewertungsstruktur und Einordnung unterschiedlicher Entwicklungsstände
Allgemeine Reifegradmodelle	Industry-4.0-Readiness- und Maturity-Framework [54], CMM, CMMI, BPMM und ISO/IEC 330xx [33]-[36]	Fähigkeitsbereiche, Prozessgebiete und aufeinander aufbauende Reifegrade	Übertragbare Ansätze zur hierarchischen Strukturierung und Bewertung
Funktionsmodelle und technische Fachansätze	Kommunikationstechnologien [57], Monitoring und Fehlererkennung [59], Smart-Grid-Herausforderungen und -Funktionen [60], Demand-Side-Management [62]	Technische Funktionen, Anwendungen und Systemfähigkeiten	Identifikation bewertbarer Smart-Grid-Funktionen
Strategische Transformationsansätze	Smarter Grids: Powering Decarbonisation Through Technology Investment [55]	Strategische, technische und investitionsbezogene Handlungsfelder	Ergänzung um Digitalisierung, Netzbetrieb und Technologieintegration

Multikriterielle Bewertungsansätze	Smart Grid 2.0 Maturity Model [56]	Kriterien, Gewichtungen und aggregierte Bewertung	Methodischer Bezugspunkt für Kriterienstruktur und Bewertungslogik

Die vollständige vergleichende Analyse einschließlich der detaillierten Zuordnung von Modellbestandteilen, Begrifflichkeiten und Funktionsbereichen ist in der ergänzenden Excel-Datei „260723_SmartGrid_Domänen_Subkategorien_v6.xlsx“ dokumentiert. Sie bildet die ausführliche Datengrundlage für die Ableitung der Hauptdomänen.

Die vergleichende Zuordnung zeigte, dass sich die betrachteten Inhalte trotz unterschiedlicher Terminologie auf fünf wiederkehrende und fachlich abgrenzbare Themenfelder zurückführen lassen [3]-[7],[9],[10],[33]-[37],[54]-[62]. Maßgeblich für ihre Bildung waren die funktionale Bedeutung der identifizierten Inhalte, ihre gegenseitigen Abhängigkeiten und ihre Relevanz für die Bewertung der SmartGrid-Fähigkeit der betrachteten Standorte.

Rechtliche, normative und technische Rahmenbedingungen wurden der Hauptdomäne „Richtlinien und Standards“ zugeordnet. Sicherheitsbezogene Anforderungen bilden die Hauptdomäne „IT-Sicherheit und Resilienz“. Kommunikations-, Vernetzungs- und Interoperabilitätsfunktionen wurden in einer gemeinsamen Hauptdomäne zusammengeführt. Funktionen zur Erfassung, Verarbeitung, Bereitstellung und Visualisierung von Daten bilden die Hauptdomäne „Datenmanagement und Systemtransparenz“. Operative Steuerungs-, Automatisierungs-, Flexibilitäts- und Integrationsfunktionen wurden der Hauptdomäne „Steuerung und Systemoperation“ zugeordnet [3],[7],[9],[10], [55]-[62].

Aus der vergleichenden Analyse und thematischen Bündelung wurden die folgenden fünf Hauptdomänen abgeleitet:

1. Richtlinien und Standards
2. IT-Sicherheit und Resilienz
3. Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität
4. Datenmanagement und Systemtransparenz
5. Steuerung und Systemoperation

Die finalen Hauptdomänen sind in Abbildung 11 dargestellt.

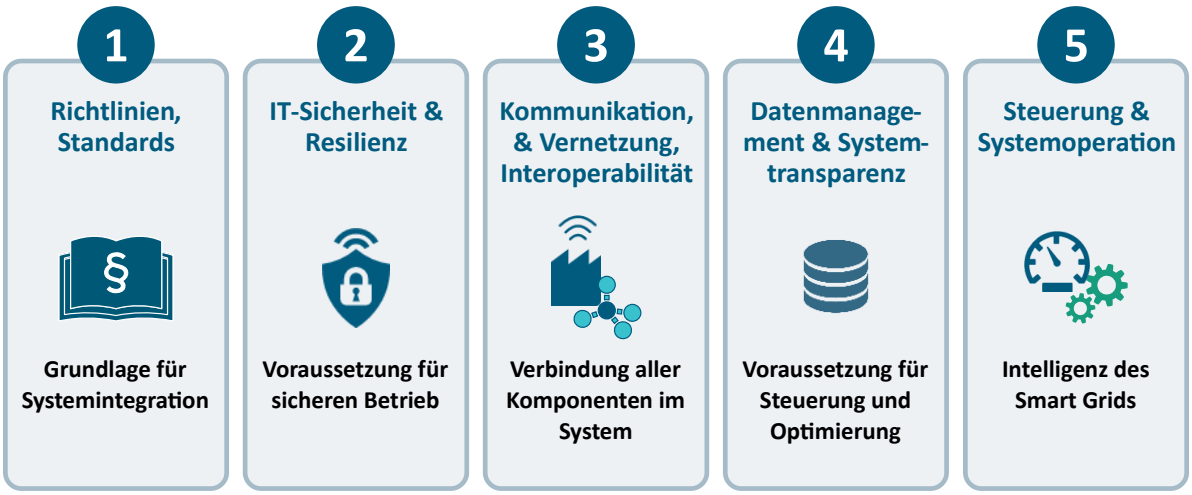


Abbildung 11 Finale Hauptdomänen des Smart Grid Readiness Indicators auf Grundlage der vergleichenden Analyse von [3]-[7],[9],[10],[33]-[37],[54]-[62]

Die Hauptdomänen bilden keine unmittelbare Übernahme eines einzelnen Architektur- oder Reifegradmodells. Sie stellen eine auf den Untersuchungsgegenstand zugeschnittene Synthese wiederkehrender Themenfelder aus Architektur-, Reifegrad-, Transformations- und Funktionsmodellen dar. Ihre fachliche Abgrenzung, die enthaltenen Fähigkeitsbereiche und ihre Bedeutung für den SGRI werden in Kapitel 4.2 erläutert.

4.2 Beschreibung der Domänen

Die aus der Literatur-, Modell- und Normenanalyse abgeleiteten Kriterien wurden fünf fachlich abgegrenzten Hauptdomänen zugeordnet. Jede Hauptdomäne bildet einen eigenständigen Bewertungsbereich des Smart Grid Readiness Indicators und adressiert zentrale technische, informationelle oder organisatorische Voraussetzungen intelligenter Energieinfrastrukturen.

Abbildung 12 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Hauptdomänen und die ihnen zugeordneten Unterdomänen beziehungsweise Funktionen. Sie veranschaulicht die übergeordnete Struktur des Kriterienkatalogs und die thematischen Schwerpunkte der einzelnen Bewertungsbereiche.

Die Hauptdomänen umfassen Richtlinien und Standards, IT-Sicherheit und Resilienz, Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität, Datenmanagement und Systemtransparenz sowie Steuerung und

Systemoperation. Ihre fachliche Abgrenzung, die zugeordneten Unterdomänen und Funktionen sowie ihre Bedeutung für die Smart-Grid-Fähigkeit werden in den folgenden Unterkapiteln erläutert.

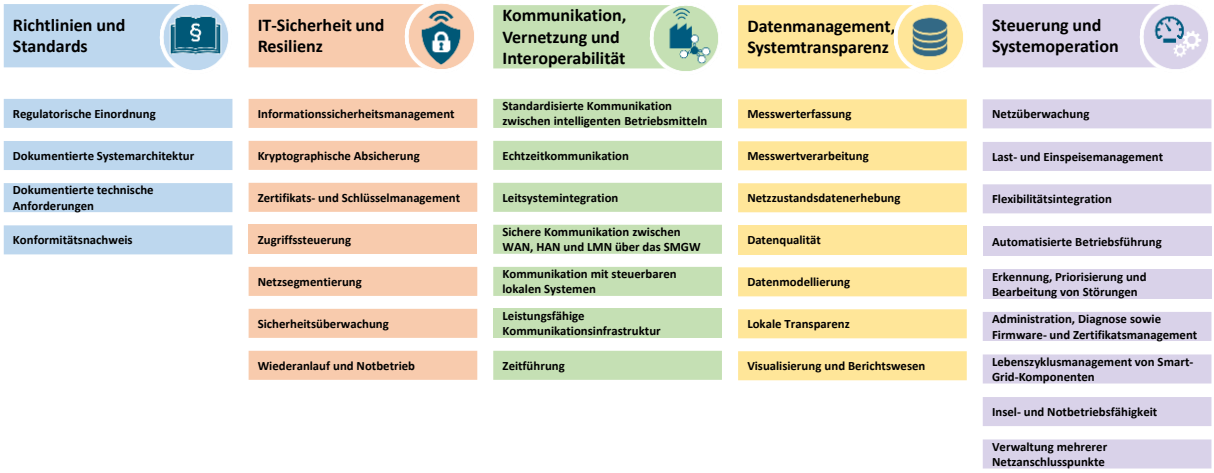


Abbildung 12 Überblick über die Hauptdomänen und zugeordneten Unterdomänen des Smart Grid Readiness Indicators

4.2.1 Richtlinien und Standards

Die Hauptdomäne „**Richtlinien und Standards**“ bildet den normativen und dokumentarischen Bezugsrahmen des Smart Grid Readiness Indicators. Sie bewertet, ob relevante gesetzliche, regulatorische, normative und technische Anforderungen systematisch identifiziert, dokumentiert und bei der Planung sowie Umsetzung des betrachteten Smart-Grid-Systems berücksichtigt werden.

Smart Grids bestehen aus zahlreichen vernetzten Komponenten, Anwendungen und Teilsystemen. Für ihre konsistente Planung, Erweiterung, Prüfung und ihren Betrieb sind daher klare technische Vorgaben und eine nachvollziehbare Systemdokumentation erforderlich. Bewertet wird nicht nur die Kenntnis einschlägiger Regelwerke, sondern insbesondere deren Überführung in konkrete Anforderungen an Systemarchitektur, Schnittstellen, Komponenten und Funktionen.

Der Fähigkeitsbereich „**Regulatorische Compliance**“ umfasst die Funktion „Regulatorische Einordnung“. Dabei wird geprüft, ob die für den jeweiligen Anwendungsfall relevanten Gesetze, Verordnungen, Normen und technischen Richtlinien in Abhängigkeit von Systemgrenze, Betreiberrolle und technischer Ausgestaltung identifiziert und dokumentiert wurden.

Die Funktion „**Dokumentierte Systemarchitektur**“ bewertet, ob die technische Struktur des Systems einschließlich Komponenten, Systemebenen, Kommunikationsbeziehungen und Schnittstellen nachvollziehbar beschrieben ist. Als Nachweise können beispielsweise Netzstrukturpläne, Kommunikationsübersichten oder Systemarchitekturdiagramme dienen.

Die Funktion „**Dokumentierte technische Anforderungen**“ betrachtet, ob Anforderungen an Komponenten, Schnittstellen und Systemfunktionen vollständig und nachvollziehbar festgehalten sind. Dies unterstützt Systemintegration, Erweiterung, Betrieb, Wartung und Beschaffung.

Im Fähigkeitsbereich „**Konformitätsnachweis**“ wird geprüft, ob die Umsetzung relevanter Anforderungen durch geeignete Nachweise belegt werden kann. Hierzu zählen beispielsweise Konformitätserklärungen, Prüfberichte, Zertifikate, Abnahmetests oder Ergebnisse technischer Prüfverfahren.

Zu den möglichen Bezugspunkten gehören unter anderem IEC 61850, IEC 61968, IEC 61970, IEC 62351, ISO/IEC 27001, ISO/IEC 27019, die BSI TR-03109 und die zugehörigen Schutzprofile. Je nach Anwendungsfall können darüber hinaus Anforderungen aus dem Messstellenbetriebsgesetz, dem BSI-Gesetz oder europäischen Cybersicherheitsvorgaben relevant sein. Die konkrete Auswahl richtet sich nach Systemgrenze, eingesetzten Komponenten und Betreiberrolle.

4.2.2 IT-Sicherheit und Resilienz

Mit der zunehmenden Digitalisierung und Vernetzung der Energieversorgung steigen die Anforderungen an die Informationssicherheit und Resilienz intelligenter Energiesysteme. Smart Grids basieren auf dem kontinuierlichen Austausch von Mess-, Steuerungs- und Betriebsdaten zwischen Feldgeräten, Leitstellen, Energiemanagementsystemen, intelligenten Messsystemen und weiteren technischen Komponenten. Störungen, Fehlkonfigurationen oder Cyberangriffe können daher sowohl die Informationsverarbeitung als auch den Betrieb physischer Anlagen und die Versorgungssicherheit beeinträchtigen.

Die Hauptdomäne „**IT-Sicherheit und Resilienz**“ bewertet die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für einen sicheren, widerstandsfähigen und wiederherstellbaren Betrieb intelligenter Energieinfrastrukturen. Im Mittelpunkt steht die Frage, ob Risiken systematisch identifiziert, geeignete Schutzmaßnahmen umgesetzt, sicherheitsrelevante Ereignisse erkannt und kritische Funktionen bei Störungen aufrechterhalten oder zeitnah wiederhergestellt werden können.

Der Fähigkeitsbereich „**Informationssicherheitsmanagement**“ betrachtet die systematische Erfassung, Bewertung und Behandlung von Sicherheitsrisiken. Hierzu gehören insbesondere dokumentierte Sicherheitsleitlinien, regelmäßige Risikobewertungen, klar zugewiesene Verantwortlichkeiten und Maßnahmen zur kontinuierlichen Verbesserung.

Die **kryptographische Absicherung** schützt die Kommunikation zwischen Smart-Grid-Komponenten durch Verschlüsselung, Integritätsschutz und Authentisierung. Eng damit verbunden ist das **Zertifikats-**

und Schlüsselmanagement, das Prozesse für die Ausstellung, Verteilung, Speicherung, Erneuerung, Sperrung und den Widerruf kryptographischer Schlüssel und Zertifikate umfasst.

Die **Zugriffssteuerung** stellt sicher, dass nur autorisierte Personen, Systeme und Anwendungen auf Komponenten und Daten zugreifen können. Bewertet werden unter anderem Authentifizierungs- und Autorisierungsverfahren, rollenbasierte Berechtigungskonzepte, Mehrfaktor-Authentifizierung und die regelmäßige Überprüfung von Zugriffsrechten.

Durch die logische oder physische **Segmentierung** von IT-, OT- und Feldnetzwerken können Sicherheitsvorfälle begrenzt und unkontrollierte Kommunikationsbeziehungen verhindert werden. Hierzu dienen definierte Sicherheitszonen und kontrollierte Übergänge zwischen den Netzbereichen.

Die **Sicherheitsüberwachung** umfasst die Erfassung und Auswertung sicherheitsrelevanter Ereignisse. Ziel ist es, Anomalien, unzulässige Zugriffe, Manipulationsversuche und technische Störungen frühzeitig zu erkennen und geeignete Reaktionen einzuleiten.

Der Fähigkeitsbereich „**Wiederanlauf und Notbetrieb**“ bewertet, ob für kritische Smart-Grid-Funktionen Notfall-, Ersatzbetriebs- und Wiederherstellungskonzepte vorhanden sind. Dazu gehören geeignete Redundanzen, Datensicherungen, Notstromversorgung und dokumentierte Wiederanlaufverfahren. Ziel ist es, Störungsauswirkungen zu begrenzen und den regulären Betrieb innerhalb einer angemessenen Zeit wiederherzustellen.

