



# Praxisleitfaden Technisches Monitoring

erstellt im Projekt MonSec - Monitoring Secure  
Fkz: 03ET1645E

Version 1.02  
06.09.2024



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# **Vorwort und Danksagung**

Dieser Leitfaden konnte dank der Förderung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Forschungsprojektes Monitoring Secure (MonSec) erstellt werden. Er soll die noch bestehende Lücke an Leitfäden zum Thema Monitoring im Bereich Anwendung und Applikation schließen und richtet sich daher vor allem an Planer und Ausführende, aber auch technisch Interessierte, die ein Monitoring in Ihrem Zuhause einrichten wollen. Schwerpunkt dieses Leitfadens ist der Teil Messtechnik, also Sensoren und Datenübertragung. Ergänzend zu diesem Leitfaden wurde eine GitHub-Seite eingerichtet, auf der Programmbausteine und Anleitungen zur Einrichtung von Datenübertragungsstrecken und zur Auswertung von Daten bereitgestellt werden. Da dies in der Datentechnik allerdings schnell veraltet, wurde dies bewusst auf GitHub gestellt, in der Hoffnung dass sich eine Monitoring Community bildet, die dazu beiträgt, diese Bausteine zu ergänzen und aktuell zu halten.

Auch dieser Leitfaden kann nicht den Anspruch auf Vollständigkeit erheben. Daher bitten wir um Erweiterungs- und Verbesserungsvorschläge, die wir gerne in zukünftigen Updates des Leitfadens aufnehmen werden. Die aktuellste Version des Leitfadens werden wir auf der GitHub Seite veröffentlichen. Wir hoffen, dass dieser Leitfaden viele in ihrer Arbeit unterstützt und somit einen Beitrag zum dringend nötigen Verbreitung von Monitoring im Gebäude und Energiebereich einen Beitrag leistet.

Uli Spindler  
im März 2024

# Kurzfassung

Der Monitoring-Praxisleitfaden dient als praxisnahes Handbuch, das den Einstieg in das technische Monitoring für Neueinsteiger erleichtert. Der Leitfaden schließt eine Lücke, die von bestehenden Ressourcen wie VDI 6041 und AMEV 158 hinterlassen wurde, welche sich stark auf Definitionen und Ausschreibungen konzentrieren, jedoch nur wenig detaillierte Anleitungen zur praktischen Umsetzung bieten.

Der Leitfaden legt einen besonderen Fokus auf Sensorik, Datenübertragung und praxisnahe Anwendungen und richtet sich dabei an Planer, Handwerker sowie technisch versierte Bauherren. Er enthält detaillierte Schritt-für-Schritt-Dokumentationen zur Einrichtung verschiedener Technologien, wie z.B. Datenloggern und Funknetzwerken. Auch wenn bestimmte Techniken im Laufe der Zeit veralten könnten, bleiben die grundlegenden Prinzipien weiterhin anwendbar. Um eine fortlaufende Aktualität zu gewährleisten, wurden die Materialien, einschließlich Programmbausteinen und Anleitungen, auf GitHub veröffentlicht, um die Entstehung einer Monitoring-Community zu fördern.

Der Leitfaden konzentriert sich in erster Linie auf die Sensorik und Datenerfassung, behandelt aber auch Themen wie Datenspeicherung und -verarbeitung. Durch seine praxisorientierte Ausrichtung und die Bereitstellung realer Lösungsansätze schließt der Leitfaden eine wichtige Lücke im derzeitigen Angebot an Monitoring-Ressourcen, insbesondere für Anwender wie Planer und Handwerker.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1 Einleitung</b>	<b>9</b>
<b>2 Arten des Monitorings</b>	<b>11</b>
2.1 Energiemonitoring (EMon) . . . . .	11
2.2 Anlagenmonitoring (AMon) . . . . .	12
2.3 Gebäude- und Behaglichkeitsmonitoring (GBMon) . . . . .	13
2.4 Einregulierungsmonitoring (ERMon) . . . . .	13
2.5 Langzeitmonitoring (LZMon) . . . . .	14
<b>3 Sensorik</b>	<b>15</b>
3.1 Übersicht . . . . .	15
3.2 Temperatur . . . . .	15
3.2.1 Vergleich und Bewertung der Sensortypen . . . . .	19
3.2.2 Praktische Anwendung und Auswahlkriterien . . . . .	21
3.3 Volumenstrom . . . . .	21
3.3.1 Volumenstrommessung bei Flüssigkeiten . . . . .	22
3.3.2 Volumenstrommessung bei Gasen . . . . .	25
3.4 Luftfeuchte . . . . .	28
3.5 CO <sub>2</sub> . . . . .	30
3.6 Volatile Organic Compounds (VOCs) . . . . .	32
3.6.1 Metalloxid-Halbleiter (MOS)-Sensoren . . . . .	32
3.6.2 Infrarotsensoren (IR) . . . . .	32
3.6.3 Weitere Sensoren . . . . .	33
3.6.4 Zusammenfassung . . . . .	33
3.7 Beleuchtungsstärke . . . . .	33
3.8 Solarstrahlung . . . . .	34
3.9 Messgeräte . . . . .	35
3.9.1 Wärme-, Kälte- und Klimazähler . . . . .	35
3.9.2 Stromzähler . . . . .	39
3.9.3 Kombinierte Sensoren für Behaglichkeitsmonitoring . . . . .	41
3.9.4 Wetterstation . . . . .	42
3.10 Auswahl von Sensoren und Messgeräten . . . . .	43
3.11 Fehler beim Einbau von Sensoren und Messgeräten . . . . .	45
3.12 Fehler beim Betrieb von Sensoren . . . . .	47
<b>4 Erfassung – Messtechnik Topologie</b>	<b>48</b>
4.1 Messkette . . . . .	49

4.2	Übertragungsstrecken . . . . .	50
4.3	S0- und D0-Schnittstelle von Energiezählern . . . . .	51
4.4	Bus-Systeme . . . . .	52
4.4.1	Physikalische Busebene . . . . .	53
4.4.2	Protokollebene . . . . .	56
4.4.3	Überblick über bekannte Feldbus-Systeme . . . . .	58
4.5	Funkübertragungsstrecken . . . . .	67
4.5.1	Wireless LAN (WLAN) . . . . .	67
4.5.2	LoRaWAN . . . . .	67
4.5.3	XBee . . . . .	68
4.5.4	Mobilfunk (5G) . . . . .	68
4.5.5	Vergleich gebäudemonitoringrelevanter Funkstandards . . . . .	68
4.6	Gebäudeleittechnik und speicherprogrammierbare Steuerung . . . . .	73
<b>5</b>	<b>Datenspeicherung</b>	<b>76</b>
5.1	CSV-Datei . . . . .	76
5.2	Datenbanken . . . . .	77
5.3	Datenpunktbezeichnungen . . . . .	78
5.4	Metadatensystem . . . . .	80
<b>6</b>	<b>Auswertung mit Diagrammen</b>	<b>82</b>
6.1	Vorbereitung der Daten . . . . .	82
6.2	Arten der Darstellung . . . . .	83
6.2.1	Zeitplot . . . . .	84
6.2.2	Scatterplot . . . . .	86
6.2.3	Carpetplot . . . . .	90
6.2.4	Heatmap . . . . .	90
6.2.5	Histogramm . . . . .	92
<b>7</b>	<b>Beispielhafte Implementierung von Monitoringsystemen nach AMEV</b>	<b>95</b>
<b>8</b>	<b>Weitere wichtige Monitoring Leitfäden</b>	<b>103</b>
<b>9</b>	<b>Impressum</b>	<b>105</b>

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Schematische Darstellung eines Monitorings . . . . .	9
2.1	Gliederung des Technischen Monitorings nach [17] . . . . .	11
2.2	Gliederung des Energiemonitorings nach [17] . . . . .	12
2.3	Gliederung des Anlagenmonitorings nach [17] . . . . .	12
2.4	Gliederung des Gebäude- und Behaglichkeitsmonitorings nach [17] . . . . .	13
3.1	Genauigkeitsklassen für Pt-Widerstandsthermometer nach DIN EN 60751 [9]	17
3.2	Anschlussarten von Pt-Widerstandsthermometern nach DIN EN 60751 [9]	17
3.3	Prinzip der Temperaturmessung mit Thermopaaren . . . . .	18
3.4	Grenzabweichungen nach DIN EN 60584 [6] . . . . .	19
3.5	Digitaler Temperatursensor DS18B20-PAR (Quelle: Maximintegrated)	20
3.6	Prinzip des Flügelradzählers (Quelle: Wikipedia) . . . . .	23
3.7	Prinzip des Ultraschall-Laufzeitverfahrens . . . . .	24
3.8	Messkreuz eines Volumenstromreglers . . . . .	26
3.9	Flügelradsensor [Ahlborn] . . . . .	27
3.10	Thermisches Anemometer [Ahlborn] . . . . .	28
3.11	Aufbau kapazitiver Feuchtefühler . . . . .	29
3.12	BME280 (Quelle: Adafruit) . . . . .	29
3.13	Genauigkeit von Feuchtesensoren (schematisch) . . . . .	30
3.14	Prinzip der NDIR Messung (Quelle: Laser Components) . . . . .	31
3.15	Luxmeter [Ahlborn] . . . . .	34
3.16	Pyranometer [Ahlborn] . . . . .	34
3.17	Prinzip und Einbau von Wärmemengenzählern (WMZ) . . . . .	36
3.18	Einbau des WMZ im Primär- und Sekundärkreis einer Beimischschaltung	38
3.19	Einbau des WMZ im Primär- und Sekundärkreis einer Beimisch- oder Einspritzschaltung . . . . .	40
3.20	Wandler- sowie Direktstromzähler (Quelle: ABB) . . . . .	42
3.21	Aufbau einer Wetterstation (Quelle: Firma Lufft) . . . . .	43
3.22	Strahlungsschutzgehäuse für Temperatursensoren im Außenbereich . . . . .	45
3.23	Anordnung der Messpunkte im Heizkreis (Quelle: AMEV) . . . . .	46
4.1	Topologie eines Monitoringsystems . . . . .	48
4.2	Messkette innerhalb des Sensors . . . . .	49
4.3	Schematische Darstellung von Übertragungsstrecken . . . . .	50
4.4	Signalübertragung im Bussystemen am Beispiel der NRZ-Leitungscodierung	54
4.5	Master/Slave Schema . . . . .	55
4.6	Schematische Darstellung eines Pegelwandlers . . . . .	56

4.7	Beispielhafte Abbildung einer SPS [Beckhoff] . . . . .	74
5.1	Struktur des BUDO-Schemas [15] . . . . .	79
5.2	Anwendungsbeispiel der mondias Metadatenstruktur [mondias] . . . . .	81
6.1	Unterschied von Linien- und Punktdiagramm in Excel . . . . .	83
6.2	Elektrischer Leistungsverlauf der Wärmepumpe . . . . .	84
6.3	Elektrischer und thermischer Leistungsverlauf der Wärmepumpe sowie Sole- und Wasseraustrittstemperaturen im Zeitverlauf . . . . .	85
6.4	zu- und abgehende Wärmeströme der Niedertemperaturwärmeverteilung bilanziell dargestellt . . . . .	86
6.5	Scatterplot der thermischen Leistung über der elektrischen Leistung der Wärmepumpe . . . . .	88
6.6	Zusammenhang zwischen den Mittelwerten von Arbeitszahl und Temperaturhub je Betriebszyklus, differenziert nach Leistungsstufe (Betrieb mit 1 oder 2 Verdichtern) und berechneten AZ-Werten aus gefüllten Gütegrad	89
6.7	Carpetplot der durch die Wärmepumpe bezogenen, elektrischen Leistung mit Wochen-Auflösung auf der x-Achse und Minuten-Auflösung auf der y-Achse . . . . .	91
6.8	Matrix-Darstellung der zeitlichen Korrelation (Pearson-Korrelationskoeffizient) von Ventilatorleistungsgraden und elektrischen Leistungen an evtl. dazugehörigen elektrischen Abgängen in einer Heatmap . . . . .	92
6.9	Histogrammdarstellung der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe . . . . .	93
6.10	Beispielhafte Histogrammdarstellung für eine zu hohe Containeranzahl .	94
7.1	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Gesamtgebäude nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	96
7.2	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Heizkreis nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	97
7.3	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Pufferspeicher nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	98
7.4	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Prüfung Raumklima nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	99
7.5	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Solarthermie nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	100
7.6	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Photovoltaikanlage nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	101
7.7	Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Wärmeerzeuger nach AMEV Empfehlung 158 . . . . .	102

# **Tabellenverzeichnis**

3.1	Typische Messgrößen und Sensoren . . . . .	15
3.2	Relevante Größen zur Berechnung der Wärmeleistung . . . . .	36
5.1	Datenpunkte und ihre Werte . . . . .	77

# 1 Einleitung

Technisches Monitoring (TMon) ist das Erfassen, Speichern und Auswerten von Zustands- und Prozessgrößen von Gebäuden, Anlagen und Räumen. Eines der wichtigsten Merkmale eines TMon ist, dass die Messwerte in einer Datenbank gespeichert werden und die Auswertung der Messgrößen unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs erfolgt. Dadurch werden zusätzliche Erkenntnisse gewonnen. Das Ziel eines TMon ist in der Regel eine Optimierung der Gebäude bzw. Anlagen.

## Technisches Monitoring

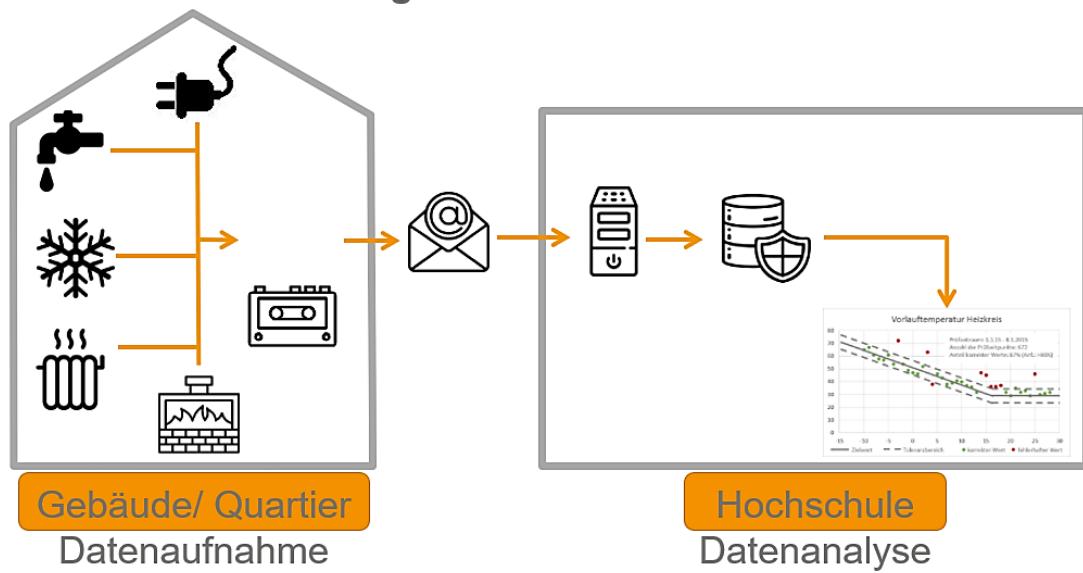


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung eines Monitorings

Ein TMon wird aufgrund der steigenden Technisierungsgrade sowie der wachsenden Anzahl an gebäudetechnischen Anlagen zunehmend wichtiger, um einen fehlerfreien und effizienten Betrieb der Anlagen bzw. der Gebäude sicherzustellen. Der Aufwand für ein TMon lässt sich aufgrund des vielfältigen Nutzens der Daten rechtfertigen.

Wie in Abbildung 1.1 schematisch dargestellt, ist die Aufgabe eines Monitorings die Erhebung, Speicherung und Analyse von Messdaten. Anhand dieser Einteilung lässt sich das Monitoring auch in die folgenden Teilespekte einteilen.

- **Sensorik und Erfassung**

Dieser Bereich beschäftigt sich mit der Messtechnik, die für ein Monitoring benötigt wird.

tigt wird. Durch Sensoren werden die physikalischen Größen gemessen und durch elektrische Signale an einen Computer weitergeleitet, der diese dann in einer Datenbank speichert. In dem Hauptkapitel wird sowohl auf die verschiedenen Sensoren als auch auf verschiedene Wege für die Signalweiterleitung (die sogenannte Messkette) eingegangen. Die Messkette beinhaltet neben der physikalischen Weiterleitung auch verschiedene Übertragungsprotokolle.

- **Datenspeicherung**

Dieser Punkt beschäftigt sich mit der Speicherung der Daten. Dabei wird ausgehend von allgemein bekannten Datenformaten (Excel und CSV) hauptsächlich auf Datenbankformate eingegangen.

- **Visualisierung und Auswertung**

Sind die Daten in der Datenbank (oder in anderen Datenformaten) gespeichert, ist der anschließende Schritt die Auswertung der Daten. Dabei nimmt auch die Visualisierung, also das Sichtbarmachen der Daten in Form von Graphen und Diagrammen, einen hohen Stellenwert ein.

## 2 Arten des Monitorings

Technisches Monitoring (TMon) lässt sich grundsätzlich in drei Arten sowie zwei Betriebsweisen einteilen. Diese sind in der VDI 6041 „Technisches Monitoring von Gebäuden und gebäudetechnischen Anlagen“ definiert.



Abbildung 2.1: Gliederung des Technischen Monitorings nach [17]

Die drei Bereiche haben verschiedene Anforderungen an das Monitoringequipment und erfassen unterschiedliche Messgrößen. Dabei können sich die Bereiche auch überlappen.

### 2.1 Energiemonitoring (EMon)

EMon (siehe Abbildung 2.2) betrachtet die Energie- und Medienverbräuche sowie die Leistung und Volumenströme. Das EMon liefert ein Bild über den Energieverbrauch der Gebäude und bietet Möglichkeiten der Optimierung der Energieeffizienz. Ein Einsatz für Abrechnungszwecke, zum Beispiel im Mehrfamilienhaus, ist ebenfalls möglich. Hier werden allerdings geeichte Zähler benötigt.

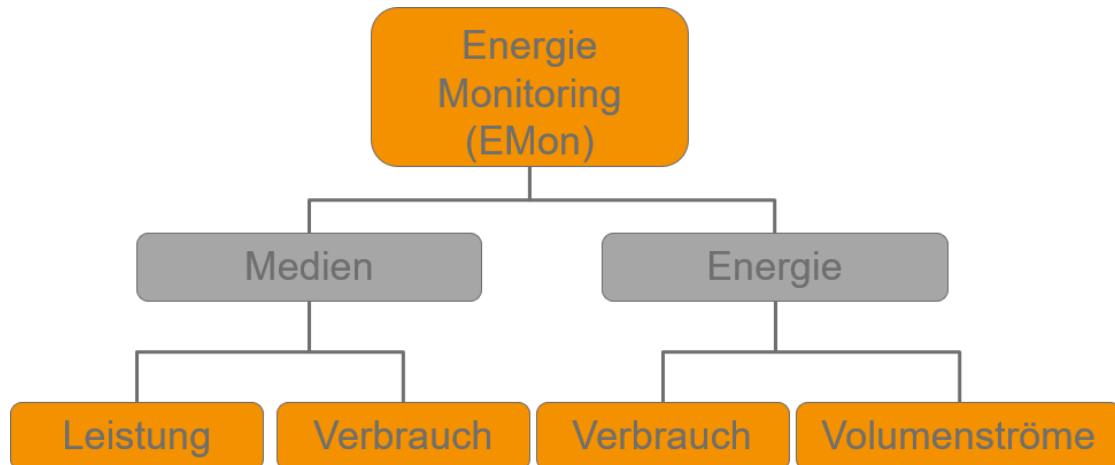


Abbildung 2.2: Gliederung des Energiemonitorings nach [17]

## 2.2 Anlagenmonitoring (AMon)

AMon (siehe Abbildung 2.3) betrachtet hauptsächlich die Betriebszustände von technischen Anlagen. Die Hauptaufgaben dieser Art des Monitorings sind die Überwachung der korrekten Funktion und die Betriebsoptimierung. Darüber hinaus kann damit auch eine bedarfsorientierte Wartung gesteuert werden.

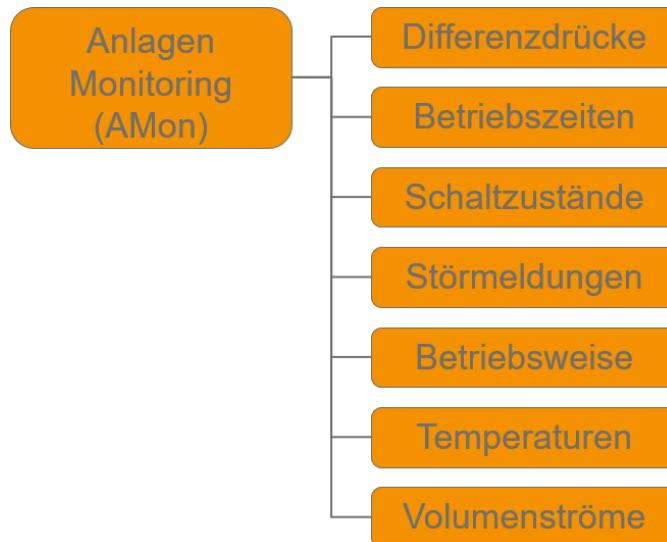


Abbildung 2.3: Gliederung des Anlagenmonitorings nach [17]

## 2.3 Gebäude- und Behaglichkeitsmonitoring (GBMon)

Ein GBMon (siehe Abbildung 2.4) erfasst die Raumkonditionierung und liefert daher Aussagen über das Nutzerverhalten sowie Funktion und Regelungsqualität der Raumkonditionierungsanlage, aber auch der Zustand der Gebäudehülle spielt eine Rolle. Neben der messtechnischen Erfassung kann auch die Befragung der Nutzer eine Aussage über deren Verhalten und Empfinden liefern. Die erfassten Daten liefern Aussagen über die Betriebsdaten unter Einfluss der Regelung, des Gebäudes und des Nutzerverhaltens. Dabei wird vor allem nach Abweichungen zum Sollzustand gesucht.