Die Bewertung orientiert sich insbesondere an IEC 62351, IEC 62443, ISO/IEC 27001, ISO/IEC 27019 sowie einschlägigen technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik. Die Hauptdomäne ergänzt damit die funktionale Bewertung des Digitalisierungsgrads um die Fähigkeit, digitale Energieinfrastrukturen dauerhaft sicher, überwacht und resilient zu betreiben.

4.2.3 Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität

Die Kommunikation zwischen technischen Komponenten bildet eine grundlegende Voraussetzung für intelligente Netzfunktionen. Messsysteme, Schutz- und Feldgeräte, Netzleitstellen, Energiemanagementsysteme sowie dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbraucher müssen Mess-, Betriebs- und Steuerinformationen zuverlässig und eindeutig austauschen können. Neben der technischen Vernetzung ist daher insbesondere die Interoperabilität unterschiedlicher Hard- und Softwaresysteme von Bedeutung.

Die Hauptdomäne „**Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität**“ bewertet die Voraussetzungen für einen standardisierten, sicheren und herstellerübergreifenden Informationsaustausch zwi-

schen den verschiedenen Systemebenen eines Smart Grids. Betrachtet werden Kommunikationsbeziehungen innerhalb von Anlagen und Stationen sowie die Vernetzung mit Leitstellen, Backend-Systemen, intelligenten Messsystemen und steuerbaren lokalen Anlagen. Die Kommunikationsinfrastruktur muss dabei die anwendungsspezifischen Anforderungen an Bandbreite, Latenz, Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und zeitliche Synchronisation erfüllen.

Der Fähigkeitsbereich „**Stations- und Anlagenkommunikation**“ umfasst den standardisierten Informationsaustausch zwischen Schutz-, Steuer-, Mess- und Automatisierungskomponenten. Bewertet wird, ob einheitliche Kommunikationsmechanismen und modellbasierte Datenstrukturen eine herstellerübergreifende Integration intelligenter Betriebsmittel und übergeordneter Systeme ermöglichen.

Die **Echtzeitkommunikation** betrachtet die Übertragung zeitkritischer Mess-, Schutz- und Steuerungsinformationen. Für Schutzfunktionen und schnelle Steuerungsvorgänge sind insbesondere definierte Reaktionszeiten, Priorisierung und eine zuverlässige Übertragung erforderlich.

Die **Leitsystemintegration** adressiert den standardisierten Austausch von Netz-, Anlagen- und Betriebsinformationen zwischen Feld- und Stationssystemen, Leitstellen und betrieblichen Anwendungen. Einheitliche Datenmodelle und Schnittstellen ermöglichen dabei die konsistente Einbindung von Netzleit-, SCADA-, EMS-, DERMS- und Datenmanagementsystemen.

Ein weiterer Fähigkeitsbereich betrifft die Kommunikation über das **Smart Meter Gateway**. Bewertet wird, ob die vorgesehenen Kommunikationsbeziehungen zwischen WAN, HAN und LMN sowie die erforderlichen Schnittstellen entsprechend den Anforderungen des deutschen Smart-Metering-Systems umgesetzt sind. Die Anbindung steuerbarer lokaler Systeme über die **CLS-Schnittstelle** ermöglicht ergänzend die sichere Kommunikation mit Erzeugungsanlagen, Speichern, Ladeeinrichtungen und steuerbaren Verbrauchern.

Der Fähigkeitsbereich „**Kommunikationsinfrastruktur**“ bewertet, ob eine ausreichend leistungsfähige und ausfallsichere Infrastruktur für den Datenaustausch vorhanden ist. Maßgeblich ist nicht der Einsatz einer bestimmten Übertragungstechnologie, sondern ihre Eignung hinsichtlich Übertragungsrate, Latenz, Verfügbarkeit, Reichweite und Redundanz.

Die **Zeitführung** stellt eine gemeinsame Zeitbasis für Mess-, Schutz-, Steuerungs- und Protokollierungsfunktionen bereit. Eine konsistente Zeitstempelung ist insbesondere für die Zuordnung von Ereignissen, die Analyse von Netzvorgängen und die Koordination verteilter Systeme erforderlich.

Die Bewertung orientiert sich insbesondere an IEC 61850, IEC 61968, IEC 61970, IEC 62357 sowie der BSI TR-03109. Die Hauptdomäne bildet damit die technische Grundlage für die durchgängige Vernetzung und koordinierte Zusammenarbeit der Smart-Grid-Komponenten.

4.2.4 Datenmanagement und Systemtransparenz

Die Überwachung, Steuerung und Optimierung elektrischer Energieversorgungssysteme setzt eine belastbare Kenntnis des aktuellen Systemzustands voraus. Hierfür müssen elektrische, energetische und betriebliche Daten kontinuierlich erfasst, verarbeitet, geprüft und bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Daten bilden damit eine zentrale Grundlage nahezu sämtlicher Smart-Grid-Funktionen.

Die Hauptdomäne „**Datenmanagement und Systemtransparenz**“ bewertet die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für eine vollständige, konsistente und nutzbare Datenbasis. Im Mittelpunkt steht die Frage, ob Mess- und Betriebsdaten in ausreichender Qualität vorliegen, systematisch verarbeitet und den relevanten Anwendungen sowie Nutzergruppen bereitgestellt werden können.

Der Fähigkeitsbereich „**Messwerterfassung**“ umfasst die Erhebung elektrischer, energetischer und betrieblicher Messgrößen. Bewertet wird, ob die für Monitoring, Netzführung, Optimierung und Abrechnung erforderlichen Daten in ausreichender zeitlicher und räumlicher Auflösung verfügbar sind.

Die **Messwertverarbeitung** umfasst die Validierung, zeitliche Zuordnung, Aggregation, Aufbereitung und Weitergabe der erfassten Daten. Dadurch werden Rohdaten in eine für betriebliche Anwendungen nutzbare Form überführt.

Die **Netzzustandsdatenerhebung** geht über die reine Verbrauchs- und Erzeugungsmessung hinaus. Sie umfasst die Erfassung von Netz- und Anlagenzuständen, Schaltstellungen und Ereignisinformationen, die für die Bewertung des aktuellen Betriebszustands erforderlich sind.

Ein weiterer zentraler Fähigkeitsbereich ist die **Datenqualität**. Bewertet wird, ob Mess- und Betriebsdaten vollständig, aktuell, konsistent und plausibel vorliegen und durch geeignete Verfahren validiert, gekennzeichnet oder bei Bedarf ergänzt werden. Eine unzureichende Datenqualität kann zu fehlerhaften Zustandsbewertungen, Prognosen und Steuerungsentscheidungen führen.

Die **Datenmodellierung** ermöglicht eine einheitliche Beschreibung von Betriebsmitteln, Messpunkten, Netzstrukturen und Zustandsinformationen. Gemeinsame Informationsmodelle und standardisierte Objektstrukturen unterstützen die konsistente Verknüpfung und Verarbeitung von Daten aus unterschiedlichen Systemen. Eine zentrale Grundlage bildet das Common Information Model nach IEC 61968 und IEC 61970.

Der Fähigkeitsbereich „**Lokale Transparenz**“ betrachtet die bedarfsgerechte Bereitstellung aktueller Energie-, Verbrauchs-, Erzeugungs- und Betriebsinformationen für Anlagenbetreiber, Energiemanager und weitere Nutzergruppen.

Visualisierung und Berichtswesen dienen der strukturierten und adressatengerechten Aufbereitung von Betriebs-, Energie- und Netzdaten. Sie unterstützen sowohl die operative Betriebsführung als auch die Auswertung von Kennzahlen und historischen Entwicklungen.

Die Bewertung orientiert sich insbesondere an den Informationsmodellen der IEC 61968 und IEC 61970 sowie an den Anforderungen an Messwerterfassung und Datenbereitstellung im Umfeld intelligenter Messsysteme. Eine belastbare Datenbasis und ausreichende Systemtransparenz bilden die Grundlage für Netzanalysen, Prognosen, Flexibilitätsmanagement und automatisierte Betriebsführungsfunktionen.

4.2.5 Steuerung und Systemoperation

Die operative Intelligenz eines Smart Grids entsteht durch die Fähigkeit, Mess-, Zustands- und Prognosedaten auszuwerten, geeignete Betriebsentscheidungen abzuleiten und diese kontrolliert umzusetzen. Während die vorangehenden Hauptdomänen die normativen, sicherheitstechnischen, kommunikativen und datenbezogenen Voraussetzungen schaffen, beschreibt die Hauptdomäne „**Steuerung und Systemoperation**“ deren Nutzung im laufenden Betrieb.

Bewertet werden Funktionen zur Überwachung, Steuerung, Automatisierung und Wiederherstellung intelligenter Energieversorgungssysteme. Im Mittelpunkt steht die Frage, inwieweit ein Standort Betriebszustände erkennen, steuerbare Anlagen koordinieren, auf Störungen reagieren und kritische Versorgungsfunktionen auch unter veränderten Betriebsbedingungen aufrechterhalten kann.

Der Fähigkeitsbereich „**Netzüberwachung**“ umfasst die kontinuierliche Beobachtung des Netz- und Anlagenzustands. Bewertet wird, ob relevante Messwerte, Betriebsmittelzustände, Schaltstellungen, Grenzwertverletzungen und Störmeldungen erfasst, ausgewertet und dem Betriebspersonal bereitgestellt werden.

Das **Last- und Einspeisemanagement** beschreibt die koordinierte Steuerung flexibler Verbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher. Hierzu gehören insbesondere Sollwertvorgaben, Leistungsbegrenzungen und zeitabhängige Betriebsprofile.

Die **Flexibilitätsintegration** umfasst die Identifikation, Verwaltung und Nutzung steuerbarer Energieressourcen für netz- oder betriebsdienliche Anwendungen. Dazu zählen beispielsweise Lastverschiebung, Eigenverbrauchsoptimierung, Begrenzung von Einspeisespitzen und die Bereitstellung definierter Leistungsfahrpläne.

Die **automatisierte Betriebsführung** geht über die reine Darstellung und manuelle Auswertung von Betriebsdaten hinaus. Sie umfasst regelbasierte oder algorithmische Funktionen zur automatischen Analyse, Entscheidungsfindung und Umsetzung betrieblicher Maßnahmen.

Der Fähigkeitsbereich „**Störungsmanagement**“ adressiert die Erkennung, Bewertung, Priorisierung und strukturierte Bearbeitung technischer Störungen. Geeignete Alarmregeln, Eskalationsmechanismen und dokumentierte Prozesse unterstützen eine schnelle Reaktion und die Wiederherstellung eines sicheren Betriebszustands.

Die **Betriebsprozesse des Smart Meter Gateways** umfassen Aufgaben zur Administration, Diagnose und Wartung intelligenter Messsysteme. Bewertet wird, ob Konfigurationen, Betriebszustände, Firmwareaktualisierungen und Zertifikate nachvollziehbar verwaltet werden.

Das **Lebenszyklusmanagement** betrachtet die systematische Verwaltung der eingesetzten Komponenten von der Planung und Inbetriebnahme über Betrieb und Wartung bis zur Außerbetriebnahme. Dazu gehören insbesondere die Dokumentation von Geräte- und Softwareständen, Konfigurationen, Verantwortlichkeiten und Wartungszuständen.

Die **Insel- und Notbetriebsfähigkeit** beschreibt die Fähigkeit, kritische Verbraucher bei Ausfall oder Trennung vom übergeordneten Netz weiter zu versorgen und einen sicheren lokalen Betrieb aufrechtzuerhalten. Bewertet werden geeignete technische und organisatorische Konzepte für Netztrennung, lokale Regelung, Priorisierung von Verbrauchern und Wiederzuschaltung.

Die **Verwaltung mehrerer Netzanschlusspunkte** ist insbesondere für größere Areal- und Industrieversorgungsnetze relevant. Sie umfasst die koordinierte Überwachung, Messung und betriebliche Einbindung mehrerer Anschlusspunkte zum öffentlichen Netz.

Die Hauptdomäne „**Steuerung und Systemoperation**“ bildet den operativen Kern des Smart Grid Readiness Indicators. Sie zeigt, in welchem Umfang vorhandene Kommunikations-, Daten- und Automatisierungsstrukturen für die Überwachung, Koordination und Optimierung des Energiesystems genutzt werden.

4.3 Aufbau des Kriterienkatalogs

Der Kriterienkatalog bildet das zentrale Strukturierungselement des Smart Grid Readiness Indicators. Er bildet die für die Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks relevanten technischen, organisatorischen und regulatorischen Anforderungen einheitlich und nachvollziehbar ab. Hierzu werden die fünf Hauptdomänen in fachlich zusammengehörige Fähigkeitsbereiche und konkrete Smart-Grid-Funktionen untergliedert.

Der Aufbau folgt einer mehrstufigen Hierarchie aus Hauptdomäne, Fähigkeitsbereich und Funktion. Für jede Funktion werden die fachliche Zielsetzung, die betroffene Systemebene, mögliche technische Umsetzungsformen sowie relevante Anforderungen, Abhängigkeiten und Nachweise dokumentiert.

Der Kriterienkatalog verfolgt einen funktionsorientierten und technologieoffenen Ansatz. Bewertet wird nicht das Vorhandensein eines bestimmten Produkts oder einer herstellerspezifischen Lösung, sondern die Fähigkeit des betrachteten Systems, eine definierte Smart-Grid-Funktion bereitzustellen. Die genannten Technologien und Systeme dienen daher lediglich als Beispiele möglicher Umsetzungen. Dadurch bleibt der Kriterienkatalog gegenüber technologischen Weiterentwicklungen offen und auf unterschiedliche Systemarchitekturen und Anwendungsfälle übertragbar.

Ergänzend werden für jede Funktion relevante Protokolle und Standards, Sicherheitsmechanismen, technische Voraussetzungen, normative Referenzen und geeignete Nachweise hinterlegt. Dadurch werden fachliche Zusammenhänge und Abhängigkeiten zwischen den Kriterien sichtbar und die technische oder organisatorische Umsetzung kann nachvollziehbar geprüft werden.

Die in Kapitel 4 betrachteten Spalten des Kriterienkatalogs lassen sich vier Gruppen zuordnen:

- hierarchische und funktionale Einordnung,
- technische Beschreibung und Umsetzung,
- Anforderungen und Abhängigkeiten,
- Dokumentation und Nachweisführung.

Die ergänzenden Spalten zur Bewertungslogik, Punktevergabe, Gewichtung und Klassifizierung werden in Kapitel 5 erläutert.

Hierarchische und funktionale Einordnung

Die Spalten „Hauptdomäne“, „Fähigkeitsbereich“ und „Funktion“ bilden die hierarchische Struktur des Kriterienkatalogs ab. Die Hauptdomäne ordnet das Kriterium einem übergeordneten Bewertungsbereich zu. Der Fähigkeitsbereich bündelt inhaltlich zusammengehörige Funktionen, während die Funktion, die konkret bewertete technische oder organisatorische Fähigkeit bezeichnet. Die Kurzbeschreibung erläutert deren fachlichen Zweck und grenzt das Kriterium inhaltlich ab.

Technische Beschreibung und Umsetzung

Die Spalte „Systemebene“ ordnet die Funktion der betroffenen technischen oder organisatorischen Ebene zu. Unter „Technische Umsetzung“ werden mögliche Verfahren, Systemstrukturen oder Prozesse zur Realisierung der Funktion beschrieben. Die Spalte „Technologie/Systeme“ enthält beispielhafte Komponenten oder Anwendungen, ohne verbindliche Produktvorgaben zu formulieren.

Die „Relevanz für den SGRI“ erläutert den fachlichen Beitrag der Funktion zur Smart-Grid-Fähigkeit und begründet ihre Aufnahme in den Kriterienkatalog. Eine quantitative Gewichtung wird damit noch nicht vorgenommen.