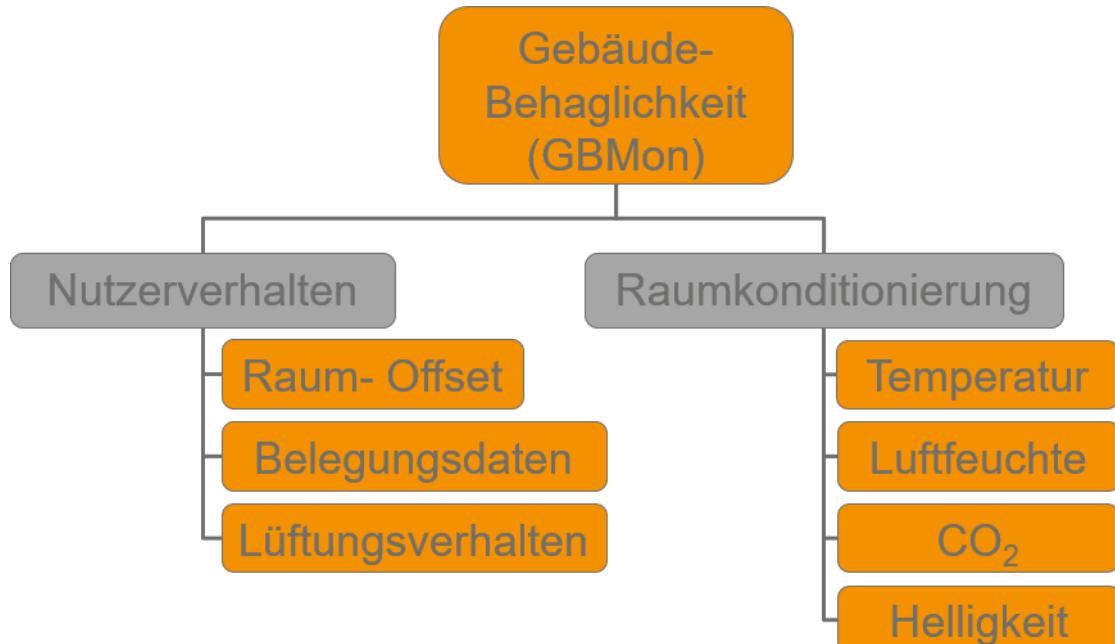


Abbildung 2.4: Gliederung des Gebäude- und Behaglichkeitsmonitorings nach [17]

## 2.4 Einregulierungsmonitoring (ERMon)

Das ERMon beginnt mit dem Start des Regelbetriebs des Gebäudes und hat das vorrangige Ziel, die gebäudetechnischen Anlagen korrekt einzustellen und diese zu optimieren. Diese Betriebsweise erstreckt sich in der Regel über die ersten beiden Jahre der Nutzung. Hierbei werden detaillierte Analysen der Energieverbräuche und Betriebszustände ermittelt und ausgewertet. Während eine Standardinbetriebnahme üblicherweise nur die Funktion der Anlagen überprüft, geht es beim ERMon vor allem um die Regelfunktionen der Anlagen und das Zusammenspiel der verschiedenen Anlagen.

## **2.5 Langzeitmonitoring (LZMon)**

Das LZMon beginnt im Anschluss an das ERMon und dient der Erhaltung des optimalen Betriebs und dem frühzeitigen Erkennen von Fehlerzuständen über die gesamte Laufzeit des Gebäudes. Für ein LZMon können eventuell die Zahl der Datenpunkte und die Messfrequenz reduziert werden.

# 3 Sensorik

Am Anfang der Messkette stehen die Sensoren. Im Folgenden werden typische Sensoren zur Erfassung von Messgrößen beschrieben und es wird erläutert, was bei einem Monitoring zu beachten ist.

## 3.1 Übersicht

Sensoren erfassen einzelne (oder bei kombinierten Sensoren mehrere) physikalische Größen und stellen diese meistens als elektronisches Signal zur Verfügung. Dabei kann man zwischen analogen und digitalen Sensoren unterscheiden. Analoge Sensoren geben die gemessene Größe in der Regel durch eine Spannungsdifferenz am Sensorausgang wieder. Für die weitere Verarbeitung werden diese Signale durch entsprechende Messtechnik (Analog-Digital-Wandler, ADW) in digitale Signale umgewandelt.

Moderne Sensoren verfügen häufig bereits über eine digitale Schnittstelle zur Datenabfrage, d.h., sie enthalten bereits einen ADW, sodass das Sensorsignal direkt digital verfügbar ist. Je nach Art und Preis des Sensors stehen dabei unterschiedliche Schnittstellen zur Verfügung.

In einem gebäudebezogenen Technischen Monitoring (TMon) werden typischerweise die in Tabelle 3.1 aufgelisteten Messgrößen erfasst.

Name	Formelzeichen	Einheit	Typische Sensoren
Temperatur		°C	Widerstand, Thermoelement
Relative Luftfeuchte		%	-
Druck		Pa	Membran, Piezo
CO <sub>2</sub> -Gehalt		ppm	NDIR
Volumenstrom		m <sup>3</sup> /h	Flügelrad, Ultraschall
Elektrische Spannung		V	-
Elektrischer Strom		A	-

Tabelle 3.1: Typische Messgrößen und Sensoren

## 3.2 Temperatur

Im Technischen Monitoring spielt die Temperaturmessung eine zentrale Rolle, da Temperaturdifferenzen in die Berechnung des Wärmestroms einfließen. Auch bei der Beur-

teilung des Komforts ist die Temperatur von großer Bedeutung. Bei der Messung einer Temperaturdifferenz ist es wichtig, zu beachten, dass die Messgenauigkeit doppelt berücksichtigt werden muss. Dies ist besonders relevant bei kleinen Temperaturdifferenzen. Ein Beispiel verdeutlicht dies: Beträgt die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf in einem Heizkreis 20 K und haben die Temperaturfühler eine Messgenauigkeit von 0,1 K, so ergibt sich eine maximale Messunsicherheit von 0,2 K, was einer Abweichung von bis zu 1 % entspricht. Bei einer Temperaturdifferenz von 2 K beträgt die maximale Messunsicherheit bereits 10 %. Dies hat auch direkte Auswirkungen auf die Genauigkeit des berechneten Wärmestroms. Daher ist die Genauigkeit der Temperaturmessung bei kleinen Temperaturdifferenzen von kritischer Bedeutung.

Um Temperaturen mit einer Genauigkeit von 0,1 K zu messen, müssen neben der Messkette vom Sensor bis zum digitalen Messwert viele praktische Details berücksichtigt werden. Der Messwert ist stets die Temperatur des Sensors selbst, jedoch soll in der Regel die Temperatur eines Mediums, wie z. B. Heizungswasser oder Raumluft, gemessen werden. Da sich diese Temperaturen mit der Zeit ändern, spielen die thermische Trägheit des Sensors und die thermische Ankopplung des Sensors an das Medium eine wichtige Rolle. Auch Umwelteinflüsse können die Messung verfälschen. Ein Anlegefühler an einem warmen Rohr in kühler Umgebung misst beispielsweise eine Mischung beider Temperaturen. Für präzise Messungen von Flüssigkeiten sollten daher, wenn möglich, Tauchfühler verwendet werden. Falls nur ein Anlegefühler verwendet werden kann, ist eine gute thermische Ankopplung mit Wärmeleitpaste notwendig, und der Sensor sollte großzügig mit mindestens 1 cm Dämmung überdeckt werden, um Umwelteinflüsse zu minimieren.

Bei der Messung der Lufttemperatur erschwert der schlechte Wärmeübergang von Luft auf den Sensor eine genaue Messung, da der Sensor zeitverzögert auf Änderungen der Raumtemperatur reagiert. Da in einem Raum Temperaturschichtungen auftreten können, spielt auch die Höhe der Sensorplatzierung eine Rolle. Zudem kann Sonneneinstrahlung auf das Sensorgehäuse das Messergebnis verfälschen. Ein Raumfühler sollte daher in der richtigen Höhe (normalerweise etwa in Raummitte) angebracht werden und vor direkter Sonneneinstrahlung geschützt sein, um eine zuverlässige Messung zu gewährleisten.

Temperaturen können durch verschiedene Methoden erfasst werden. Im Technischen Monitoring kommen in der Regel widerstandsisierte Sensoren und Thermoelemente zum Einsatz. Bei widerstandsbasierter Temperaturmessung bieten sich insbesondere Sensoren aus Metallen an, da sie ein weitgehend lineares Verhältnis zwischen Temperatur und Widerstand aufweisen. Hierzu zählen vor allem Platinwiderstände wie Pt100 und Pt1000. Diese sind in der DIN EN 60751 normiert, in der beispielsweise Gültigkeitsbereiche und Grenzabweichungen festgelegt sind (siehe Abbildung 3.1) [9].

Neben Platinsensoren gibt es auch Nickelsensoren. Diese haben zwar den Vorteil eines höheren Temperaturkoeffizienten, sind jedoch hinsichtlich Langzeitstabilität, Linearität und Genauigkeit den Pt-Sensoren unterlegen. Auch der frühere deutliche Preisunterschied ist kaum noch vorhanden und spielt nur noch bei Massenware eine Rolle.

Bei widerstandsisierten Systemen mit Zweileiteranschluss muss beachtet werden, dass der Widerstand der Sensorleitung die Messung verfälschen kann. Dies ist besonders bei

Tabelle 3 – Genauigkeitsklassen für Thermometer			
Klasse	Gültigkeitsbereich °C		Grenzabweichung <sup>a</sup> °C
	Drahtgewickelte Widerstände	Schichtwiderstände	
AA	-50 bis +250	0 bis +150	$\pm (0,1 + 0,0017  t )$
A	-100 bis +450	-30 bis +300	$\pm (0,15 + 0,002  t )$
B	-196 bis +600	-50 bis +500	$\pm (0,3 + 0,005  t )$
C	-196 bis +600	-50 bis +600	$\pm (0,6 + 0,01  t )$

<sup>a</sup>  $|t|$  = Betrag der Temperatur in °C ohne Berücksichtigung des Vorzeichens.

Abbildung 3.1: Genauigkeitsklassen für Pt-Widerstandsthermometer nach DIN EN 60751 [9]

langen Leitungen relevant. In solchen Fällen sollte der Leitungswiderstand ermittelt und vom Messwert subtrahiert werden. Im Laufe der Zeit kann sich der Leitungswiderstand auch noch durch Korrosion an den Kontaktstellen erhöhen. Je höher der Widerstandswert des Sensors, desto weniger verfälscht der Leitungswiderstand das Messergebnis. Eine technische Lösung bietet die Verwendung von Mehrleiteranschlüssen (siehe Abbildung 3.2).

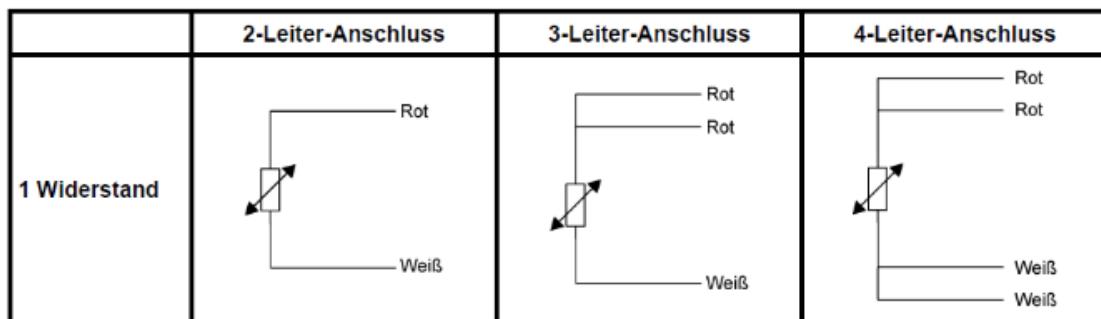


Abbildung 3.2: Anschlussarten von Pt-Widerstandsthermometern nach DIN EN 60751 [9]

Bei Dreileiter- und Vierleitersystemen werden zusätzliche Messkreise gebildet, um den Leitungswiderstand zu ermitteln. Sensoren der Klassen AA und A müssen mindestens über einen Dreileiteranschluss verfügen. Die größte Genauigkeit liefert das Vierleiter-system. Bei dieser Schaltung, auch H-Brücke genannt, wird in einem (Strom-)Kreis die Spannung und im anderen Kreis die Stromstärke gemessen, wodurch der Einfluss des Leitungswiderstandes weitestgehend eliminiert wird.

Bei Widerstandsmessungen muss ein Messstrom über den Widerstand fließen, der zur Eigenerwärmung führen kann. Bei schlechter thermischer Ankopplung kann dies die Messung verfälschen. Generell lässt sich sagen, dass sowohl die Eigenerwärmung als auch der

Einfluss des Leitungswiderstands geringer und die Signalstärke größer wird, je höher der Widerstandswert ist. Daher sind heutzutage Pt1000-Widerstände die beste Wahl für Messwiderstände.

Thermoelemente bestehen aus zwei unterschiedlichen Metallen, die an der Messstelle verbunden sind (siehe Abbildung 3.3). Durch die temperaturabhängige Potentialdifferenz zwischen den Metallen liegt bei Temperaturänderungen an der Messstelle eine Spannung an. Das Verhältnis zwischen Temperatur und Potentialdifferenz ist nichtlinear.

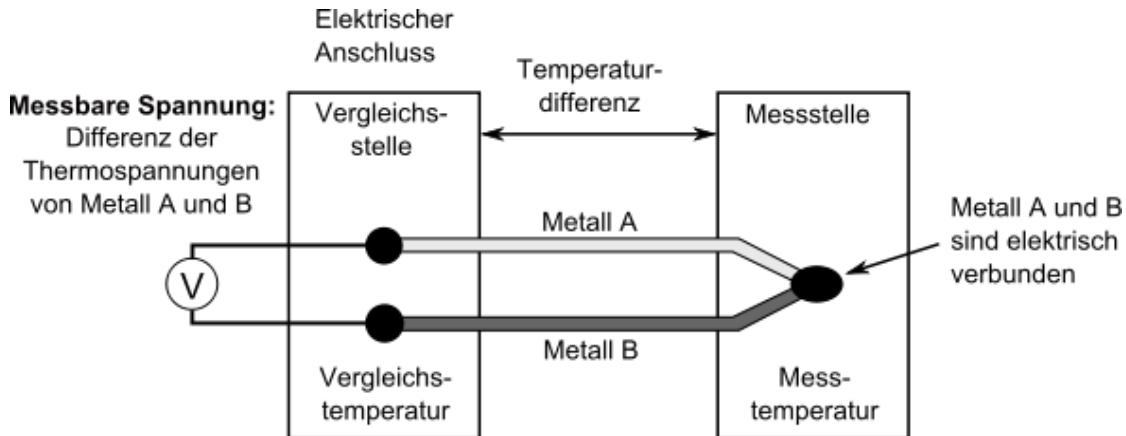


Abbildung 3.3: Prinzip der Temperaturmessung mit Thermopaaren

Thermoelemente werden nach DIN EN 60584 nach ihren Metall-/Legierungspaaren in Typen klassifiziert, z. B. Typ K (NiCr-Ni), Typ T (Cu-CuNi), Typ E (NiCr-CuNi). Die jeweiligen Typen sind auch durch die farbliche Kodierung nach DIN EN 60584 erkennbar [6].

Die Vorteile von Thermoelementen sind eine sehr geringe Trägheit, Unempfindlichkeit gegenüber der Leitungslänge und ein sehr großer Messbereich, insbesondere bei hohen Temperaturen bis 1700 °C. Die Nachteile sind eine geringere Genauigkeit, Nichtlinearität und Langzeitstabilität (siehe Abbildung 3.4). Zudem muss bei Steckverbindern darauf geachtet werden, dass die passenden Materialien verwendet werden, um zusätzliche Thermospannungen zu vermeiden, die das Messergebnis verfälschen könnten.

Einige Hersteller bieten auch digitale Temperatursensoren an (siehe Abbildung 3.5). Diese Sensoren sind zusätzlich mit einem Analog-Digital-Wandler ausgestattet, sodass das generierte elektronische Signal je nach Bauweise über verschiedene BUS-Systeme übertragen werden kann. Im Vergleich zur analogen elektrischen Messung liefern digitale Sensoren direkt verarbeitbare digitale Signale, was die Topologie der Messtechnik vereinfacht. Zudem bieten digitale Signale Vorteile bei langen Leitungslängen. Aufgrund der eingebauten Elektronik ist der einsetzbare Temperaturbereich jedoch eingeschränkt.

Neben Platinwiderständen und Thermoelementen werden auch NTC- und PTC-Thermistoren zur Temperaturmessung verwendet. Diese Thermistoren nutzen den temperaturabhängigen Widerstand von Halbleitermaterialien zur Temperaturmessung.

Tabelle 1. Klassen der Grenzabweichungen für Thermopaare (Vergleichsstellen-Temperatur 0 °C\*)

Typ	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3 <sup>1)</sup>
<b>Typ T</b> Temperaturbereich Grenzabweichung Temperaturbereich Grenzabweichung	- 40 °C bis + 125 °C ± 0,5 °C 125 °C bis 350 °C ± 0,004 ·  t	- 40 °C bis + 133 °C ± 1 °C 133 °C bis 350 °C ± 0,0075 ·  t	- 67 °C bis + 40 °C ± 1 °C - 200 °C bis - 67 °C ± 0,015 ·  t
<b>Typ E</b> Temperaturbereich Grenzabweichung Temperaturbereich Grenzabweichung	- 40 °C bis + 375 °C ± 1,5 °C 375 °C bis 800 °C ± 0,004 ·  t	- 40 °C bis + 333 °C ± 2,5 °C 333 °C bis 900 °C ± 0,0075 ·  t	- 167 °C bis + 40 °C ± 2,5 °C - 200 °C bis - 167 °C ± 0,015 ·  t
<b>Typ J</b> Temperaturbereich Grenzabweichung Temperaturbereich Grenzabweichung	- 40 °C bis + 375 °C ± 1,5 °C 375 °C bis 750 °C ± 0,004 ·  t	- 40 °C bis + 333 °C ± 2,5 °C 333 °C bis 750 °C ± 0,0075 ·  t	- - - -

Abbildung 3.4: Grenzabweichungen nach DIN EN 60584 [6]

**NTC-Thermistoren (Negative Temperature Coefficient):** NTC-Thermistoren haben einen negativen Temperaturkoeffizienten, was bedeutet, dass ihr Widerstand mit steigender Temperatur abnimmt. Sie sind besonders empfindlich und eignen sich gut für Anwendungen, bei denen eine hohe Auflösung und Empfindlichkeit erforderlich sind, allerdings haben sie eine geringe Langzeitstabilität. Typische Einsatzbereiche sind die Messung von Flüssigkeits- und Gas-Temperaturen sowie die Überwachung von elektronischen Bauteilen.

**PTC-Thermistoren (Positive Temperature Coefficient):** PTC-Thermistoren haben einen positiven Temperaturkoeffizienten, d.h., ihr Widerstand steigt mit zunehmender Temperatur an. Sie werden oft als Temperatursensoren verwendet, aber auch als Überstromschutzelemente, da sie bei Erreichen einer bestimmten Temperatur einen hohen Widerstand erzeugen und somit den Stromfluss begrenzen. PTC-Thermistoren sind weniger empfindlich als NTC-Thermistoren und werden häufig in Haushaltsgeräten und Automobilanwendungen eingesetzt.

### 3.2.1 Vergleich und Bewertung der Sensortypen

#### Platinwiderstände (Pt100, Pt1000):

- **Vorteile:**

- Hohe Genauigkeit und Langzeitstabilität.
- Weitgehend lineares Verhalten zwischen Temperatur und Widerstand.
- Normierte Sensoren nach DIN EN 60751 [9].

- **Nachteile:**

- Höherer Kostenaufwand im Vergleich zu Thermoelementen.
- Messfehler durch Leitungswiderstand, besonders bei langen Leitungen.

#### Thermoelemente:

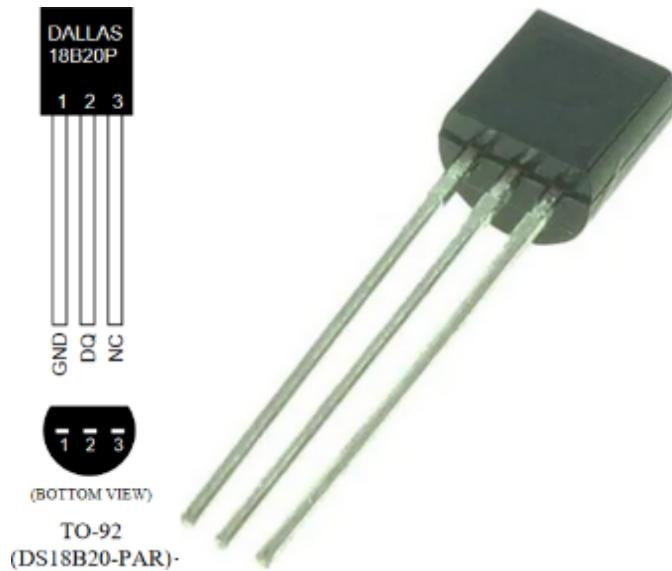


Abbildung 3.5: Digitaler Temperatursensor DS18B20-PAR (Quelle: Maximintegrated)

- **Vorteile:**

- Breiter Temperaturmessbereich.
- Schnelle Ansprechzeit.
- Robuste Bauweise und kostengünstig.