Anforderungen und Abhängigkeiten

Die Spalten „Protokolle/Standards“ und „Normative Referenz“ ordnen der jeweiligen Funktion relevante technische Spezifikationen, Informationsmodelle, Normen, Richtlinien oder gesetzliche Vorgaben zu. Unter „Sicherheitsmechanismen“ werden erforderliche technische und organisatorische Schutzmaßnahmen dokumentiert.

Der „Interoperabilitätsgrad“ beschreibt die Fähigkeit zum system- und herstellerübergreifenden Informationsaustausch. Die Spalte „Voraussetzung“ erfasst technische, organisatorische oder funktionale Bedingungen, die für die Umsetzung einer Funktion erforderlich sind. Dadurch werden Abhängigkeiten zwischen den Kriterien transparent dargestellt.

Dokumentation und Nachweisführung

Die Spalte „Nachweisart“ beschreibt die grundsätzliche Form der Prüfung, beispielsweise eine Dokumentenprüfung, einen technischen Test oder eine Messdatenanalyse. Unter „Nachweis“ werden konkrete Unterlagen, Systeminformationen oder technische Belege benannt, die für die Bewertung herangezogen werden können.

Tabelle 4 fasst die in Kapitel 4 betrachteten Spalten des Kriterienkatalogs und ihre jeweilige Funktion zusammen.

Tabelle 4 Inhaltliche Struktur des Kriterienkatalogs

Spalte	**Bedeutung und Zweck**
Hauptdomäne	Zuordnung zu einem übergeordneten fachlichen Bewertungsbereich
Fähigkeitsbereich	Bündelung thematisch zusammengehöriger Funktionen
Funktion	Bezeichnung der betrachteten technischen oder organisatorischen Fähigkeit
Kurzbeschreibung	Fachliche Erläuterung und Abgrenzung der Funktion
Systemebene	Einordnung der Funktion in die betroffene technische oder organisatorische Systemebene
Technische Umsetzung	Beschreibung möglicher Verfahren und Umsetzungsmechanismen

Technologie/Systeme	Beispiele geeigneter Komponenten, Systeme und Anwendungen
Relevanz für den SGRI	Erläuterung des Beitrags zur Smart-Grid-Fähigkeit
Protokolle/Standards	Zuordnung relevanter Kommunikationsprotokolle, Informationsmodelle und Standards
Sicherheitsmechanismen	Benennung erforderlicher technischer und organisatorischer Schutzmaßnahmen
Interoperabilitätsgrad	Beschreibung der system- und herstellerübergreifenden Integrationsfähigkeit
Voraussetzung	Darstellung fachlicher, technischer und organisatorischer Abhängigkeiten
Nachweisart	Grundsätzliche Form der Nachweisführung
Nachweis	Konkrete Dokumente, Systeminformationen oder technische Belege
Normative Referenz	Zuordnung zu einschlägigen Normen, Richtlinien und gesetzlichen Vorgaben

Die ergänzenden Spalten zur Bewertungslogik, zu Mindestanforderungen, zur Punktevergabe und zur Aggregation werden in Kapitel 5 erläutert. Die Beziehungen und Abhängigkeiten zwischen den Kriterien werden in Kapitel 4.4 betrachtet.

4.4 Beziehungen und Voraussetzungen zwischen den Kriterien

Der Kriterienkatalog stellt keine Sammlung voneinander unabhängiger Einzelkriterien dar. Die betrachteten Smart-Grid-Funktionen bauen auf gemeinsamen technischen, informationellen und organisatorischen Grundlagen auf und stehen teilweise in direkten Abhängigkeitsbeziehungen zueinander. Weiterführende Funktionen setzen daher häufig voraus, dass bestimmte Infrastrukturen, Daten, Systeme oder Prozesse bereits vorhanden sind.

Die hierarchische Zuordnung zu Hauptdomänen und Fähigkeitsbereichen dient der fachlichen Strukturierung, bildet jedoch nicht sämtliche funktionalen Zusammenhänge ab. Eine Funktion kann einer fachlich dominierenden Hauptdomäne zugeordnet sein und gleichzeitig Voraussetzungen aus mehreren

anderen Hauptdomänen benötigen. So erfordert die automatisierte Betriebsführung neben geeigneten Steuerungslogiken auch eine leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur, verfügbare Mess- und Netzzustandsdaten, eine ausreichende Datenqualität sowie geeignete Sicherheitsmechanismen.

Zur Dokumentation dieser Zusammenhänge enthält der Kriterienkatalog für jede Funktion die Spalte „Voraussetzung". Darin werden technische, informationelle, organisatorische oder funktionale Bedingungen erfasst, die für die Umsetzung oder sinnvolle Anwendung der jeweiligen Funktion erforderlich sind. Technische Voraussetzungen umfassen beispielsweise Mess-, Kommunikations-, Steuerungs- und IT-Infrastrukturen. Informationelle Voraussetzungen betreffen verfügbare Messwerte, Netzzustandsdaten, Informationsmodelle und dokumentierte Systeminformationen. Organisatorische Voraussetzungen schließen definierte Verantwortlichkeiten, Sicherheitsrichtlinien, Betriebsprozesse und Notfallkonzepte ein. Funktionale Voraussetzungen bestehen, wenn eine Smart-Grid-Funktion unmittelbar auf anderen Funktionen aufbaut.

Domänenübergreifende Abhängigkeiten werden insbesondere bei der Netzüberwachung deutlich. Sie ist der Hauptdomäne „Steuerung und Systemoperation" zugeordnet, benötigt jedoch geeignete Messsysteme, verfügbare und verarbeitete Netzzustandsdaten, zuverlässige Kommunikationsverbindungen, eine gemeinsame Zeitbasis und eine ausreichende Datenqualität.

Auch das Last- und Einspeisemanagement baut auf mehreren vorgelagerten Funktionen auf. Steuerbare Verbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher müssen vorhanden, kommunikativ angebunden, eindeutig identifizierbar und über geeignete Schnittstellen steuerbar sein. Zusätzlich sind Messdaten zur Ermittlung des Betriebszustands sowie Steuerungs- oder Energiemanagementsysteme zur Vorgabe und Überwachung von Sollwerten erforderlich.

Innerhalb der Hauptdomäne „IT-Sicherheit und Resilienz" bestehen ebenfalls funktionale Abhängigkeiten. Die kryptographische Absicherung setzt eine geeignete Zertifikats- und Schlüsselverwaltung voraus. Die Sicherheitsüberwachung benötigt Protokollierungsfunktionen sowie die zentrale Erfassung und Auswertung sicherheitsrelevanter Ereignisse. Wiederanlauf- und Notbetriebsfunktionen erfordern dokumentierte Wiederherstellungsprozesse, Sicherungsmechanismen und geeignete Redundanzen.

Viele Funktionen weisen damit Mehrfachabhängigkeiten auf. Eine einzelne vorhandene Voraussetzung reicht in der Regel nicht aus, um eine weiterführende Funktion vollständig umzusetzen. Erst das Zusammenwirken der erforderlichen technischen, informationellen, organisatorischen und sicherheitsbezogenen Grundlagen ermöglicht die Bereitstellung übergeordneter Smart-Grid-Funktionen.

Darüber hinaus enthält der Kriterienkatalog anwendungsabhängige Voraussetzungen. Diese bestimmen, ob ein Kriterium für den betrachteten Standort grundsätzlich relevant ist. Die Verwaltung mehrerer Netzanschlusspunkte kann beispielsweise nur bewertet werden, wenn tatsächlich mehrere Anschluss- oder Übergabepunkte vorhanden sind. Vergleichbares gilt für die Insel- und Notbetriebsfähigkeit, die geeignete Erzeugungs-, Speicher-, Regelungs- und Schutzeinrichtungen voraussetzt. Eine fehlende anwendungsbezogene Voraussetzung ist daher von einer noch nicht umgesetzten Funktion zu unterscheiden.

Die Beziehungen zwischen den Kriterien zeigen, welche grundlegenden Funktionen zuerst aufgebaut werden müssen und welche Infrastrukturen gemeinsam für mehrere Anwendungen genutzt werden können. Eine einheitliche Kommunikationsinfrastruktur, ein gemeinsames Informationsmodell oder eine zentrale Datenplattform können beispielsweise gleichzeitig mehrere Smart-Grid-Funktionen unterstützen.

Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 13 eine vereinfachte Beziehungsstruktur ausgewählter Kriterien des Smart Grid Readiness Indicators. Dargestellt sind aufeinander aufbauende Funktionen von den strukturellen und technischen Grundlagen über Mess- und Kommunikationsinfrastrukturen sowie Datenverarbeitung bis hin zu Netzüberwachung, Last- und Einspeisemanagement und automatisierter Betriebsführung.

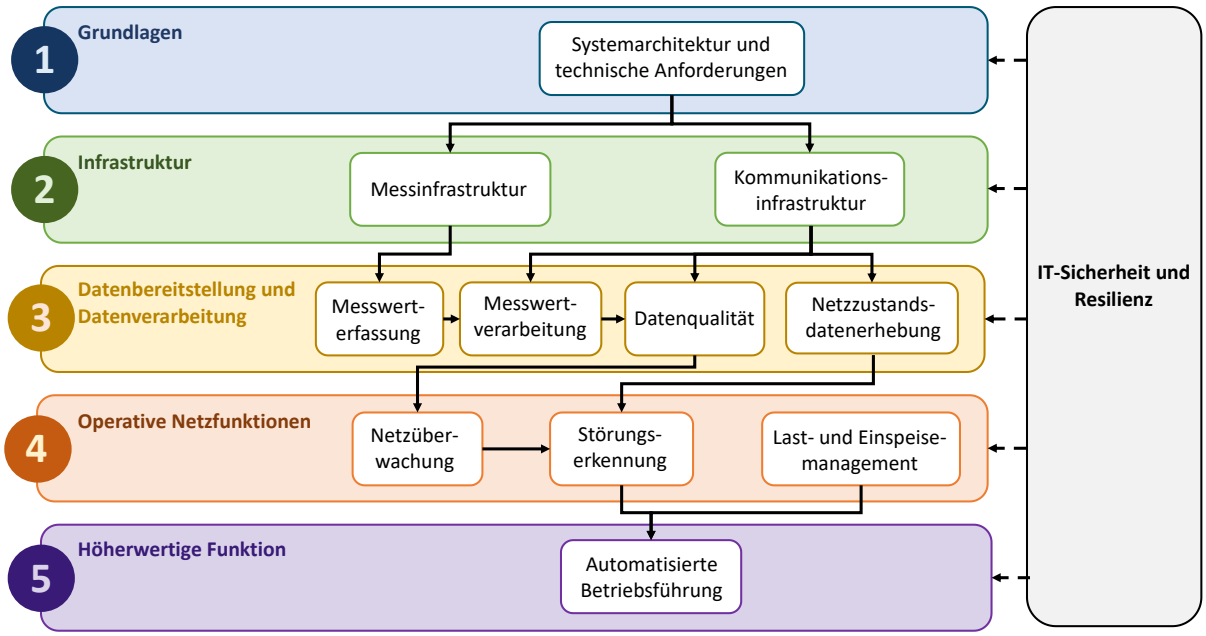


Abbildung 13 Vereinfachte Beziehungsstruktur und funktionale Voraussetzungen ausgewählter Smart-Grid-Funktionen

Abbildung 13 verdeutlicht, dass zwischen den Kriterien keine ausschließlich linearen, sondern vielfach verzweigte und domänenübergreifende Beziehungen bestehen. Während Systemarchitektur und technische Anforderungen die Grundlage der weiteren Ausgestaltung bilden, schaffen Mess- und Kommunikationsinfrastrukturen die Voraussetzungen für die Erfassung, Verarbeitung und Bereitstellung von Betriebsdaten. Darauf bauen operative Funktionen wie Netzüberwachung, Störungserkennung, Last- und Einspeisemanagement sowie automatisierte Betriebsführung auf. IT-Sicherheit und Resilienz wirken dabei als querschnittliche Voraussetzung über sämtliche Ebenen hinweg.

Ergänzend zeigt Abbildung 14 den qualitativen Vernetzungsgrad der im Kriterienkatalog enthaltenen Funktionen. Die farbliche Einordnung veranschaulicht, wie stark einzelne Funktionen durch Voraussetzungen, funktionale Abhängigkeiten oder gemeinsam genutzte Systemgrundlagen mit anderen Kriterien verbunden sind. Grün markierte Funktionen weisen einen hohen Vernetzungsgrad auf. Rot oder orange dargestellte Funktionen besitzen dagegen weniger direkte Verknüpfungen oder einen stärker spezialisierten beziehungsweise anwendungsabhängigen Charakter.

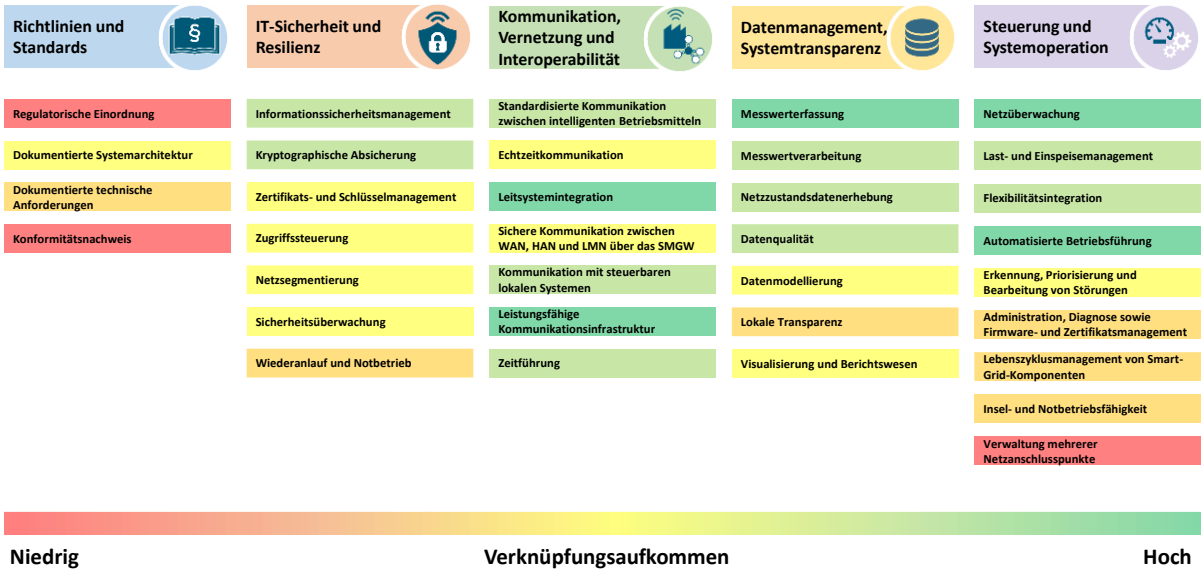


Abbildung 14 Qualitative Einordnung des Vernetzungsgrads der Funktionen im Smart Grid Readiness Indicator

Besonders stark vernetzt sind Funktionen aus den Bereichen Kommunikation, Datenmanagement und Steuerung. Hierzu zählen insbesondere die Kommunikationsinfrastruktur, die Leitsystemintegration, die Messwerterfassung und -verarbeitung, die Netzüberwachung, das Last- und Einspeisemanagement sowie die automatisierte Betriebsführung. Sie verbinden mehrere Hauptdomänen oder bauen gleichzeitig auf unterschiedlichen technischen, informationellen und sicherheitsbezogenen Voraussetzungen auf.

Ein geringerer Vernetzungsgrad bedeutet nicht, dass eine Funktion fachlich unbedeutend ist. Weniger stark vernetzte Kriterien können wichtige Rahmen-, Prüf- oder Spezialfunktionen erfüllen. Dazu zählen

beispielsweise die regulatorische Einordnung, der Konformitätsnachweis und die anwendungsabhängige Verwaltung mehrerer Netzanschlusspunkte.