- **Nachteile:**

- Nichtlineares Verhältnis von Temperatur und Spannung.
- Empfindlich gegenüber elektromagnetischen Störungen und Thermospannungseffekten.

#### **NTC-Thermistoren:**

- **Vorteile:**

- Hohe Empfindlichkeit und Genauigkeit bei kleinen Temperaturänderungen.
- Kostengünstig und in kleinen Bauformen erhältlich.

- **Nachteile:**

- Stark nichtlineares Verhalten.
- Begrenzt einsetzbar bei hohen Temperaturen.

#### **PTC-Thermistoren:**

- **Vorteile:**

- Selbstregulierend bei Übertemperaturschutzanwendungen.
- Robuste und einfache Konstruktion.

- **Nachteile:**

- Weniger empfindlich als NTC-Thermistoren.
- Begrenzte Genauigkeit bei Temperaturmessungen.

**Digitale Temperatursensoren:**

- **Vorteile:**

- Direkte digitale Ausgabe, die einfach in elektronische Systeme integriert werden kann.
- Weniger anfällig für Signalverluste über lange Kabelwege.

- **Nachteile:**

- Eingeschränkter Temperaturbereich aufgrund der eingebauten Elektronik.
- Potenziell höherer Stromverbrauch und Kosten im Vergleich zu analogen Sensoren.

### 3.2.2 Praktische Anwendung und Auswahlkriterien

Die Auswahl des geeigneten Temperatursensors hängt stark von der spezifischen Anwendung ab. Für hochpräzise Messungen in Laborumgebungen oder bei kritischen Prozessen sind Platinwiderstände ideal. Thermoelemente eignen sich besser für industrielle Anwendungen mit extremen Temperaturen. NTC- und PTC-Thermistoren sind gut für Anwendungen, bei denen Kosten und Platz eine Rolle spielen, wie in der Elektronik und Haushaltsgeräten. Digitale Sensoren bieten Vorteile in komplexen Systemen, in denen eine einfache Integration und zuverlässige Datenübertragung über lange Strecken erforderlich ist.

Bei der Temperaturmessung von Gasgemischen, wie z. B. Außen- und Innenraumluft, müssen potenzielle Verfälschungen des Messergebnisses durch den Messaufbau weitgehend ausgeschlossen werden. Die Sensoren sollten vor Strahlungsanteilen geschützt sein, die Luft muss gut durchmischt sein, und eine freie Umströmung des Sensors sowie die Vermeidung von Kondensatbildung an der Messstelle müssen gewährleistet sein.

Es ist wichtig, bei der Auswahl des Sensors die Umgebungsbedingungen, die erforderliche Genauigkeit und mögliche Störquellen zu berücksichtigen, um eine optimale Messung zu gewährleisten.

## 3.3 Volumenstrom

Ebenso wichtig wie die Temperaturmessung ist im Technischen Monitoring die Bestimmung von Volumenströmen, da auch sie für die Berechnung von Wärmeströmen benötigt werden. Der Volumenstrom [ $\text{m}^3/\text{h}$ ,  $1/\text{s}$ ] wird dabei aus Messwert der Strömungsgeschwindigkeit  $v$  [ $\text{m}/\text{s}$ ] und dem durchströmten Querschnitt  $A$  [ $\text{m}^2$ ] ermittelt. Bei Strömungen von Fluiden in Rohren und Kanälen bildet sich allerdings ein Geschwindigkeitsprofil aus.

In der Mitte ist die Geschwindigkeit höher als an der Wandung, dabei fällt sie bei laminarer Strömung gleichmäßig nach außen ab, während sie bei turbulenter Strömung über fast den ganzen Querschnitt gleichmäßig hoch ist mit einem sehr kurzen, steilen Abfall zum Rand. Jedoch ist das Profil hinter Bauteilen und Bögen normalerweise komplett gestört und bildet sich erst nach einer gewissen Entfernung wieder aus. Da das Profil bei den meisten Messverfahren bei der Umrechnung des Messsignals in den Messwert vom Gerät berücksichtigt werden muss, ist es wichtig, dass beim Einbau der Volumenstromsensoren die von den Herstellern vorgegebenen Beruhigungsstrecken eingehalten werden. Andernfalls ergeben sich für den Volumenstrom zusätzliche Messabweichungen.

Die Messtechnik für Flüssigkeiten und Gase unterscheidet sich deutlich. Im Normalfall werden die Flüssigkeiten in Rohren transportiert, so dass der nachträgliche Einbau von Volumenstrommessern immer einen größeren handwerklichen Aufwand erfordert. Es empfiehlt sich daher, das Monitoring schon in der Planung zu berücksichtigen und sei es nur, dass zumindest kostengünstige Zählereinbausätze in den Leitungen verbaut werden, die eine nachträgliche Installation einfach erlauben. Zwar gibt es inzwischen auch Anlegesensoren nach dem später beschriebenen Ultraschallprinzip, aber diese sind noch sehr kostspielig. Für Kurzzeitmonitorings können diese aber durchaus eine Option sein.

Die Messung von Gasströmen in der Gebäudetechnik bezieht sich meistens auf den Luftvolumenstrom in Lüftungsanlagen, aber auch auf den Gasbedarf von z. B. Heizkesseln. Da Lüftungskanäle an vielen Stellen für Wartung und Reinigung zugänglich sind, kann der Aufwand für die nachträgliche Installation von Sensoren für die Luftgeschwindigkeitsmessung deutlich geringer sein als bei Flüssigkeiten. In der Gebäudetechnik werden die Volumenströme von Flüssigkeiten in den meisten Fällen zur Abrechnung von Verbräuchen gemessen werden, genügen diese Messungen üblicherweise in ihrer Genauigkeit den Anforderungen eines Energiemonitorings. In der Lüftungstechnik hingegen werden Volumenströme auch zur Steuerung und Regelung gemessen. Für diese Aufgabe ist der Genauigkeitsanspruch begrenzt. Sollen aus diesen Werten auch die Energieströme im Rahmen eines Monitorings bestimmt werden, ist zu prüfen, ob diese eher dASSensoren auch den Anforderung eines Monitorings genügen. Aber selbst wenn die Genauigkeit für eine Energiemonitoring nicht ausreichend sein sollte, ist es doch für die Analyse von Anlagenzuständen und -fehlern äußerst hilfreich, die Messwerte aufzuzeichnen.

Für die Messung von Volumenströmen gibt es inzwischen vielfältige Messprinzipien. Die für ein technisches Monitoring üblichen werden hier kurz mit den wichtigsten monitoringrelevanten Eigenschaften beschrieben.

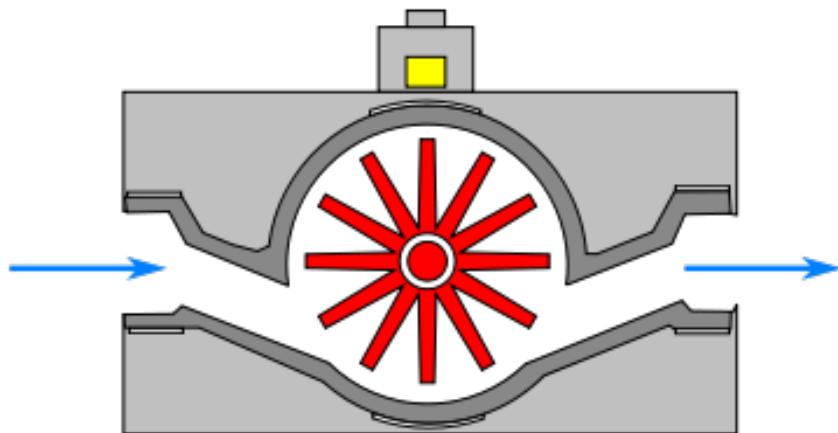
### **3.3.1 Volumenstrommessung bei Flüssigkeiten**

Bei der Flügelradmessung wird das Medium im Durchflussgeber an einem Rotor (axial oder radial) vorbeigeführt und dieser in eine Drehbewegung versetzt (siehe Abbildung 3.6). Durch einen magnetischen Impulsgeber wird bei jeder Umdrehung des Flügelrades ein Impuls auf den Ausgang gegeben. Je nach Größe des Zählers entspricht dieser einem bestimmten Volumen. Im Rechenwerk des Zählers werden diese zum Verbrauch

von z. B. Wasser aufsummiert und bei Bedarf daraus ein Volumenstrom errechnet. Das Signal wird je nach Ausführung des Messgeräts in einer integrierten Auswerteeinheit verarbeitet oder zur Datenverarbeitung weitergeleitet.

Bei An- und Ausschaltvorgängen vor allem mit Volumenströmen im unteren Messbereich des Zählers ist unklar, wann nach dem letzten Impuls sich der Volumenstrom geändert hat. Beim reinen Wasserverbrauch spielt dies keine Rolle, aber bei Wärmemengenzählern wird das Volumen mit der Temperaturdifferenz multipliziert. Da sich im allgemeinen die Temperaturen in der Leitung im Stillstand ändern, ergeben sich hier Messfehler, die allerdings nur bei häufigen Anfahrvorgängen und kleinen Volumenströme relevant werden können. Zu beachten sind die jeweiligen Messbereiche der einzelnen Ausführungen. Im dauerhaften Einsatz ist zu beachten, dass das Anlaufverhalten der beweglichen Teile durch Ablagerungen oder auch Abnutzung beeinflusst werden kann. Eine regelmäßige Wartung und Neujustierung ist daher anzuraten.

Die Konstruktionsvarianten unterscheiden sich in Ein- und Mehrstrahlflügelradzähler. Mehrstrahlflügelradzähler bieten infolge einer symmetrischen Anströmung des Flügelrads eine höhere Messstabilität und Messgenauigkeit. Flügelrad-Durchflussmesser sind aufgrund ihrer breiten Einsatzmöglichkeiten in vielen Bereichen etabliert und werden auch bei der Wärmemengenmessung zur Volumenermittlung vor allem bei größeren Rohrdurchmessern eingesetzt.



Schnittzeichnung Flügelrad-Durchflussmesser

Abbildung 3.6: Prinzip des Flügelradzählers (Quelle: Wikipedia)

Eine weitere Möglichkeit, Volumenströme von Flüssigkeiten zu messen, ist mittels Ultraschallmessung (siehe Abbildung 3.7). Das Funktionsprinzip der Ultraschall-Durchflussmessgeräte beruht meistens entweder auf der Frequenzverschiebung durch den Dopplereffekt oder der Laufzeitdifferenz mit und gegen die Strömung. Es wird ein Ultraschallsignal

in Längsrichtung zur Strömung durch das Medium geschickt und von einem Ultraschallsensor detektiert. Die Differenzen sind in beiden Fällen proportional zur Durchflussgeschwindigkeit. Dieses Messprinzip hat sich in den letzten Jahren zum Standard bei den Einbau-Wärmemengenzählern entwickelt. Prinzipiell ist die Messung auch mit Anlegesensoren möglich, aber diese Geräte sind sehr hochpreisig. Das Messverfahren funktioniert auch bei Strömungsumkehr, aber bei Zählern wird normalerweise nur der Messwert in der vorgesehenen Flussrichtung ausgegeben.