Die Heatmap verdeutlicht damit den vernetzten Charakter des Kriterienkatalogs. Die farbliche Einordnung dient ausschließlich der qualitativen Veranschaulichung funktionaler Beziehungen und ersetzt weder die fachliche Gewichtung der Kriterien noch die in Kapitel 5 beschriebene Punkteverteilung.

Die dokumentierten Voraussetzungen bilden die fachliche Grundlage für die Bewertungslogik. Kapitel 5 erläutert, wie Mindestanforderungen, Gating-Kriterien, Punkteverteilung, Gewichtung und Aggregation innerhalb des Smart Grid Readiness Indicators berücksichtigt werden.

5 Bewertungsmethodik

Die Entwicklung des Smart Grid Readiness Indicators erfordert neben einem fachlich strukturierten Kriterienkatalog auch eine nachvollziehbare und einheitliche Bewertungslogik. Ziel der Bewertungsmethodik ist es, die im Kriterienkatalog beschriebenen Funktionen nicht nur qualitativ zu erfassen, sondern in eine transparente, vergleichbare und quantitativ auswertbare Bewertungsstruktur zu überführen. Auf diese Weise kann die Smart-Grid-Fähigkeit eines Gewerbegebiets, Kundennetzes oder kleineren Industrieparks systematisch ermittelt, zwischen unterschiedlichen Standorten verglichen und in Form eines aggregierten Indikators dargestellt werden.

Die Bewertungsmethodik baut unmittelbar auf dem in Kapitel 4 entwickelten Kriterienkatalog auf. Während dort die Hauptdomänen, Fähigkeitsbereiche, Funktionen, technischen Voraussetzungen und funktionalen Abhängigkeiten beschrieben wurden, legt das vorliegende Kapitel fest, wie die einzelnen Kriterien bewertet, gewichtet und zu einem Gesamtindikator zusammengeführt werden. Zusätzlich wird definiert, welche grundlegenden Mindestanforderungen für das Erreichen bestimmter Entwicklungsstufen erfüllt sein müssen und wie die qualitative Einordnung in Smart Grid Readiness Levels erfolgt.

Für jedes Kriterium enthält der Kriterienkatalog Angaben zum Gating-Status, zur Bewertungsart, zur Nachweisführung, zur Bewertungsmethode, zu den erreichbaren Punkten, zur Begründung der Punkteverteilung sowie zu den jeweils relevanten normativen Referenzen. Dadurch wird die Bewertung auf eine einheitliche fachliche Grundlage gestellt und die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse erhöht.

5.1 Grundprinzip der Bewertung

Das Grundprinzip der Bewertung besteht darin, jede im Kriterienkatalog enthaltene Funktion hinsichtlich ihres nachweisbaren Umsetzungsgrads zu beurteilen. Ausgangspunkt ist daher keine ausschließlich subjektive Selbsteinschätzung, sondern die Prüfung, ob und in welchem Umfang eine Funktion technisch, organisatorisch und betrieblich umgesetzt ist und durch geeignete Nachweise belegt werden kann.

Die Bewertung erfolgt auf der Ebene der einzelnen Funktionen. Jede Funktion ist einer Hauptdomäne und einem Fähigkeitsbereich zugeordnet und wird anhand der im Kriterienkatalog hinterlegten Kurz-

beschreibung, technischen Umsetzung, Nachweisart und Bewertungsmethode beurteilt. Die ergänzende normative Referenz dient der fachlichen Einordnung und zeigt, auf welchen Normen, technischen Richtlinien oder regulatorischen Vorgaben das jeweilige Kriterium beruht.

Die Bewertungsmethodik folgt drei zentralen Prinzipien:

Funktionsorientierung: Bewertet wird die Fähigkeit des betrachteten Systems, eine definierte Smart-Grid-Funktion bereitzustellen. Der Einsatz einer bestimmten Technologie führt daher nicht automatisch zur Erfüllung eines Kriteriums.

Technologieoffenheit: Unterschiedliche technische Systeme, Kommunikationslösungen oder Softwareplattformen können dieselbe Funktion erfüllen. Entscheidend ist, ob die funktionalen Anforderungen und die erforderliche Qualität der Umsetzung nachweisbar erreicht werden.

Nachweisbasiert: Funktionen werden nur in dem Umfang berücksichtigt, in dem ihre Umsetzung durch geeignete Dokumente, Systeminformationen, Tests, Messdaten oder Betriebsnachweise belegt werden kann. Nicht nachweisbare Funktionen gelten nicht als vollständig erfüllt.

Die Bewertung berücksichtigt sowohl technische als auch organisatorische Aspekte. Eine Funktion kann beispielsweise technisch vorhanden sein, ohne dass erforderliche Betriebsprozesse, Zuständigkeiten, Sicherheitskonzepte oder Dokumentationen vollständig umgesetzt sind. In einem solchen Fall wird das Kriterium nicht als vollständig erfüllt bewertet.

Die Spalte Bewertungsart unterscheidet grundsätzlich zwischen dokumentarischen, technischen und hybriden Kriterien. Dokumentarische Kriterien werden vorrangig anhand von Unterlagen, Richtlinien, Konzepten oder Nachweisen geprüft. Technische Kriterien erfordern dagegen Funktions-, System- oder Konfigurationsprüfungen. Hybride Kriterien verbinden beide Ansätze und setzen sowohl eine dokumentierte organisatorische Grundlage als auch eine nachweisbare technische Umsetzung voraus.

5.2 Bewertungsskala und Punkteverteilung

Für jedes Kriterium ist im Kriterienkatalog eine Maximalpunktzahl zwischen 6 und 10 Punkten hinterlegt. Diese Maximalpunkte bilden bereits die fachliche Gewichtung der einzelnen Funktionen ab. Kriterien mit hoher systemischer Bedeutung, großer Breitenwirkung oder grundlegender Relevanz für nachgelagerte Smart-Grid-Funktionen erhalten eine höhere Maximalpunktzahl als unterstützende oder stark anwendungsabhängige Kriterien.

Die Bandbreite von 6 bis 10 Punkten ermöglicht eine differenzierte Einordnung der Kriterien, ohne die Bewertungsmethodik durch zusätzliche Gewichtungsfaktoren unnötig zu verkomplizieren. Kriterien

mit 10 Punkten besitzen eine zentrale Bedeutung für die Smart-Grid-Fähigkeit, beispielsweise Messwerterfassung, Netzüberwachung, Informationssicherheitsmanagement oder Leitsystemintegration. Kriterien mit 6 oder 7 Punkten unterstützen den Aufbau und Betrieb intelligenter Energiesysteme, stellen jedoch keine unmittelbare Kernfunktion der Netzführung oder Systemsteuerung dar.

Die tatsächlich erreichten Punkte ergeben sich aus dem nachgewiesenen Erfüllungsgrad des jeweiligen Kriteriums. Hierfür wird die in Tabelle 5 dargestellte einheitliche fünfstufige Bewertungsskala verwendet.

Tabelle 5 Bewertungsskala für den Erfüllungsgrad einzelner Kriterien

Erfüllungsgrad	**Beschreibung**	**Erfüllungsfaktor e_i**	**Anteil der Maximalpunkte**
Nicht erfüllt	Funktion nicht vorhanden, nicht umgesetzt oder nicht nachweisbar	0	0 %
Ansatzweise erfüllt	Erste technische, organisatorische oder dokumentarische Ansätze sind vorhanden, die Funktion ist jedoch noch nicht durchgängig nutzbar oder nur in geringem Umfang nachweisbar	0,25	25%
Teilweise erfüllt	Funktion in wesentlichen Teilbereichen umgesetzt, jedoch nur eingeschränkt nutzbar, integriert oder nachgewiesen	0,5	50 %
Weitgehend erfüllt	Funktion überwiegend umgesetzt und betrieblich nutzbar, jedoch mit einzelnen technischen, organisatorischen oder dokumentarischen Defiziten	0,75	75 %
Vollständig erfüllt	Funktion vollständig umgesetzt, systematisch integriert, betrieblich etabliert und durch geeignete Nachweise belegt	1	100 %

Die erreichten Punkte eines Kriteriums i ergeben sich damit aus:

$$P_i = e_i * P_{i,max}$$

mit

- P_i: erreichte Punkte des Kriteriums i,
- e_i: Erfüllungsgrad des Kriteriums i als Faktor 0; 0,25; 0,5; 0,75 oder 1,
- $P_{i,max}$: maximal erreichbare Punkte des Kriteriums i.

Ein Kriterium mit einer Maximalpunktzahl von 10 Punkten erhält bei ansatzweiser Erfüllung 2,5 Punkte, bei teilweiser Erfüllung 5 Punkte, bei weitgehender Erfüllung 7,5 Punkte und bei vollständiger Erfüllung 10 Punkte. Bei einer Maximalpunktzahl von 8 Punkten ergeben sich entsprechend 2, 4, 6 oder 8 Punkte.

Die konkrete Bewertungsgrundlage wird für jedes Kriterium in der Spalte **Bewertungsmethode** beschrieben. Dabei kann es sich beispielsweise um eine Dokumentenprüfung, einen Schnittstellentest, eine technische Konfigurationsprüfung, eine Messdatenanalyse oder einen Funktionsnachweis handeln. Für objektiv messbare Kriterien können zusätzlich technische Kennwerte wie Kommunikationslatenz, Messpunktabdeckung, Aktualität, Verfügbarkeit oder Datenqualität herangezogen werden.

Die Spalte **Nachweisart** beschreibt die grundsätzliche Form der Prüfung. Hierzu zählen insbesondere:

- Dokumentenprüfung,
- Konfigurationsprüfung,
- Systemauszug,
- Funktions- oder Schnittstellentest,
- Messdatenprüfung,
- Audit,
- Prozessnachweis,
- Systemdemonstration.

Die Spalte **Nachweis** benennt die konkreten Unterlagen oder Systeminformationen, die für die Bewertung herangezogen werden können. Dazu gehören beispielsweise Architekturdiagramme, Netzstrukturpläne, Konfigurationsdateien, Zertifikate, Rollen- und Berechtigungskonzepte, Ereignisprotokolle, Messwertaufzeichnungen, Testprotokolle oder Betriebsberichte.

Die Spalte **Begründung Punkteverteilung** dokumentiert, warum einem Kriterium eine bestimmte Maximalpunktzahl zugeordnet wurde. Dadurch bleibt nachvollziehbar, weshalb beispielsweise Messwerterfassung oder Netzüberwachung mit 10 Punkten, lokale Transparenz dagegen mit 6 Punkten bewertet wird. Die Punkteverteilung bildet damit bereits die fachliche Gewichtung innerhalb des Kriterienkatalogs ab.

Nicht anwendbare Kriterien werden nicht mit null Punkten bewertet. Dies betrifft insbesondere Funktionen, die aufgrund der technischen oder strukturellen Eigenschaften eines Standorts nicht relevant

sind. Beispiele sind die Insel- und Notbetriebsfähigkeit bei fehlender lokaler Erzeugungs- oder Speicherinfrastruktur oder die Verwaltung mehrerer Netzanschlusspunkte bei einem Standort mit nur einem Netzanschluss. Solche Kriterien werden aus der Berechnung der erreichbaren Gesamtpunktzahl herausgenommen, damit die Bewertung nicht durch sachlich irrelevante Funktionen verzerrt wird.

5.3 Gating-Kriterien und Mindestanforderungen

Bestimmte Funktionen bilden grundlegende Voraussetzungen für den Aufbau und Betrieb intelligenter Energieinfrastrukturen. Diese Funktionen werden im Kriterienkatalog als Gating-Kriterien gekennzeichnet. Gating-Kriterien stellen Mindestanforderungen dar, deren Erfüllung notwendig ist, um bestimmte Smart Grid Readiness Levels zu erreichen.

Die Gating-Kriterien sind von den in Kapitel 4.4 beschriebenen allgemeinen Voraussetzungen zu unterscheiden. Voraussetzungen beschreiben, welche technischen, informationellen oder organisatorischen Grundlagen für die Umsetzung einer konkreten Funktion vorhanden sein müssen. Gating-Kriterien wirken dagegen unmittelbar auf die Bewertungslogik und begrenzen die maximal erreichbare Readiness-Stufe.

Ein Standort kann somit einen vergleichsweise hohen rechnerischen SGRI erzielen, aber dennoch einer niedrigeren Readiness-Stufe zugeordnet werden, wenn grundlegende Gating-Kriterien nicht erfüllt sind. Dadurch wird verhindert, dass einzelne fortgeschrittene Funktionen zu einer hohen Gesamtbewertung führen, obwohl wesentliche Grundlagen für einen sicheren, interoperablen und zuverlässigen Smart-Grid-Betrieb fehlen.

Zu den grundlegenden Gating-Kriterien zählen insbesondere Funktionen aus den Bereichen:

- regulatorische und technische Einordnung,
- dokumentierte Systemarchitektur,
- Informationssicherheitsmanagement,
- Zugriffssteuerung,
- kryptographische Absicherung,
- standardisierte Kommunikation,
- Leitsystemintegration,
- Messwerterfassung,
- Messwertverarbeitung,
- Netzzustandsdatenerhebung,
- Netzüberwachung,

- Last- und Einspeisemanagement.

Abbildung 15 zeigt, welche Funktionen für die jeweiligen Smart Grid Readiness Levels als Mindestanforderungen festgelegt sind. Die farbliche Zuordnung verdeutlicht, dass mit zunehmender Reifestufe auch die Anforderungen an die technische, organisatorische und betriebliche Befähigung steigen.

Domain	Funktion	D – Nicht bereit	C – Basis	B – Betriebs-bereit	A – Smart-Grid Ready
Richtlinien und Standards	Regulatorische Einordnung				
	Dokumentierte Systemarchitektur				
	Konformitätsnachweis				
IT-Sicherheit und Resilienz	Informationssicherheitsmanagement				
	Kryptographische Absicherung				
	Zertifikats- und Schlüsselmanagement				
	Zugriffssteuerung				
	Netzsegmentierung				
	Wiederanlauf und Notbetrieb				
Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität	Standardisierte Kommunikation zwischen intel. Betriebsmitteln				
	Echtzeitkommunikation				
	Leitsystemintegration				
	Sichere Kommunikation zwischen WAN, HAN und LMN				
	Kommunikation mit steuerbaren lokalen Systemen				
	Zeitführung				
Datenmanagement und Systemtransparenz	Messwerterfassung				
	Messwertverarbeitung				
	Netzzustandsdatenerhebung				
	Datenmodellierung				
Steuerung und Systemoperation	Netzüberwachung				
	Last- und Einspeisemanagement				
	Flexibilitätsintegration				
	Erkennung, Priorisierung und Bearbeitung von Störungen				
	Administration, Diagnose sowie Firmware- und Zertifikatsmanag.				
	Lebenszyklusmanagement von Smart-Grid-Komponenten				

Abbildung 15 Zuordnung der Gating-Kriterien zu den Smart Grid Readiness Levels

Die grundlegenden Gating-Kriterien der unteren Stufen betreffen insbesondere die regulatorische Einordnung, das Informationssicherheitsmanagement, die Zugriffssteuerung und die Messwerterfassung. Sie schaffen die organisatorische und technische Basis für die weitere Digitalisierung.

Auf den nachfolgenden Stufen werden zusätzliche Anforderungen an die Systemarchitektur, Netzsegmentierung, standardisierte Kommunikation, sichere SMGW-Kommunikation, Messwertverarbeitung und Zeitführung gestellt. Die höheren Stufen erfordern schließlich weiterführende Fähigkeiten wie Leitsystemintegration, Netzzustandsdatenerhebung, Netzüberwachung, Störungsmanagement und Last- und Einspeisemanagement.

Die Gating-Kriterien dienen nicht der zusätzlichen mathematischen Gewichtung. Ihre Funktion besteht ausschließlich darin, die fachliche Konsistenz der Einstufung sicherzustellen. Der numerische SGRI wird weiterhin aus den erreichten Punkten berechnet, während die Gating-Kriterien die maximal zulässige Readiness-Stufe begrenzen.

5.4 Gewichtung der Kriterien

Die Gewichtung der Kriterien wird bereits durch die im Kriterienkatalog festgelegten Maximalpunkte zwischen 6 und 10 Punkten abgebildet. Ein zusätzlicher Gewichtungsfaktor auf Kriterienebene ist daher nicht erforderlich. Dadurch wird vermieden, dass die fachliche Bedeutung eines Kriteriums doppelt berücksichtigt wird.

Die Festlegung der Maximalpunktzahl orientiert sich insbesondere an folgenden Aspekten:

- Bedeutung der Funktion für den sicheren und zuverlässigen Smart-Grid-Betrieb,
- Relevanz für nachgelagerte Funktionen,
- Beitrag zu Kommunikation, Interoperabilität und Systemintegration,
- Bedeutung für Systemtransparenz und Steuerungsfähigkeit,
- Allgemeingültigkeit für unterschiedliche Standorte,
- technische und organisatorische Komplexität,
- Beitrag zur Resilienz und Versorgungssicherheit.

Kriterien mit 10 Punkten bilden zentrale Kernfunktionen des Smart Grids. Dazu zählen beispielsweise Informationssicherheitsmanagement, kryptographische Absicherung, standardisierte Kommunikation zwischen intelligenten Betriebsmitteln, Leitsystemintegration, Messwerterfassung, Netzzustandsdatenerhebung, Netzüberwachung sowie Last- und Einspeisemanagement.

Kriterien mit 8 oder 9 Punkten besitzen eine hohe Bedeutung, sind jedoch teilweise stärker von bestimmten Systemarchitekturen oder Anwendungsfällen abhängig. Dazu gehören beispielsweise Datenmodellierung, Flexibilitätsintegration, Netzsegmentierung, Störungsmanagement oder Insel- und Notbetriebsfähigkeit.

Kriterien mit 6 oder 7 Punkten erfüllen überwiegend unterstützende, dokumentarische oder anwendungsbezogene Aufgaben. Hierzu zählen beispielsweise lokale Transparenz, Kommunikationsinfrastruktur, Verwaltung mehrerer Netzanschlusspunkte oder dokumentierte technische Anforderungen.

Die Maximalpunktzahl bildet damit den fachlichen Beitrag eines Kriteriums zum Gesamtindikator ab. Eine zusätzliche Gewichtung der Einzelkriterien würde zu einer doppelten Berücksichtigung derselben Relevanz führen und die Nachvollziehbarkeit der Bewertungsmethodik verringern.

Für die Hauptdomänen kann grundsätzlich eine gleichgewichtete oder eine gesondert gewichtete Aggregation vorgesehen werden. Da die unterschiedlichen Größen der Hauptdomänen bereits durch die Anzahl und Maximalpunkte ihrer Kriterien berücksichtigt werden, empfiehlt sich für die vorliegende Methodik die direkte Aggregation aller anwendbaren Kriterien. Die Domänenwerte werden ergänzend

ausgewiesen, dienen jedoch vorrangig der differenzierten Analyse und nicht einer weiteren Gewichtungsstufe.

5.5 Aggregation der Einzelbewertungen

Die Einzelbewertungen werden zunächst innerhalb der jeweiligen Hauptdomänen und anschließend zu einem Gesamtindikator zusammengeführt. Ausgangspunkt sind die erreichten Punkte und die maximal erreichbaren Punkte aller anwendbaren Kriterien.

Für ein einzelnes Kriterium ergibt sich der normierte Erfüllungsgrad aus:

$$s_i = \frac{P_i}{P_{i,max}}$$

mit

- s_i: normierter Erfüllungsgrad des Kriteriums i,
- P_i: erreichte Punkte des Kriteriums i,
- $P_{i,max}$: maximal erreichbare Punkte des Kriteriums i.

Der Wert s_i liegt zwischen 0 und 1. Ein Wert von 1 entspricht einer vollständigen Erfüllung, ein Wert von 0 einer nicht erfüllten Funktion.

Für jede Hauptdomäne D_k wird ein eigener Teilindikator berechnet. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis der erreichten Punkte zur Summe der anwendbaren Maximalpunkte innerhalb der jeweiligen Hauptdomäne:

$$D_k = \frac{\sum_{i \in k} P_i}{\sum_{i \in k} P_{i,max}}$$

mit

- D_k: Teilindikator der Hauptdomäne k,
- P_i: erreichte Punkte eines Kriteriums innerhalb der Domäne,
- $P_{i,max}$: maximal erreichbare Punkte des anwendbaren Kriteriums.

Nicht anwendbare Kriterien werden weder im Zähler noch im Nenner berücksichtigt. Dadurch wird verhindert, dass Standorte aufgrund nicht relevanter Funktionen benachteiligt werden. Die Nichtanwendbarkeit muss jedoch fachlich begründet und dokumentiert werden.

Die fünf Domänenwerte ermöglichen eine differenzierte Darstellung der Smart-Grid-Fähigkeit. Ein Standort kann beispielsweise hohe Werte im Bereich Datenmanagement und Systemtransparenz erreichen, gleichzeitig aber Defizite bei IT-Sicherheit oder Systemoperation aufweisen. Diese Unterschiede würden bei ausschließlicher Betrachtung eines Gesamtwerts nicht ausreichend sichtbar.

Die Aggregation auf Domänenebene unterstützt daher insbesondere:

- die Identifikation fachlicher Stärken und Schwächen,
- den Vergleich unterschiedlicher Standorte,
- die Ableitung prioritärer Entwicklungsmaßnahmen,
- die Darstellung unausgewogener Entwicklungsstände.

Die Gating-Kriterien beeinflussen die mathematische Berechnung der Domänenwerte nicht. Sie werden erst bei der qualitativen Einstufung in die Readiness Levels berücksichtigt.

5.6 Bildung des Gesamtindikators

Der Smart Grid Readiness Indicator wird als aggregierte Kennzahl zur quantitativen Beschreibung der Smart-Grid-Fähigkeit eines betrachteten Systems definiert. Er ergibt sich aus dem Verhältnis der insgesamt erreichten Punkte zu den insgesamt erreichbaren Punkten aller anwendbaren Kriterien:

$$SGRI = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{i,max}}$$

mit

- $SGRI$: Smart Grid Readiness Indicator,
- P_i: erreichte Punkte des Kriteriums i,
- $P_{i,max}$: maximal erreichbare Punkte des anwendbaren Kriteriums i,
- n: Anzahl der anwendbaren Kriterien.

Zur verständlicheren Darstellung wird der SGRI als Prozentwert ausgegeben:

$$SGRI_{\%} = SGRI * 100$$

Der Wertebereich liegt somit zwischen 0 % und 100 %. Ein hoher Wert zeigt an, dass ein großer Anteil der für den Standort relevanten Smart-Grid-Funktionen vollständig oder weitgehend umgesetzt ist. Ein niedriger Wert weist dagegen auf grundlegende technische, organisatorische oder betriebliche Defizite hin.

Die Berechnung berücksichtigt drei zentrale methodische Elemente:

1. Die Maximalpunkte zwischen 6 und 10 bilden die fachliche Gewichtung der Kriterien.
2. Die erreichten Punkte ergeben sich aus dem nachgewiesenen Erfüllungsgrad.
3. Nicht anwendbare Kriterien werden aus der erreichbaren Gesamtpunktzahl entfernt.

Dadurch bleibt der SGRI auf Standorte mit unterschiedlichen technischen Ausgangsbedingungen anwendbar. Gleichzeitig wird verhindert, dass spezialisierte Funktionen, die für einen bestimmten Anwendungsfall nicht relevant sind, den Gesamtindikator negativ beeinflussen.

Der SGRI ist jedoch nicht isoliert zu interpretieren. Ein hoher Gesamtwert kann unterschiedliche Verteilungen innerhalb der Hauptdomänen aufweisen. Daher sollten neben dem Gesamtindikator stets auch die fünf Domänenwerte und der Erfüllungsstatus der Gating-Kriterien ausgewiesen werden.

Eine vollständige Ergebnisdarstellung umfasst somit:

- den SGRI-Gesamtwert,
- die Teilindikatoren der fünf Hauptdomänen,
- die erreichte Readiness-Stufe,
- die erfüllten und nicht erfüllten Gating-Kriterien,
- wesentliche Stärken und Entwicklungsbedarfe.

5.7 Smart Grid Readiness Levels

Zur qualitativen Interpretation des numerischen Gesamtindikators wird der SGRI durch vier Smart Grid Readiness Levels ergänzt. Diese bilden aufeinander aufbauende Entwicklungsstufen und beschreiben, in welchem Umfang die technischen, organisatorischen und betrieblichen Voraussetzungen für intelligente Netzfunktionen vorhanden sind.

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden folgende Stufen unterschieden:

- **Level D – Nicht bereit**
- **Level C – Basis**
- **Level B – Betriebsbereit**
- **Level A – Smart-Grid-Ready**

Die Einstufung erfolgt anhand einer Kombination aus dem erreichten SGRI-Wert und der Erfüllung der für die jeweilige Stufe definierten Gating-Kriterien. Ein prozentualer Schwellenwert allein reicht nicht aus, da er nicht gewährleistet, dass grundlegende Systemfähigkeiten vorhanden sind.

- **Level D – Nicht bereit**

Level D beschreibt Standorte, an denen nur einzelne digitale Komponenten oder lokale Messsysteme vorhanden sind. Die Systeme arbeiten weitgehend isoliert, eine systemweite Kommunikation ist nicht oder nur eingeschränkt vorhanden und betriebliche Entscheidungen erfolgen überwiegend manuell.

Typische Merkmale sind:

- lokale oder punktuelle Messung,
- einzelne digitale Komponenten,
- keine durchgängige Systemkommunikation,
- geringer Automatisierungsgrad,
- hoher manueller Betriebsaufwand,
- fehlende oder unvollständige Systemdokumentation.

Standorte dieser Stufe verfügen noch nicht über die notwendigen Grundlagen für eine systematische Nutzung intelligenter Netzfunktionen.

- **Level C – Basis**

Level C kennzeichnet Standorte, bei denen grundlegende digitale und kommunikative Voraussetzungen geschaffen wurden. Digitale Messwerte stehen in Teilen zur Verfügung und erste Kommunikations- und Datenverarbeitungsstrukturen sind vorhanden.

Typische Merkmale sind:

- digitale Messwerterfassung,
- grundlegende Kommunikationsinfrastruktur,
- erste Messwertverarbeitung,
- grundlegende Systemtransparenz,
- sichere Kommunikation in Teilbereichen,
- Grundlagen für Netzüberwachung und Lastmanagement.

Auf dieser Stufe liegt die technische Basis für weiterführende Smart-Grid-Funktionen vor. Die operative Steuerung und Automatisierung sind jedoch noch begrenzt.

- **Level B – Betriebsbereit**

Level B beschreibt Standorte, bei denen zentrale Smart-Grid-Funktionen bereits im operativen Betrieb genutzt werden können. Mess-, Kommunikations- und Datenstrukturen sind miteinander verbunden und ermöglichen aktive Steuerungs- und Optimierungsfunktionen.

Typische Merkmale sind:

- kontinuierliche Netzüberwachung,
- Leitsystemintegration,
- Last- und Einspeisemanagement,
- Flexibilitätsintegration,
- automatisierte Teilfunktionen,
- steuerbare Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen,
- gesicherte Kommunikations- und Zugriffsstrukturen.

Standorte dieser Stufe können verfügbare Flexibilitäten gezielt einsetzen und erste netzdienliche oder marktbezogene Anwendungen umsetzen.

- **Level A – Smart-Grid-Ready**

Level A kennzeichnet Standorte mit einer hohen funktionalen Reife, einer umfassenden Systemintegration und einem hohen Automatisierungsgrad. Die vorhandenen Daten-, Kommunikations- und Steuerungsstrukturen ermöglichen eine dynamische und weitgehend automatisierte Betriebsführung.

Typische Merkmale sind:

- digitale und automatisierte Betriebsführung,
- Netzoptimierung in Echtzeit,
- KI-gestützte Analyse- und Steuerungsverfahren,
- kurative Betriebsführungsstrategien,
- Energy Sharing,
- lokale Flexibilitätsmärkte,
- koordinierte Nutzung verteilter Energieressourcen,
- hohe Resilienz und Wiederherstellungsfähigkeit.

Diese Stufe beschreibt ein intelligent vernetztes, datengetriebenes und flexibel steuerbares Energiesystem, das sowohl netzdienliche als auch marktdienliche Anwendungen unterstützt.

Abbildung 16 stellt die vier Readiness Levels und ausgewählte Funktionen beziehungsweise Anwendungsmöglichkeiten schematisch dar.

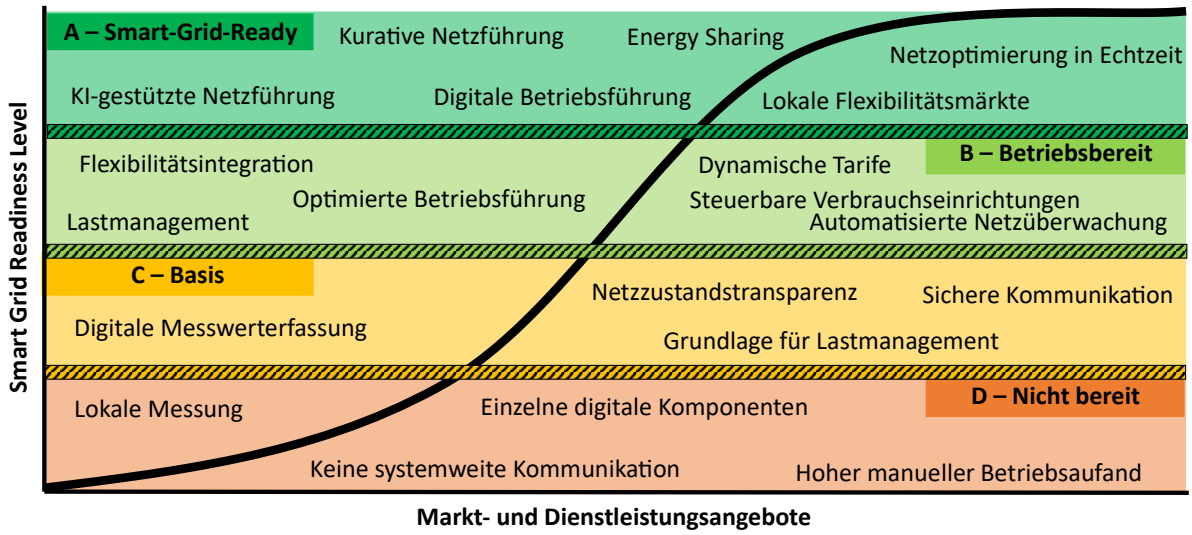


Abbildung 16 Smart Grid Readiness Levels und beispielhafte technische, betriebliche, marktdienliche und netzdienliche Anwendungen

Die Abbildung 16 verdeutlicht, dass mit steigender Readiness-Stufe nicht nur die Anzahl vorhandener Technologien zunimmt. Entscheidend ist vielmehr deren systematische Integration und operative Nutzung. Während in den unteren Stufen die digitale Erfassung und Transparenz im Vordergrund stehen, ermöglichen höhere Stufen die aktive Steuerung von Flexibilitäten, automatisierte Betriebsprozesse und die Teilnahme an weiterführenden Energie- und Flexibilitätsmärkten.