Da in die Berechnung unter anderem die Schallgeschwindigkeit mit eingeht, muss das jeweilige Gerät auf das zu messende Medium einstellbar sein. Bei den Anlegefühlern muss noch Rohrdicke und Abstand zwischen Sender und Empfänger bekannt sein. Die Vorteile dder Ultraschallmethoden sind die berührungslose Messung ohne mechanisch bewegliche Teile, kurze Messintervalle und auch die Möglichkeit, bereits relativ geringe Volumenströme mit guter Genauigkeit messen zu können. Die Messunsicherheit bei Ultraschallsensoren liegt typischerweise bei etwa 1 % über einen relativ großen Bereich. Üblicherweise geben auch die Ultraschallsensoren Impulse pro Volumen aus, die vom Zählwerk verrechnet werden. Die Nachteile sind die gleichen wie bei den Flügelradzählern, nur das im Prinzip die Impulswertigkeit vom Hersteller beliebig gewählt werden kann. Dadurch können die Hersteller dieselben Zählwerke für unterschiedliche Arten von Sensoren einsetzen.

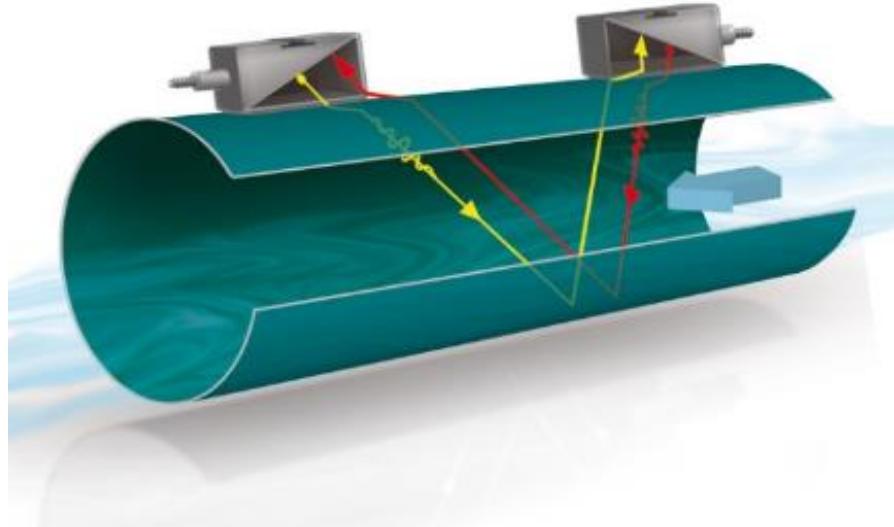


Abbildung 3.7: Prinzip des Ultraschall-Laufzeitverfahrens

Ein anderes Prinzip ist die magnetisch induktive Messung des Durchflusses (MID) von Flüssigkeiten. Hier für muss das Medium eine elektrische Mindestleitfähigkeit aufweisen. Bei der Messung wird der physikalisch Effekt genutzt, dass elektrisch geladene Teilchen, die sich senkrecht durch ein Magnetfeld bewegen, sowohl senkrecht zur Bewegung als auch senkrecht zum Magnetfeld abgelenkt werden. Da sich in leitfähigen Flüssigkeiten

Ionen befinden, werden diese bei der Durchströmung des Rohres je nach Ladung auf gegenüberliegende Seiten abgelenkt und erzeugen dadurch einen Spannungsunterschied, der gemessen werden kann. Diese Spannung ist proportional zur magnetischen Feldstärke, Länge des Leiters und Geschwindigkeit des Mediums und wird an quer zum Magnetfeld angeordneten Elektroden erfasst und an ein Auswertegerät weitergeleitet. Die Länge des Leiters entspricht dem Abstand der Messelektroden. Die Sensoren können die Strömungen in beide Richtungen messen. Auch die magnetisch-induktiven Durchflussmesser haben keinen Wartungsaufwand, da auch sie ohne bewegliche Teile auskommen. Sie haben unter den in Gebäudetechnik noch üblichen Sensoren 0,2 - 0,5 % die höchste Genauigkeit, sind aber auch teurer. Verwendung finden sie vor allem in der Lebensmitteltechnik, da sie keinerlei Hindernisse im Rohrquerschnitt aufweisen und daher bestens reinigbar sind.

Relativ neu ist der breitere Einsatz von Vortexsonden. In der Gebäudetechnik werden sie als low-cost Varianten in Wärmepumpen eingesetzt, um die vorgeschriebene COP-Messung durchführen zu können. Ein Störkörper erzeugt in der Drehrichtung abwechselnde Wirbel, die strömungsabwärts als Druckschwankungen von einem Sensor detektiert werden. Die Frequenz der Druckschwankungen ist proportional zu Strömungsgeschwindigkeit. Ein Nachteil dieser Sensoren ist, dass das Messergebnis durch andere Druckschwankungen, wie sie etwa von Pumpen erzeugt werden können, verfälscht werden kann. Außerdem reagieren sie empfindlich auf Schmutzablagerungen. Typische Messgenauigkeit dieser Sensoren ist etwa 2 %.

### 3.3.2 Volumenstrommessung bei Gasen

Eine generelle Schwierigkeit bei Messungen in Lüftungsanlagen ist die Einhaltung der geforderten Beruhigungsstrecken, da die Leitungsdurchmesser wesentlich größer als bei Hydraulikleitungen sind. Nach der DIN EN 12599 soll diese etwa das 6 - 8 fache des hydraulischen Durchmessers betragen [3]. Bei einer Wohnungslüftungsanlage mit Rohrdurchmessern bis zu etwa 0,2 m ist das mit 1,2 - 2 m eventuell noch erfüllbar, bei etwas größeren Anlagen mit einem Rohrdurchmesser von etwa 0,8 m sind dies aber schon mindestens 4,8 m ungestörte Länge. Hinzu kommt noch mal etwa die Hälfte als Auslaufstrecke nach der Messtelle. Diese ungestörten Leitungslängen sind in der Praxis kaum zu finden. Für Abhilfe können eventuell Strömungsgleichrichter sorgen oder es müssen die ungenauerer Messergebnisse hingenommen werden.

Bei Messtechnik für fest installierte Volumenstrommessungen werden in der Lüftungstechnik sehr gerne Wirkprinzipien eingesetzt, die einen Differenzdruck erzeugen wie Staurohre und Messblenden, da durch die Entwicklung in der Halbleitertechnik die dafür nötigen Messaufnehmer inzwischen sehr kostengünstig geworden sind.

Das Prandtlsche Staurohr ist eine häufig verwendete Methode. Dieses Prinzip macht sich den Staudruck des Mediums beim Umströmen eines Körpers zunutze. Als Teil des Messgerätes ist ein Rohr in Strömungskanal angebracht. Dieses enthält eine oder mehrere Bohrungen die gegen die Strömungsrichtung ausgerichtet sind (Staudruck) und in einem zweiten Rohr sind seitlich zur Strömungsrichtung Bohrungen angebracht (Statischer

Druck). Ein Drucksensor misst den Druckunterschied, aus dem sich die Strömungsgeschwindigkeiten berechnen lässt. Je nach Bauart finden sich unterschiedliche Ausprägungen von Stauelementen und Sensoranordnungen. In der Lüftungstechnik werden die Prandtl-Sonden gerne als Messkreuz mit mehreren Bohrungen verwendet (siehe Abbildung 3.8). Dadurch wird gleichzeitig an mehreren Stellen des Leitungsquerschnitts gemessen und somit die durchschnittliche Strömungsgeschwindigkeit ermittelt. Gemeinhin zeichnen sich Prandtlsche Staurohre durch eine geringe Wartungsintensität und eine gute Eignung für hohe Strömungsgeschwindigkeiten aus. Jedoch sind die Messaufbauten richtungsabhängig, empfindlich gegenüber Turbulenzen und geringe Strömungsgeschwindigkeiten fallen meist aus dem Messbereich heraus.

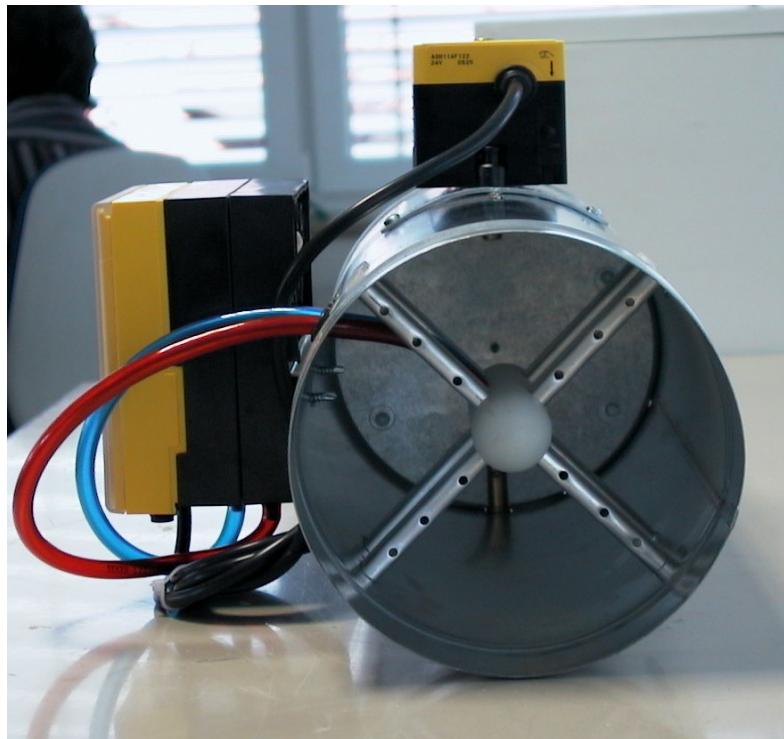


Abbildung 3.8: Messkreuz eines Volumenstromreglers

Messblenden erzeugen die Druckdifferenz mit einer Blende, die beim Durchströmen einen geschwindigkeitsabhängigen Druckverlust erzeugt. Gemessen wird also die Druckdifferenz vor und nach der Blende. Die Blenden haben eine sehr hohe Genauigkeit, erzeugen aber einen zusätzlichen Druckverlust und bei ungünstigem Betriebszustand auch Geräusche. In der Gebäudetechnik werden sie deswegen immer weniger verwendet, es sei denn bei hohem Genauigkeitsanspruch.

Für nicht stationäre Einzelmessungen werden noch Flügelrad- und Hitzdrathanemometer eingesetzt. Bei Lüftungskanälen ist hier immer eine Messung an mehreren Stellen über den Kanalquerschnitt erforderlich.