Die endgültige Zuordnung eines Standorts zu einem Readiness Level erfolgt somit in zwei Schritten:

1. Ermittlung des numerischen SGRI anhand der erreichten und anwendbaren Maximalpunkte.
2. Prüfung, ob die für die jeweilige Stufe definierten Gating-Kriterien erfüllt sind.

Ist der erforderliche SGRI-Wert erreicht, aber mindestens ein wesentliches Gating-Kriterium der Stufe nicht erfüllt, wird der Standort der nächstniedrigeren zulässigen Stufe zugeordnet. Dadurch wird eine fachlich konsistente und technisch plausible Einstufung gewährleistet.

Die Smart Grid Readiness Levels ergänzen den numerischen Gesamtindikator um eine anschauliche qualitative Interpretation. Sie erleichtern die Kommunikation der Ergebnisse, unterstützen das Benchmarking unterschiedlicher Standorte und ermöglichen die Ableitung konkreter Entwicklungspfade für den weiteren Ausbau intelligenter Energieinfrastrukturen.

6 Exemplarische Anwendung und Plausibilisierung

6.1 Auswahl und Beschreibung der Anwendungsfälle

Für die exemplarische Anwendung und Plausibilitätsprüfung wurde eine Tischlerei aus dem produzierenden Gewerbe ausgewählt. Die Betrachtung eines einzelnen Unternehmens anstelle eines vollständigen Gewerbegebiets oder Industrieparks ist durch den zeitlichen Rahmen der Studie und die begrenzte Verfügbarkeit standortübergreifender Daten begründet. Der Anwendungsfall dient nicht der realen Zertifizierung des Unternehmens, sondern der nachvollziehbaren Demonstration der Bewertungsmethodik.

Das Unternehmen verfügt über eine Photovoltaikanlage mit rund 120 kWp bei einer maximalen betrieblichen Last von etwa 60 kW. Rund 30 % der erzeugten Energie werden derzeit selbst genutzt. Ergänzend ist ein Batteriespeicher mit 40 kW Leistung und 20 kWh Kapazität installiert. Da die bisherige Einspeisevergütung der Bestandsanlage perspektivisch ausläuft, besteht ein wirtschaftliches Interesse, den Eigenverbrauch zu erhöhen und verbleibende Überschüsse künftig beispielsweise über Energy Sharing mit benachbarten Unternehmen zu nutzen.

Flexibilitätspotenziale ergeben sich aus dem Batteriespeicher, drei steuerbaren Ladepunkten sowie teilweise zeitlich verschiebbaren Produktionsprozessen. Das vorhandene Energiemanagementsystem kann die Ladeleistung begrenzen und Ladevorgänge an die lokale Erzeugung und den betrieblichen Verbrauch anpassen. Perspektivisch könnten auch einzelne Bearbeitungsprozesse stärker an das PV-Angebot gekoppelt werden.

Zur Mess- und Dateninfrastruktur gehören intelligente Messeinrichtungen mit Smart Meter Gateway sowie zusätzliche Messgeräte an einzelnen Anlagen. Die Messdaten werden in einer InfluxDB gespeichert und über Node-RED sowie Python-Skripte in Docker-Umgebungen verarbeitet. Die Visualisierung erfolgt über Grafana. Die Anwendungen sind auf das interne Unternehmensnetzwerk beschränkt. Ausgewählte Ansichten können über einen Gastzugang aufgerufen werden. Eine vollständige Dokumentation der Benutzerrollen und Zugriffsrechte liegt jedoch nicht vor.

Für einzelne Kriterien fehlen belastbare Angaben, insbesondere zu kryptografischen Verfahren, Zertifikats- und Schlüsselmanagement, Netzsegmentierung, Sicherheitsüberwachung, Notfallkonzepten und standardisierten Kommunikationsprotokollen. Um die Bewertungsmethodik vollständig anwen-

den zu können, werden diese Bereiche durch plausible Annahmen ergänzt. Dabei wird zwischen bereitgestellten Informationen, angenommenen Systemmerkmalen und nicht anwendbaren Kriterien unterschieden. Nicht belegte Funktionen werden nicht automatisch als vollständig erfüllt bewertet.

Der Anwendungsfall ist geeignet, weil bereits mehrere Smart-Grid-relevante Komponenten vorhanden sind, zugleich aber erkennbare Entwicklungsbedarfe bei Systemintegration, Informationssicherheit, Datenmanagement und automatisierter Betriebsführung bestehen. Dadurch lassen sich sowohl die Berechnung des SGRI als auch die Wirkung der Gating-Kriterien und die anschließende Interpretation der Ergebnisse exemplarisch darstellen.

6.2 Durchführung der Bewertung

Die exemplarische Bewertung wurde auf Ebene der einzelnen Funktionen des Kriterienkatalogs durchgeführt. Grundlage bildeten die vorliegenden Angaben zur Energie-, Mess-, Daten-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur des Unternehmens. Fehlende Informationen wurden durch technisch plausible Annahmen ergänzt und bei der Bewertung entsprechend gekennzeichnet. Die Anwendung stellt daher keine auditierte Unternehmensbewertung dar, sondern dient der nachvollziehbaren Demonstration der entwickelten Methodik.

Im ersten Schritt wurde für jedes Kriterium geprüft, ob es auf den betrachteten Standort anwendbar ist. Kriterien, deren technische oder strukturelle Voraussetzungen nicht gegeben sind, wurden als nicht anwendbar eingestuft. Dies betrifft im vorliegenden Anwendungsfall insbesondere die Insel- und Notbetriebsfähigkeit sowie die Verwaltung mehrerer Netzanschlusspunkte. Diese Kriterien wurden nicht mit null Punkten bewertet, sondern aus der erreichbaren Gesamtpunktzahl herausgenommen.

Anschließend wurde der Umsetzungsgrad der anwendbaren Kriterien anhand der in Kapitel 5 definierten fünfstufigen Bewertungsskala bestimmt. Dabei wurden 0 % der Maximalpunkte für nicht erfüllte, 25 % für ansatzweise erfüllte, 50 % für teilweise erfüllte, 75 % für weitgehend erfüllte und 100 % für vollständig erfüllte Funktionen vergeben.

Als vollständig erfüllt wurden nur Funktionen bewertet, deren Umsetzung aus den vorliegenden Informationen eindeutig hervorging. Waren Funktionen grundsätzlich vorhanden, jedoch nur teilweise integriert, unvollständig dokumentiert oder nicht durch belastbare Nachweise belegt, wurde ein Erfüllungsgrad von 50 % beziehungsweise 75 % angesetzt. Nicht nachweisbare Funktionen wurden nicht automatisch als erfüllt gewertet.

Für die Bewertung wurden insbesondere folgende Annahmen getroffen:

- Das Smart Meter Gateway ist ordnungsgemäß installiert und grundsätzlich betriebsbereit.
- Das interne Unternehmensnetz ist durch eine Firewall vom öffentlichen Netz getrennt.
- Für Node-RED, InfluxDB und Grafana bestehen grundlegende Benutzerrollen, jedoch kein vollständig dokumentiertes Rollen- und Berechtigungskonzept.
- Eine systemübergreifend geprüfte Zeitführung liegt nicht vor.
- Das Energiemanagementsystem steuert Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur, bindet die Produktionsmaschinen jedoch noch nicht umfassend ein.
- Ein formalisiertes Informationssicherheitsmanagement, eine zentrale Sicherheitsüberwachung sowie dokumentierte Wiederanlauf- und Notfallprozesse sind nicht vorhanden.
- Die Steuerung der Ladepunkte erfolgt über das Energiemanagementsystem; eine nachgewiesene CLS-Anbindung über das Smart Meter Gateway liegt nicht vor.

Die Bewertung der einzelnen Funktionen erfolgte anhand der im Kriterienkatalog hinterlegten Bewertungsarten, Nachweisarten und Bewertungsmethoden. Dokumentarische Kriterien wurden anhand vorhandener oder angenommener Unterlagen bewertet, technische Kriterien anhand der beschriebenen Systemfunktionen und hybriden Kriterien anhand einer Kombination aus Dokumentation und technischer Umsetzung.

Im Anschluss wurden die erreichten Punkte je Kriterium bestimmt, zu Domänenwerten aggregiert und zum Smart Grid Readiness Indicator zusammengeführt. Zusätzlich wurde geprüft, welche Gating-Kriterien erfüllt sind und welche Readiness-Stufe unter Berücksichtigung dieser Mindestanforderungen erreicht werden kann. Die Ergebnisse dieser Berechnung werden im folgenden Unterkapitel dargestellt.

6.3 Ergebnisse der exemplarischen Bewertung

Die exemplarische Bewertung ergibt für den betrachteten Unternehmensstandort insgesamt **126,5 von 277 anwendbaren Punkten**. Daraus resultiert ein Smart Grid Readiness Indicator von:

$$SGRI = \frac{126{,}5}{277} * 100 = 45{,}7\%$$

Bewertung der einzelnen Funktionen

Die Bewertung wurde zunächst auf Ebene der einzelnen Funktionen ausgewertet. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die erreichten Punkte jeder Funktion auf ihre jeweilige Maximalpunktzahl bezogen. Abbildung 17 stellt die daraus resultierenden normierten Erfüllungsgrade dar. Kriterien, die für den betrachteten Standort nicht anwendbar sind, wurden aus der Berechnung ausgeschlossen.

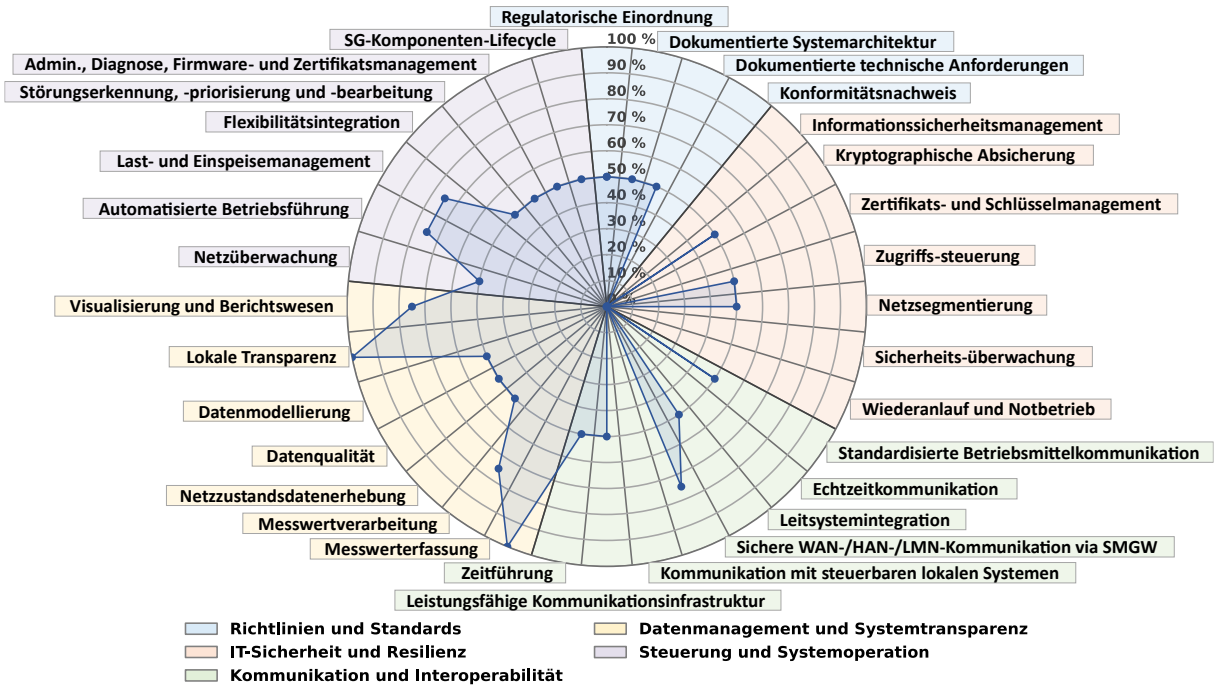


Abbildung 17 Normierter Erfüllungsgrad der einzelnen Funktionen im betrachteten Anwendungsfall

Die Darstellung verdeutlicht ein stark differenziertes Funktionsprofil. Hohe Erfüllungsgrade werden insbesondere bei der Messwerterfassung, der lokalen Transparenz, der Messwertverarbeitung sowie beim Last- und Einspeisemanagement und der Flexibilitätsintegration erreicht. Diese Ergebnisse spiegeln die bereits vorhandene Mess-, Daten- und Energiemanagementinfrastruktur des Unternehmens wider.

Mittlere Erfüllungsgrade zeigen sich unter anderem bei der dokumentierten Systemarchitektur, der kryptographischen Absicherung, der Zugriffssteuerung, der Leitsystemintegration, der Netzüberwachung und der automatisierten Betriebsführung. In diesen Bereichen bestehen bereits technische Ansätze, jedoch fehlen teilweise eine vollständige Integration, belastbare Nachweise oder dokumentierte Prozesse.

Geringe beziehungsweise keine Erfüllung besteht insbesondere beim Konformitätsnachweis, beim Informationssicherheitsmanagement, beim Zertifikats- und Schlüsselmanagement, bei der Sicherheitsüberwachung, beim Wiederanlauf und Notbetrieb sowie bei der Echtzeitkommunikation. Diese Defizite betreffen vor allem formalisierte Sicherheits-, Dokumentations- und Resilienzanforderungen.

Ergebnisse der Hauptdomänen

Die höchste Bewertung wird in der Hauptdomäne **Datenmanagement und Systemtransparenz** mit 70,3 % erreicht. Ausschlaggebend sind die vorhandene Messwerterfassung, die Speicherung der Daten

in einer Zeitreihendatenbank sowie deren Verarbeitung und Visualisierung über Node-RED, Python und Grafana. Einschränkungen bestehen bei der systematischen Datenqualität, der standardisierten Datenmodellierung und der umfassenden Erhebung von Netzzustandsdaten.

Die Hauptdomäne **Steuerung und Systemoperation** erreicht 57,8 %. Positiv wirken sich das vorhandene Energiemanagementsystem, die Steuerung des Batteriespeichers und das Lademanagement der Ladepunkte aus. Eine umfassende automatisierte Betriebsführung und ein vollständig integriertes Störungs- und Lebenszyklusmanagement sind jedoch noch nicht vorhanden.

Für **Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität** ergibt sich ein Wert von 41,4 %. Die lokale Kommunikationsinfrastruktur und die Verbindung der Mess-, Daten- und Energiemanagementsysteme bilden eine geeignete Ausgangsbasis. Defizite bestehen insbesondere bei der standardisierten Kommunikation, der Echtzeitkommunikation, der vollständigen Leitsystemintegration und der nachgewiesenen CLS-Anbindung.

Die Hauptdomäne **Richtlinien und Standards** erreicht 35,0 %. Zwar wird von grundlegenden technischen Unterlagen und regulatorischen Kenntnissen ausgegangen, jedoch fehlen eine konsolidierte Systemarchitektur, vollständige technische Anforderungsdokumentationen und belastbare Konformitätsnachweise.

Den niedrigsten Wert erreicht **IT-Sicherheit und Resilienz** mit 22,0 %. Die Beschränkung der Anwendungen auf das interne Unternehmensnetz sowie grundlegende Benutzerrollen stellen erste Schutzmaßnahmen dar. Ein formalisiertes Informationssicherheitsmanagement, ein dokumentiertes Zertifikats- und Schlüsselmanagement, eine zentrale Sicherheitsüberwachung und getestete Wiederanlaufkonzepte sind jedoch nicht nachgewiesen.