Abbildung 3.9: Flügelradsensor [Ahlborn]

Beim Flügelrad-Anemometer kommt Analog zur Flügelradmessung bei Flüssigkeiten ein leicht laufendes Windrad und ein Impulsgeber zum Einsatz. Dabei fallen geringe Strömungsgeschwindigkeiten bei den meisten Modellen aus dem Messbereich. Auch die Wartungsintensität mechanisch bewegter Teile ist zu beachten. Der Volumenstrom von Gasen lässt sich mittels Flügelrad-Anemometer (siehe Abbildung 3.9), ebenfalls anhand der Strömungsgeschwindigkeit ermitteln.

Bei Messungen mit thermischen Anemometern (siehe Abbildung 3.10) wird ein umströmter Sensor mit temperaturabhängigem elektrischem Widerstand elektrisch beheizt. Die vorbeiströmende Luft kühlt diesen ab. Anhand elektrischer Messgrößen wie benötigte Heizleistung und Widerstand kann auf die Luftgeschwindigkeit geschlossen werden. Neben der Erfassung von relativ geringen Strömungsgeschwindigkeiten können bei dieser Messmethode auch richtungsunabhängige Messungen vorgenommen werden. Interessant ist auch die hohe zeitliche Auflösung. Für kontinuierliches Monitoring können mehrere Hitzdrahtanemometer in einer Gitteranordnung in einen Kanal eingebracht werden, aber thermische Anemometer sind sehr empfindlich auch Schmutzablagerungen und werden deshalb für längerfristiges Monitoring kaum benutzt.

Ein anderer Bereich der Gasvolumenstrommessung im technischen Monitoring ist die Verbrauchsmessung von Gas für Heizkessel und BHKWs. Hier ist die Zählertechnik aus der Abrechnungsmessung problemlos verwendbar, wenn sie mit elektronisch auslesbaren Zählwerken ausgerüstet sind. Da diese aber auch meist mit Impulsausgängen arbeiten, gilt das in Unterabschnitt 3.3.1 über die Zeitauflösung Gesagte hier ebenfalls.

Für eine genaue Gasmessung muss die Temperatur und der Druck des gemessenen Gases berücksichtigt werden, da die Dichte und damit der Energieinhalt des Gases von diesen abhängt. Zu beachten ist auch, dass die genaue Gaszusammensetzung von Erdgas je nach Lieferant variiert und mit ihr der Heiz- und Brennwert. Für eine Energiemessung muss also der Heiz- bzw. Brennwert des jeweiligen Versorgers in Erfahrung gebracht werden. Gaszähler gibt es in den Genauigkeitsklassen 1,5%, 1,0% und 0,5%.



Abbildung 3.10: Thermisches Anemometer [Ahlborn]

### 3.4 Luftfeuchte

Zur Bestimmung der relativen Luftfeuchtigkeit haben sich in der Praxis vor allem Absorptionshygrometer bewährt, da sie im Vergleich zu anderen Methoden am praktikabelsten und gleichzeitig kostengünstig sind. Diese nutzen die hygrokopischen Eigenschaften der eingesetzten Materialien, die in der Lage sind, Wasser aus der Umgebungsluft aufzunehmen.

Moderne Hygrometer verwenden häufig die elektrischen Eigenschaften des hygrokopischen Materials. Kapazitive Sensoren nutzen eine hygrokopische Polymer- oder Keramikschicht als Dielektrikum, sodass mit steigender Luftfeuchtigkeit auch die Kapazität des Kondensators ansteigt (siehe Abbildung 3.11). Dieses Messverfahren gehört zu den wirtschaftlichsten Methoden der Luftfeuchtemessung, weist jedoch eine geringere Langzeitstabilität auf und muss gemäß VDI 3789 alle zwei Jahre neu kalibriert werden (vgl. [16]). Die Genauigkeit dieser Sensoren liegt typischerweise im mittleren Messbereich bei etwa 2 bis 2,5 % relativer Luftfeuchtigkeit.

Eine weitere Methode zur Messung der Luftfeuchtigkeit ist die Verwendung von Impedanzsensoren, bei denen der ohmsche Widerstand eines hygrokopischen Materials gemessen wird, der sich mit der Aufnahme von Feuchtigkeit ändert.

Psychrometer bestimmen die Luftfeuchtigkeit anhand der Temperaturdifferenz zwischen einem nassen und einem trockenen Temperatursensor. Anhand dieser Temperaturdifferenz kann die relative Luftfeuchtigkeit durch Berechnungen oder Tabellen ermittelt werden. Obwohl Psychrometer sehr genaue Messergebnisse liefern, sind sie für den Einsatz im Monitoring häufig zu aufwendig, da der nasse Sensor kontinuierlich feucht gehalten werden muss, was eine ständige Wasserversorgung erfordert.

Das Taupunktspiegelhygrometer nutzt ein optisches Verfahren, bei dem ein Spiegel so weit abgekühlt wird, bis sich Tauwasser bildet. Anhand der Temperatur des Spiegels zum Zeitpunkt der Tauwasserbildung und des Umgebungsluftdrucks lässt sich die absolute Luftfeuchtigkeit bestimmen. In Kombination mit der Lufttemperatur kann auch

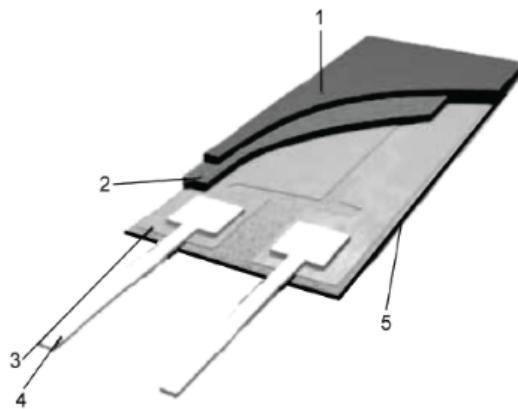


Bild 6. Kapazitiver Feuchtesensor (Quelle: testo industrial services GmbH, geändert)

- |                                    |   |
|------------------------------------|---|
| 1 obere, gasdurchlässige Elektrode | 2 hygroskopische Polymer-schicht als Dielektrikum |
| 3 untere Elektrode                 | 4 Anschlüsse                                      |
| 5 Träger                           |   |

Abbildung 3.11: Aufbau kapazitiver Feuchtefühler

die relative Luftfeuchtigkeit ermittelt werden. Der Taupunktspiegel ist in der Regel das genaueste Messinstrument, jedoch ist er aufgrund der langen Messzeiten und der hohen Anschaffungskosten nur für spezielle Anwendungsbereiche geeignet.

Für das Technische Monitoring (TMon) der Luftfeuchtigkeit eignen sich am besten kombinierte Sensoren, die neben der Feuchtigkeit auch die Temperatur messen. Beispiele für digitale Sensoren sind der DHT22 als kostengünstige Option sowie der BME280 von Bosch (siehe Abbildung 3.12), der zusätzlich den Luftdruck misst.

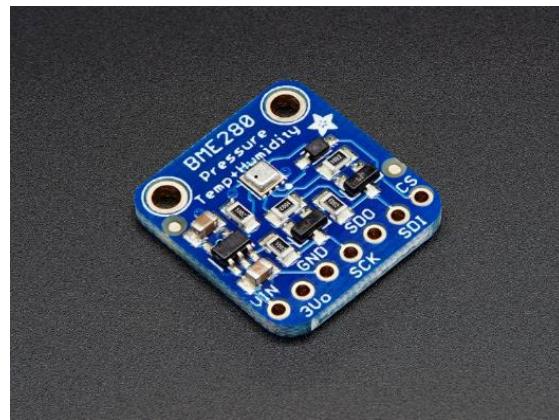


Abbildung 3.12: BME280 (Quelle: Adafruit)

Bei der Genauigkeit von Feuchtesensoren ist zu beachten, dass diese nur mittleren im

Bereich von etwa 5-95 % relativer Luftfeuchtigkeit gelten. Außerhalb dieser Grenzen wird die Messung durch die nicht linearen Absorptionseigenschaften der Materialien deutlich ungenauer, wie in Abbildung 3.13 dargestellt.

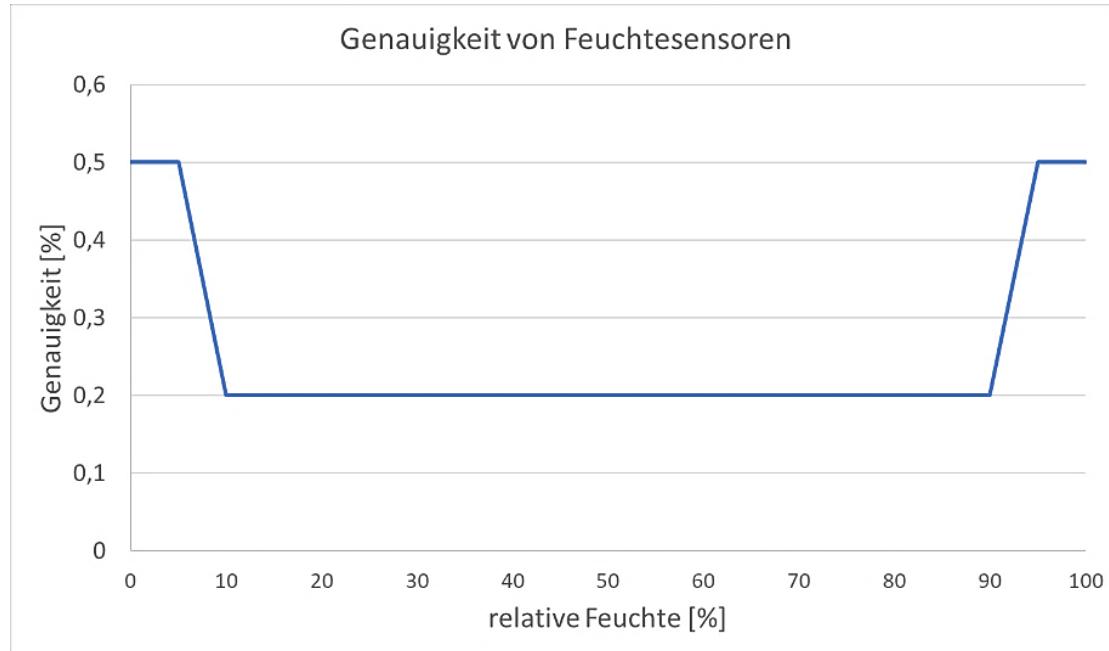


Abbildung 3.13: Genauigkeit von Feuchtesensoren (schematisch)

Ein weiterer wichtiger Punkt ist der altersbedingte Drift von Feuchtesensoren, der eine regelmäßige Neukalibrierung oder einen Austausch erforderlich macht. Die Zeitspanne für eine Neukalibrierung variiert je nach Sensortyp und liegt in der Regel zwischen 2 und 5 Jahren.