Die aggregierten Ergebnisse der fünf Hauptdomänen sind in einer Radar- oder Balkengrafik in Abbildung 18 dargestellt.

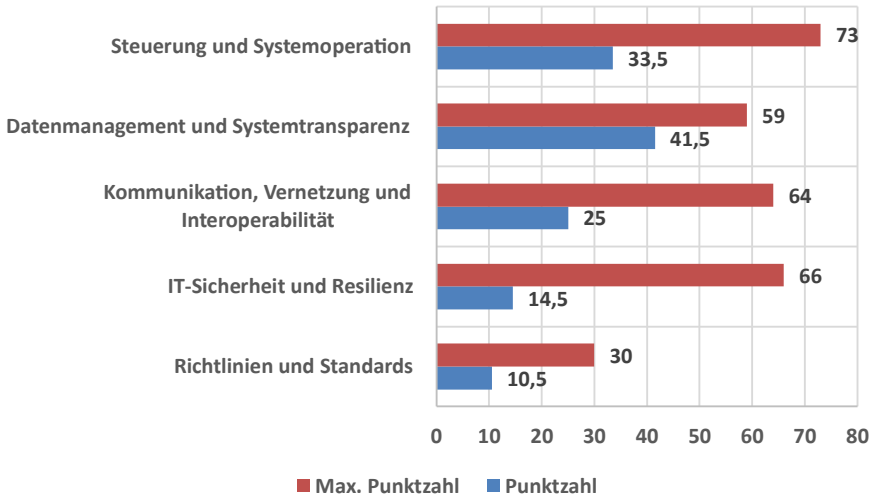


Abbildung 18 Aggregierte Ergebnisse der fünf Hauptdomänen

Erfüllung der Gating-Kriterien

Für die Beurteilung der Gating-Kriterien wurde festgelegt, dass ein Kriterium ab einem Erfüllungsgrad von mindestens 75 % als erfüllt gilt. Damit werden folgende Gating-Kriterien erfüllt:

- Messwerterfassung,
- Messwertverarbeitung,
- sichere Kommunikation zwischen WAN, HAN und LMN über das Smart Meter Gateway,
- Last- und Einspeisemanagement,
- Flexibilitätsintegration.

Mehrere grundlegende Gating-Kriterien sind dagegen nicht oder nur teilweise erfüllt. Hierzu zählen insbesondere:

- regulatorische Einordnung,
- dokumentierte Systemarchitektur,
- Konformitätsnachweis,
- Informationssicherheitsmanagement,
- Zertifikats- und Schlüsselmanagement,
- Zugriffssteuerung,
- Netzsegmentierung,
- Leitsystemintegration,
- Netzüberwachung,
- Wiederanlauf und Notbetrieb.

Trotz eines rechnerischen SGRI von 45,7 % wird der Standort aufgrund der nicht erfüllten grundlegenden Mindestanforderungen dem Smart Grid Readiness Level D – Nicht bereit zugeordnet. Insbesondere Defizite in den Bereichen Informationssicherheitsmanagement, Systemdokumentation, Leitsystemintegration und Resilienz begrenzen die erreichbare Readiness-Stufe. Gleichzeitig zeigen die vorhandene Mess-, Daten- und Steuerungsinfrastruktur, dass bereits eine belastbare technische Ausgangsbasis für die weitere Entwicklung vorhanden ist.

6.4 Plausibilisierung und Diskussion der Ergebnisse

Das Ergebnis erscheint vor dem Hintergrund der beschriebenen technischen Ausgangssituation grundsätzlich plausibel. Der Standort verfügt bereits über mehrere digitale Einzelkomponenten und erste integrierte Energiemanagementfunktionen. Insbesondere die PV-Anlage, der Batteriespeicher, die steuerbare Ladeinfrastruktur sowie die vorhandene Mess- und Datenplattform schaffen eine gute Ausgangsbasis für die weitere Entwicklung. Gleichzeitig fehlt jedoch noch eine durchgängige, dokumentierte und sicherheitstechnisch abgesicherte Systemintegration.

Der vergleichsweise hohe Wert in der Hauptdomäne Datenmanagement und Systemtransparenz ist nachvollziehbar, da Messwerte bereits dezentral erfasst, gespeichert, verarbeitet und visualisiert werden. Die vorhandene Infrastruktur ermöglicht dem Unternehmen einen guten Einblick in Erzeugung und Verbrauch. Die Bewertung zeigt jedoch auch, dass die reine Verfügbarkeit von Daten nicht automatisch mit vollständiger Systemtransparenz gleichzusetzen ist. Für weiterführende Netz- und Steuerungsfunktionen wären unter anderem eine systematische Datenqualitätsprüfung, eine standardisierte Datenmodellierung und eine umfassendere Messpunktabdeckung erforderlich.

Auch der Wert für Steuerung und Systemoperation ist fachlich plausibel. Das Energiemanagementsystem kann den Batteriespeicher und die Ladepunkte bereits steuern und damit einen Teil der vorhandenen Flexibilität nutzen. Die Produktionsmaschinen und betrieblichen Prozesse sind jedoch noch nicht umfassend in die Steuerungslogik eingebunden. Die Flexibilitätsnutzung beschränkt sich daher überwiegend auf einzelne Anlagen und stellt noch keine vollständig koordinierte Betriebsführung dar.

Der niedrige Wert im Bereich IT-Sicherheit und Resilienz verdeutlicht eine für kleine und mittlere Unternehmen typische Schwachstelle. Technische Anwendungen können bereits in einem hohen Maß digitalisiert sein, ohne dass gleichzeitig formalisierte Sicherheitsprozesse, dokumentierte Berechtigungskonzepte oder Wiederherstellungsverfahren vorhanden sind. Die Beschränkung auf das interne Netzwerk stellt zwar eine grundlegende Schutzmaßnahme dar, ersetzt jedoch kein umfassendes Sicherheitskonzept. Gerade für eine zukünftige externe Vernetzung, beispielsweise im Rahmen von

Energy Sharing, würde die Bedeutung von Zugriffsschutz, Zertifikatsmanagement, Sicherheitsüberwachung und Notfallvorsorge weiter zunehmen.

Die Gating-Logik beeinflusst das Ergebnis deutlich. Rein rechnerisch liegt der SGRI mit 45,7 % in einem Bereich, der auf eine bereits vorhandene Grunddigitalisierung hinweist. Die Zuordnung zu Level D zeigt jedoch, dass der numerische Gesamtwert allein nicht ausreicht, um die tatsächliche Smart-Grid-Fähigkeit zu beurteilen. Einzelne gut ausgeprägte Funktionen können grundlegende Defizite bei Informationssicherheit, Systemarchitektur oder Interoperabilität nicht kompensieren. Diese Wirkung entspricht der Zielsetzung der Gating-Kriterien und erscheint fachlich sinnvoll.

Gleichzeitig zeigt die exemplarische Anwendung, dass die Definition der Gating-Kriterien und ihrer Erfüllungsschwellen einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis besitzt. Insbesondere bei kleinen Unternehmen kann eine vollständige Erfüllung formaler Anforderungen unverhältnismäßig anspruchsvoll sein. Die angesetzte Schwelle von 75 % stellt einen Kompromiss dar: Sie verlangt eine weitgehend belastbare Umsetzung, ohne für jedes Kriterium eine vollständige Erfüllung vorauszusetzen. Diese Schwelle sollte in weiteren Anwendungen auf unterschiedliche Standorttypen geprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Die Bewertung wird zudem durch die teilweise angenommene Datenlage beeinflusst. Vor allem die Einordnung der Smart-Meter-Gateway-Kommunikation, der Zugriffssteuerung, der Netzsegmentierung und der Zeitführung beruht nicht auf vollständigen technischen Nachweisen. Das Ergebnis ist daher als methodisches Anwendungsbeispiel und nicht als auditierte Bewertung des Unternehmens zu verstehen. Eine reale Anwendung würde eine Dokumentenprüfung, technische Systemtests und Fachinterviews mit den verantwortlichen Personen erfordern.

Aus dem Ergebnis lassen sich konkrete Entwicklungsschritte ableiten. Vorrangig wären:

- die Dokumentation der Systemarchitektur und der technischen Schnittstellen,
- die Einführung eines angemessenen Informationssicherheitsmanagements,
- die Dokumentation von Rollen, Zugriffsrechten und Netzwerksegmentierung,
- die Absicherung und Prüfung der Zertifikats- und Schlüsselverwaltung,
- die stärkere Integration der Mess-, Energie- und Steuerungssysteme,
- die Einbindung weiterer steuerbarer Produktionsanlagen,
- die Einführung einer systematischen Datenqualitätsprüfung,
- die Entwicklung von Störungs-, Wiederanlauf- und Notfallprozessen.

Durch diese Maßnahmen könnte der Standort zunächst die Voraussetzungen für Level C – Basis schaffen. Aufbauend darauf wären eine umfassendere Netzüberwachung, eine standardisierte Leitsystemintegration und die koordinierte Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten erforderlich, um Level B zu erreichen. Energy Sharing und weiterführende marktdienliche Anwendungen wären insbesondere dann realistisch, wenn neben den internen technischen Voraussetzungen auch benachbarte Unternehmen, Messstellenbetreiber und weitere Marktakteure in eine sichere und interoperable Kommunikations- und Abrechnungsstruktur eingebunden werden.

Insgesamt bestätigt die exemplarische Anwendung die grundsätzliche Anwendbarkeit der Bewertungsmethodik. Der Kriterienkatalog ermöglicht sowohl die Berechnung eines Gesamtindikators als auch die differenzierte Identifikation von Stärken und Defiziten. Besonders hilfreich ist die Kombination aus Domänenwerten, Einzelkriterien und Gating-Kriterien. Gleichzeitig zeigt die Anwendung, dass die Plausibilität der Ergebnisse wesentlich von einer eindeutigen Abgrenzung nicht anwendbarer Kriterien, einer belastbaren Nachweisführung und einer transparenten Kennzeichnung getroffener Annahmen abhängt.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der Studie war die Entwicklung eines Smart Grid Readiness Indicators zur systematischen Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks. Hierzu wurden bestehende Smart-Grid-Architektur-, Reifegrad- und Funktionsmodelle sowie relevante Normen, technische Richtlinien und regulatorische Vorgaben analysiert. Darauf aufbauend entstand ein funktionsorientierter und technologieoffener Kriterienkatalog, der technische, informationelle, organisatorische und regulatorische Voraussetzungen intelligenter Energieinfrastrukturen abbildet.

Der Kriterienkatalog umfasst die fünf Hauptdomänen Richtlinien und Standards, IT-Sicherheit und Resilienz, Kommunikation, Vernetzung und Interoperabilität, Datenmanagement und Systemtransparenz sowie Steuerung und Systemoperation. Bewertet wird nicht das Vorhandensein bestimmter Produkte oder Herstellerlösungen, sondern der nachgewiesene Umsetzungsgrad definierter Smart-Grid-Funktionen.

Die Ausrichtung des SGRI steht im Einklang mit aktuellen regulatorischen Entwicklungen. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in ihrer Festlegung zur Qualitätsregulierung vom 13. Juli 2026 vier Dimensionen der Digitalisierung von Verteilernetzbetreibern. Die Dimension Smart Grids wird für diesen Zweck insbesondere über die Beobachtbarkeit des Netzzustands und die Steuerbarkeit von Anlagen bestimmt. Gleichzeitig weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass der Smart-Grid-Begriff weitere Aspekte umfassen kann [64].

Die in der Festlegung betrachteten Funktionen werden im SGRI durch Kriterien zur Messwerterfassung, Netzzustandsdatenerhebung, Datenqualität, Netzüberwachung, Anlagensteuerung, Flexibilitätsintegration, Leitsystemintegration und Kommunikation mit steuerbaren lokalen Systemen abgebildet. Der SGRI geht jedoch über diese regulatorische Schwerpunktsetzung hinaus, indem Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit als Ergebnis des Zusammenwirkens von Systemdokumentation, Kommunikation, Interoperabilität, Datenmanagement, Informationssicherheit und Resilienz bewertet werden.

Ergänzend zum Kriterienkatalog wurde eine Bewertungsmethodik entwickelt. Die Funktionen werden anhand ihres nachgewiesenen Umsetzungsgrads und ihrer fachlich begründeten Maximalpunktzahl bewertet. Nicht anwendbare Kriterien werden aus der erreichbaren Gesamtpunktzahl ausgeschlossen. Die Einzelbewertungen werden zu Domänenwerten und einem Gesamtindikator aggregiert. Gating-Kriterien stellen sicher, dass höhere Smart Grid Readiness Levels nur erreicht werden können, wenn

grundlegende Voraussetzungen für einen sicheren, interoperablen und zuverlässigen Betrieb erfüllt sind.

Die exemplarische Anwendung auf eine Tischlerei aus dem produzierenden Gewerbe diente der Plausibilisierung des Ansatzes. Der Standort verfügt über eine Photovoltaikanlage, einen Batteriespeicher, steuerbare Ladeinfrastruktur, ein Energiemanagementsystem sowie eine Mess- und Datenplattform. Die Bewertung ergab einen SGRI von 45,7 %. Stärken zeigten sich insbesondere in den Hauptdomänen Datenmanagement und Systemtransparenz sowie Steuerung und Systemoperation.

Entwicklungsbedarf bestand vor allem bei IT-Sicherheit und Resilienz, technischer und regulatorischer Dokumentation sowie standardisierter Systemintegration. Grundlegende Anforderungen an Informationssicherheitsmanagement, Zertifikats- und Schlüsselmanagement, Sicherheitsüberwachung, Wiederanlaufkonzepte und Konformitätsnachweise waren nicht oder nur teilweise erfüllt. Aufgrund dieser Defizite wurde der Standort dem Smart Grid Readiness Level D zugeordnet. Das Ergebnis zeigt, dass fortgeschrittene Einzelfunktionen fehlende Grundlagen für einen sicheren und strukturierten Betrieb nicht vollständig kompensieren können.

Die Anwendung bestätigt die grundsätzliche Anwendbarkeit und fachliche Plausibilität des SGRI. Die Kombination aus Funktionsbewertung, Domänenwerten, Gesamtindikator und Gating-Struktur ermöglicht eine nachvollziehbare Einordnung des technischen Entwicklungsstands sowie die Identifikation prioritärer Maßnahmen. Die Aussagekraft der Bewertung hängt jedoch wesentlich von der Qualität und Vollständigkeit der verfügbaren Informationen und Nachweise ab.

Aufgrund des begrenzten zeitlichen Rahmens konnte die Methodik bislang nur auf einen Unternehmensstandort angewendet werden. Eine umfassende Prüfung anhand unterschiedlicher Gewerbegebiete, Kundennetze und Industrieparks sowie verschiedener Betreiberrollen war nicht möglich. Die Ergebnisse stellen daher keine empirische Validierung der Bewertungsmethodik dar.

In zukünftigen Untersuchungen sollte der Kriterienkatalog auf strukturell unterschiedliche Standorte übertragen werden. Hierzu zählen insbesondere Anwendungsfälle mit mehreren Netzanschlusspunkten, gemeinsamen Energieinfrastrukturen, größeren Erzeugungs- und Speicheranlagen, komplexen Produktionsprozessen und unterschiedlichen Betreiberstrukturen. Eine breitere Anwendung würde die Überprüfung und Weiterentwicklung von Bewertungsmaßstäben, Maximalpunkten, Gating-Kriterien und Schwellenwerten ermöglichen.

Darüber hinaus sollte untersucht werden, wie unterschiedliche Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle in die Bewertung einbezogen werden können. Dazu gehören beispielsweise Energy Sharing, lokale

Flexibilitätsmärkte, netzdienliches Lastmanagement, Direktvermarktung, dynamische Tarife und Systemdienstleistungen. Der SGRI könnte dadurch ergänzend aufzeigen, welche betrieblichen, marktdienlichen und netzdienlichen Anwendungen auf Grundlage vorhandener Systemfähigkeiten realisierbar sind.

Weiteres Entwicklungspotenzial besteht bei wirtschaftlichen und organisatorischen Aspekten. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf die technische und funktionale Smart-Grid-Fähigkeit. Investitionsbedarf, Wirtschaftlichkeit, Betreiberkompetenzen, personelle Ressourcen und organisatorische Reife könnten in Folgestudien als ergänzende Bewertungsmodule berücksichtigt werden.

Auch die Bewertungsmethodik sollte anhand einer breiteren Datengrundlage überprüft werden. Strukturierte Expertenbefragungen, Sensitivitätsanalysen oder multikriterielle Verfahren könnten zur Überprüfung der Maximalpunkte, Gating-Kriterien und Schwellenwerte beitragen. Eine digitale Umsetzung des Kriterienkatalogs könnte zudem Datenerhebung, Nachweisführung, Berechnung, Visualisierung und regelmäßige Neubewertung erleichtern.

Insgesamt stellt der Smart Grid Readiness Indicator einen strukturierten Ansatz zur funktionsorientierten Bewertung der Smart-Grid-Fähigkeit von Gewerbegebieten, Kundennetzen und kleineren Industrieparks dar. Er schafft eine gemeinsame Bewertungsgrundlage, macht vorhandene Systemfähigkeiten und Defizite transparent und unterstützt die schrittweise Weiterentwicklung intelligenter Energieinfrastrukturen. Eine breitere Anwendung auf reale Standorte bietet das Potenzial, die Methodik weiter zu schärfen und zu einem praxisnahen Bewertungs- und Planungsinstrument auszubauen.

8 Literatur

[1] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC Smart Grid Standardization Roadmap, Geneva, Switzerland, 2010.

[2] G. W. Arnold, D. A. Wollman, G. FitzPatrick, D. Prochaska, D. Holmberg, D. H. Su, A. R. Hefner Jr., N. T. Gol-mie, T. L. Brewer, M. Bello und P. A. Boynton, NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0, Gaithersburg, MD, USA: National Institute of Standards and Technology, Jan. 2010. doi: 10.6028/NIST.sp.1108

[3] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, SGAM Framework Document, Brussels, Belgium, 2012.

[4] The SGMM Team, SGMM Model Definition: A Framework for Smart Grid Transformation, Version 1.2, Tech-nical Report CMU/SEI-2011-TR-025, Carnegie Mellon University, Software Engineering Institute, Pittsburgh, PA, USA, Sep. 2011.

[5] Alhamad, M. Dillon, and T. Diamantopoulou, “A Survey on Application of Maturity Models for Smart Grid: Review of the State-of-the-Art,” Energies, vol. 14, no. 21, pp. 1–29, 2021, doi: 10.3390/en14217095.

[6] M. Uslar and J. Masurkewitz, “A Survey on Application of Maturity Models for Smart Grid: Review of the State-of-the-Art,” in Proc. IEEE International Energy Conference, 2016, pp. 1–10.

[7] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, Smart Grid Reference Architecture, Brussels, Belgium, 2012.

[8] Bergische Universität Wuppertal, „Cyber Physical Systems (CPS),“ Informatik an der Bergischen Universität Wuppertal. [Online]. Verfügbar: https://cs.uni-wuppertal.de/de/forschung/cyber-physical-systems-cps/. [Zugriff: 20. Juli 2026].

[9] S. Faller, J. Schütz, A. Bogensperger, and M. Uslar, Anwendungshilfe SGAM: Smart Grid Use Cases modellieren. Munich, Germany: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020. [Online]. Verfügbar: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/08/Anwendungshilfe-SGAM.pdf

[10] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, SGAM User Manual—Applying, Testing and Refining the Smart Grid Architecture Model (SGAM), Version 3.0, Brussels, Belgium: CEN-CENELEC-ETSI, 2014. [Online]. Verfügbar: https://syc-se.iec.ch/wp-content/uploads/2019/10/SGCG_Methodology_SGAMUserManual.pdf

[11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), Berlin, Deutschland.

[12] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Technische Richtlinie TR-03109 – Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Mess-systems, Bonn, Deutschland.

[13] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (PP-0073), Bonn, Deutschland.

[14] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Protection Profile for Security Module of a Smart Meter Gateway (PP-0077), Bonn, Deutschland.

[15]Netze BW GmbH, „Registrierende Lastgangmessung (RLM),“ Netze BW. [Online]. Verfügbar: https://www.netze-bw.de/zaehler/stromzaehler/registrierende-lastgangmessung. [Zugriff: 27. Juli 2026].

[16] Bundesnetzagentur, „Roll-out intelligenter Messsysteme,“ Bonn, Deutschland, aktualisiert am 27. März 2026. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html

[17] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, „Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt,“ Amtsblatt der Europäischen Union, L 158, S. 125–199, 14. Juni 2019.

[18] Bundesnetzagentur, „Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG,“ Bonn, Deutschland, 27. Nov. 2023. [Online]. Zugriff: 13. Juli 2026.

[19] Bundesrepublik Deutschland, „§§ 14c und 42c EnWG – Flexibilitätsdienstleistungen und gemeinsame Nutzung elektrischer Energie,“ Energiewirtschaftsgesetz. [Online]. Zugriff: 13. Juli 2026.

[20] J. S. Jones, “Europe’s smart electricity meters penetration approaching two-thirds,” Enlit World, Mar. 24, 2025. [Online]. Verfügbar: https://www.enlit.world/library/europe-s-smart-electricity-meters-penetration-approaching-two-thirds. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[21] F. Linderum, Smart Metering in Europe, 19th ed. Gothenburg, Sweden: Berg Insight, Mar. 2025. [Online]. Verfügbar: https://media.berginsight.com/2025/03/20120551/bi-sm19-ps.pdf. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[22] Bundesrepublik Deutschland, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023), insbesondere §§ 20, 21a und 21b. [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[23] Bundesrepublik Deutschland, „§ 41a EnWG – Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge,“ Energiewirtschaftsgesetz. [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__41a.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[24] Bundesnetzagentur, „Reduzierung des Netzentgelts für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG,“ Bonn, Deutschland. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/Netzentgelt_table.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[25] Bundesnetzagentur, „Redispatch und Einspeisemanagement," Bonn, Deutschland. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[26] Bundesrepublik Deutschland, „§ 8a EEG – Flexible Netzanschlussvereinbarungen," Erneuerbare-Energien-Gesetz. [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__8a.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[27] Bundesrepublik Deutschland, „§ 17 Abs. 2b EnWG – Flexible Netzanschlussvereinbarungen," Energiewirtschaftsgesetz. [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__17.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[28] Bundesnetzagentur, „Flexible Netzanschlussvereinbarungen – Begriffe und häufig gestellte Fragen," Bonn, Deutschland. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzanschluss/FAQ_FCA/FCA_table.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[29] Bundesnetzagentur, „Energy Sharing," Bonn, Deutschland, 2026. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Energy_Sharing/start.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[30] VDE Energietechnische Gesellschaft, Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration erneuerbarer Energien in die Verteilnetze. Frankfurt am Main, Deutschland: VDE, 2014. [Online]. Verfügbar: https://www.vde.com/resource/blob/2316176/bc58aebb258ba23e8854489ae64ae39e/vde-studie-regionale-flexibilitaetsmaerkte-data.pdf. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[31] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Höherauslastung der Stromnetze: Datengrundlage für die kurative Netzführung schaffen. Berlin, Deutschland: dena, 2022. [Online]. Verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/IMPULSPAPIER_Hoeherauslastung_der_Stromnetze.pdf. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[32] InnoSys 2030, Innovationen für eine sichere und zuverlässige Systemführung: Projektabschlussbericht – Kurzbericht. Deutschland, 2021. [Online]. Verfügbar: https://www.innosys2030.de/wp-content/uploads/InnoSys-Projektabschlussbericht_Kurzbericht.pdf. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[33] M. C. Paulk, C. V. Weber, S. M. Garcia, M. B. Chrissis, and M. Bush, Key Practices of the Capability Maturity Model, Version 1.1, Tech. Rep. CMU/SEI-93-TR-025. Pittsburgh, PA, USA: Software Engineering Institute, Carnegie Mellon University, Feb. 1993, doi: 10.1184/R1/6575027.v1.

[34] CMMI Architecture Team, Introduction to the Architecture of the CMMI Framework, Tech. Note CMU/SEI-2007-TN-009. Pittsburgh, PA, USA: Software Engineering Institute, Carnegie Mellon University, Jul. 2007, doi: 10.1184/R1/6574829.v1.

[35] Object Management Group, Business Process Maturity Model (BPMM), Version 1.0, OMG Document formal/08-06-01. Needham, MA, USA: Object Management Group, Jun. 2008. [Online]. Verfügbar: https://www.omg.org/spec/BPMM/1.0. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[36] ISO/IEC, ISO/IEC 33001:2015—Information Technology—Process Assessment—Concepts and Terminology. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, 2015.

[37] Software Engineering Institute, Smart Grid Maturity Model: Matrix, Version 1.2. Pittsburgh, PA, USA: Carnegie Mellon University, Sep. 2011. [Online]. Verfügbar: https://www.sei.cmu.edu/library/smart-grid-maturity-model-matrix-version-12/. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[38] International Electrotechnical Commission, IEC 61850—Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. Geneva, Switzerland: IEC.

[39] International Electrotechnical Commission, IEC 61968—Application Integration at Electric Utilities—System Interfaces for Distribution Management. Geneva, Switzerland: IEC.

[40] International Electrotechnical Commission, IEC 61970—Energy Management System Application Program Interface (EMS-API). Geneva, Switzerland: IEC.

[41] International Electrotechnical Commission, IEC TR 62357-1:2016—Power Systems Management and Associated Information Exchange—Part 1: Reference Architecture. Geneva, Switzerland: IEC, 2016.

[42] International Electrotechnical Commission, IEC 62351—Power Systems Management and Associated Information Exchange—Data and Communications Security. Geneva, Switzerland: IEC.

[43] A. Banks, E. Briggs, K. Borgendale, and R. Gupta, Eds., MQTT Version 5.0, OASIS Standard. Burlington, MA, USA: OASIS Open, Mar. 2019. [Online]. Verfügbar: https://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v5.0/mqtt-v5.0.html. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[44] OPC Foundation, OPC Unified Architecture—Part 1: Overview and Concepts, OPC 10000-1. Scottsdale, AZ, USA: OPC Foundation. [Online]. Verfügbar: https://reference.opcfoundation.org/specs/OPC-10000-1/. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[45] R. T. Fielding, “Architectural Styles and the Design of Network-Based Software Architectures,” Ph.D. dissertation, Dept. Inf. Comput. Sci., Univ. California, Irvine, CA, USA, 2000. [Online]. Verfügbar: https://ics.uci.edu/~fielding/pubs/dissertation/fielding_dissertation.pdf. [Zugriff: Jul. 20, 2026].

[46] International Electrotechnical Commission, IEC 62443—Security for Industrial Automation and Control Systems. Geneva, Switzerland: IEC.

[47] ISO/IEC, ISO/IEC 27001:2022—Information Security, Cybersecurity and Privacy Protection—Information Security Management Systems—Requirements. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, 2022.

[48] ISO/IEC, ISO/IEC 27019:2024—Information Security, Cybersecurity and Privacy Protection—Information Security Controls for the Energy Utility Industry. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, 2024.

[49] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, „Richtlinie (EU) 2022/2555 vom 14. Dezember 2022 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union, zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 und der Richtlinie (EU) 2018/1972 sowie zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2016/1148 (NIS-2-Richtlinie),“ Amtsblatt der Europäischen Union, L 333, S. 80–152, 27. Dez. 2022. [Online]. Verfügbar: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2022/2555/oj. [Zugriff: 20. Juli 2026].

[50] Bundesrepublik Deutschland, Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und über die Sicherheit in der Informationstechnik von Einrichtungen (BSI-Gesetz – BSIG). [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/bsig_2025/. [Zugriff: 20. Juli 2026].

[51] Bundesrepublik Deutschland, Verordnung zur Bestimmung kritischer Anlagen nach dem BSI-Gesetz (BSI-Kritisverordnung – BSI-KritisV). [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/bsi-kritisv/. [Zugriff: 20. Juli 2026].

[52] V. Y. Pillitteri and T. L. Brewer, Guidelines for Smart Grid Cybersecurity, NIST Interagency/Internal Report 7628, Revision 1. Gaithersburg, MD, USA: National Institute of Standards and Technology, Sep. 2014, doi: 10.6028/NIST.IR.7628r1.

[53] European Commission, Standardisation Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to Support European Smart Grid Deployment, Mandate M/490. Brussels, Belgium: European Commission, Mar. 2011.

[54] Z. M. Çınar, Q. Zeeshan, and O. Korhan, “A framework for Industry 4.0 readiness and maturity of smart manufacturing enterprises: A case study,” Sustainability, vol. 13, no. 12, Art. no. 6659, Jun. 2021, doi: 10.3390/su13126659.

[55] KPMG, Smarter Grids: Powering Decarbonisation Through Technology Investment. Hong Kong, China: KPMG, May 2023.

[56] L. Cárdenas-Guzmán, C. Angeles-Camacho, and C. Martín-del-Campo, “Multi-criteria decision-making model for evaluating and enhancing Smart Grid 2.0 maturity in distribution network systems,” Energy for Sustainable Development, vol. 88, Art. no. 101804, Oct. 2025, doi: 10.1016/j.esd.2025.101804.

[57] F. E. Abrahamsen, Y. Ai, and M. Cheffena, “Communication technologies for smart grid: A comprehensive survey,” Sensors, vol. 21, no. 23, Art. no. 8087, Dec. 2021, doi: 10.3390/s21238087.

[58] R. Jones and J. H. Allen, “Introducing the Smart Grid Maturity Model (SGMM),” CERT Podcasts: Security for Business Leaders, Software Engineering Institute, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, USA, Jan. 12, 2010.

[59] J. Masurkewitz-Möller and M. Uslar, “A survey on application of maturity models for smart grid: Review of the state-of-the-art,” in Proc. EnviroInfo and ICT for Sustainability 2015 (ICT4S 2015), Copenhagen, Denmark, 2015, pp. 261–270, doi: 10.2991/ict4s-env-15.2015.30.

[60] A. E. L. Rivas and T. Abrão, “Faults in smart grid systems: Monitoring, detection and classification,” Electric Power Systems Research, vol. 189, Art. no. 106602, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106602.

[61] S. R. Salkuti, “Challenges, issues and opportunities for the development of smart grid,” International Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 10, no. 2, pp. 1179–1186, Apr. 2020, doi: 10.11591/ijece.v10i2.pp1179-1186.

[62] M. H. Syed, E. Guillo-Sansano, S. M. Blair, G. M. Burt, T. I. Strasser, H. Brunner, O. Gehrke, and J. E. Rodriguez-Seco, “Laboratory infrastructure driven key performance indicator development using the Smart Grid Architecture Model,” CIRED—Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 1866–1870, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.1051.

[63] M. A. López, S. de la Torre, S. Martín, and J. A. Aguado, “Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 64, pp. 689–698, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.07.065.

[64] Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie, Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen, Beschluss, Az. GBK-24-02-1#4, Bonn, Deutschland, 13. Juli 2026, insbesondere Abschn. 10.2.2.1, Rn. 663–664.