### 3.5 CO<sub>2</sub>

Die Messung der Kohlenstoffdioxidkonzentration von Gasen erfolgt in den meisten Fällen mittels nichtdispersiver Infrarotsensoren (NDIR). Dieses Prinzip basiert auf den dämpfenden bzw. absorbierenden Eigenschaften von Gasen bezüglich spezifischer Wellenlängenbereiche. Dafür wird im Messgerät in einer mit dem zu prüfenden Gasgemisch gefüllten Kammer die spezifische Wellenlänge von CO<sub>2</sub> (4,26 µm) emittiert und nach dem Durchqueren der Kammer vom Sensor erfasst. Diese wird der gemessenen Lichtintensität in einer mit einem Referenzgas gefüllten Kammer gegenübergestellt. Die Lichtintensität lässt so Rückschlüsse auf die CO<sub>2</sub>-Konzentration des Gasgemisches zu (siehe Abbildung 3.14). Nichtdispersive Infrarotsensoren bieten den Vorteil einer hohen Messgenauigkeit und einer langen Lebensdauer, sind aber bei einer Reaktionszeit von bis zu fünf Minuten relativ träge und mit hohen Anschaffungskosten verbunden. Außerdem

haben sie einen vergleichsweise hohen Stromverbrauch, der batteriebetriebene Sensoren schwierig macht.

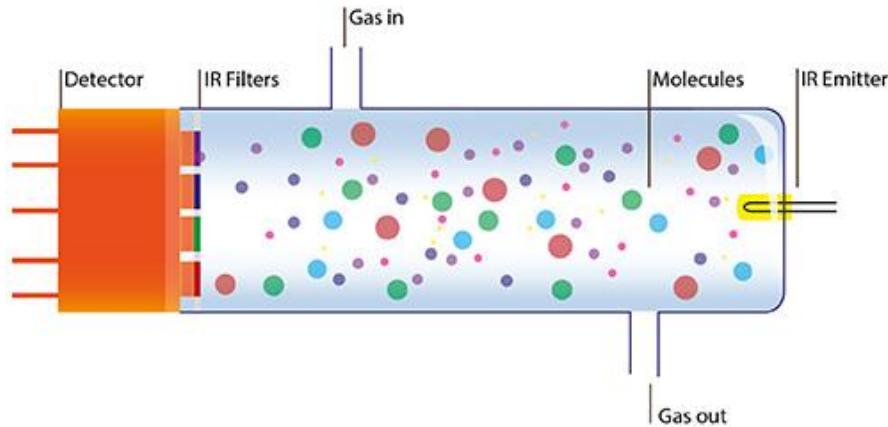


Abbildung 3.14: Prinzip der NDIR Messung (Quelle: Laser Components)

Ebenfalls kann der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Luft durch elektrochemische Methoden bestimmt werden. Entsprechende Sensoren bestehen aus einer mit einer porösen Membran abgetrennten Reaktionskammer, welche mit einem Elektrolyt gefüllt ist und mindestens zwei katalytische Elektroden aufweist. Bei Kontakt des zu messenden Gasmoleküls mit Elektrolyt und Elektroden wird ein Stromfluss erzeugt. Elektrochemische Gassensoren bieten den Vorteil, relativ genaue Absolutwerte von Gaskonzentrationen bestimmen zu können. Der Einfluss von Temperaturänderungen auf elektrochemische Methoden muss jedoch bei Messungen dringend beachtet werden. Außerdem müssen die Sensoren in kurzen Intervallen (etwa 6-12 Monate) neu kalibriert werden. Aus diesem Grund kommen diese Geräte meistens nur in Laborgeräten zum Einsatz.

In günstigen CO<sub>2</sub>-Sensoren wird die Kalibrierungsproblematik oft dadurch umgangen, dass sie sich selbst kalibrieren, in dem sie den niedrigsten Messwert innerhalb einer bestimmten Zeitspanne auf den allgemeinen Wert der Umwelt, also ca. 415 ppm setzen. Falls der Sensor aber in dieser Zeit nur Luft mit z.B. 500 ppm zu messen bekommt, wird dieser Messwert auf 415 ppm gesetzt und der Sensor driftet nach unten weg, bis er wieder Außenluft-Werte zu messen bekommt.

Sind in einem zu messenden Raum Lüftungsanlagen verbaut, ist der beste Platz für den Sensor am Lufteintritt des Abluftkanals, da Abluft die gleiche Konzentration wie die Raumluft hat und der Sensor gut umströmt wird. Und wenn die Anlagen nicht laufen, misst er nahe am Eintritt platziert immer noch die Raumluftkonzentration.

## 3.6 Volatile Organic Compounds (VOCs)

CO<sub>2</sub>-Messungen dienen der Bestimmung der Luftqualität. Aber auch VOCs können zur Luftqualitätsmessung genutzt werden, da der VOC-Gehalt von Raumluft in etwa mit der menschenverursachten Geruchsbelästigung korreliert. Vielfach geben VOC-Sensoren auch einen CO<sub>2</sub>-Messwert aus, der allerdings über eine empirische Formel aus der VOC-konzentration gemessen wird. Da die VOC-Belastung durch Menschen allerdings sehr unterschiedlich sein kann und VOCs auch noch aus anderen Quellen stammen können, sollte ein so gemessener CO<sub>2</sub>-Wert nur als Schätzung betrachtet werden. Da VOCs teilweise auch Schadstoffe sind, macht eine getrennte Messung aber durchaus Sinn. Typische Einsatzgebiete von VOC-Sensoren sind, wie bei CO<sub>2</sub>-Sensoren, die Steuerung von zentralen Lüftungsanlagen, dezentralen Lüftungsgeräten oder z. B. Fenstermotoren.

In der Gebäudetechnik, insbesondere bei der Überwachung der Raumluftqualität, werden hauptsächlich Metalloxid-Halbleiter (MOS)-Sensoren und Infrarotsensoren (IR) eingesetzt.

### 3.6.1 Metalloxid-Halbleiter (MOS)-Sensoren

MOS-Sensoren sind in Raumluftsensores weit verbreitet, da sie eine gute Empfindlichkeit gegenüber einer Vielzahl von VOCs bieten. Sie sind in der Lage, allgemeine Luftqualitätsveränderungen zu erfassen, die durch VOCs wie Kohlenwasserstoffe, Alkohole und andere organische Verbindungen verursacht werden.

- **Vorteile:**

- **Kosteneffizienz:** MOS-Sensoren sind relativ kostengünstig und bieten eine robuste Leistung, was sie ideal für den Einsatz in kostensensitiven Gebäude-technikanwendungen macht.
- **Einfache Integration:** Aufgrund ihrer geringen Größe und ihrer Fähigkeit, in integrierte Schaltkreise eingebaut zu werden, sind sie einfach in bestehende Gebäudeautomationssysteme zu integrieren.

- **Nachteile:**

- **Drift und Kalibrierung:** Diese Sensoren neigen zu Drift, was bedeutet, dass sie regelmäßig kalibriert werden müssen, um eine genaue Messung sicherzu-stellen.
- **Energieverbrauch:** Der kontinuierliche Betrieb des Heizelements führt zu ei-nem höheren Energieverbrauch, was in energieeffizienten Gebäuden ein Nach-teil sein kann.

### 3.6.2 Infrarotsensoren (IR)

Infrarotsensoren werden eingesetzt, wenn eine genaue und selektive Erfassung bestimmter VOCs erforderlich ist, da sie auf spezifische Absorptionsbänder von VOCs im Infrarot-

bereich abgestimmt sind.

- **Vorteile:**

- **Hohe Genauigkeit:** IR-Sensoren bieten eine hohe Genauigkeit und Zuverlässigkeit, was sie ideal für anspruchsvolle Anwendungen in der Gebäudetechnik macht, bei denen es auf präzise Luftqualitätsmessungen ankommt.
- **Geringe Drift:** Diese Sensoren weisen eine geringe Drift auf, wodurch sie weniger häufig kalibriert werden müssen als MOS-Sensoren.

- **Nachteile:**

- **Kosten:** IR-Sensoren sind in der Regel teurer als MOS-Sensoren, was ihre Verwendung auf High-End-Anwendungen oder spezialisierte Gebäudetechnik beschränkt.
- **Größe und Komplexität:** Sie sind oft größer und komplexer als andere Sensortypen, was die Integration in kompakte Systeme erschwert.

### 3.6.3 Weitere Sensoren

Obwohl **elektrochemische Sensoren** und **Photoionisationsdetektoren (PID)** ebenfalls in einigen speziellen Anwendungen verwendet werden, sind sie in der allgemeinen Gebäudetechnik weniger verbreitet. Elektrochemische Sensoren werden aufgrund ihrer Empfindlichkeit und Spezifität in bestimmten Überwachungsgeräten eingesetzt, jedoch weniger häufig in Standard-Raumluftsensoren, da sie eine begrenzte Lebensdauer haben und regelmäßige Kalibrierung erfordern. PIDs werden eher in industriellen Anwendungen genutzt, wo extrem niedrige VOC-Konzentrationen überwacht werden müssen.

### 3.6.4 Zusammenfassung

In der Gebäudetechnik sind MOS-Sensoren aufgrund ihrer Kosteneffizienz und breiten Anwendbarkeit die am häufigsten eingesetzten VOC-Sensoren. Für Anwendungen, die eine höhere Präzision und geringere Drift erfordern, werden auch IR-Sensoren verwendet. Beide Technologien spielen eine wichtige Rolle bei der Überwachung der Raumluftqualität und tragen zur Schaffung eines gesunden und komfortablen Innenraumklimas bei.

## 3.7 Beleuchtungsstärke

Die Messung der Beleuchtungsstärke erfolgt in einem Luxmeter (siehe Abbildung 3.15) über Photodioden. Diese Halbleiterdioden wandeln Licht mittels Photoeffekt in elektrischen Strom um oder generieren einen beleuchtungsabhängigen Widerstand. Die gemessene Beleuchtungsstärke wird in Lux [lx] angegeben. Normative Anforderungen zur Lichtmessung finden sich in DIN 5032 [1]. Zur Beleuchtung von Arbeitsstätten finden sich in der DIN EN 12464 Anforderungen, die als Richtwerte auch auf andere Innenräume

me übertragen werden können [2].



Abbildung 3.15: Luxmeter [Ahlborn]

### 3.8 Solarstrahlung

Zur Messung der Solarstrahlung werden Pyranometer (siehe Abbildung 3.16) herangezogen. In diesen sind geschwärzte elektrische Bauelemente integriert, welche die einfallende Strahlung absorbieren und sich erwärmen. Die Temperaturdifferenzen zwischen der bestrahlten Oberfläche und dem vor Strahlung geschützten Gehäuseinneren erzeugen Thermospannungen. Diese sind nach Hinzuziehen eines Kalibrierfaktors proportional zur Bestrahlungsstärke. Um den Sensor optimal der einfallenden Strahlung auszusetzen, sind diese horizontal unter einer transparenten Abdeckung angeordnet.



Abbildung 3.16: Pyranometer [Ahlborn]

Die gesamt auf der Erdoberfläche auftreffende Solarstrahlung wird als Globalstrahlung  $G$  [ $\text{W/m}^2$ ] bezeichnet. Sie ergibt sich aus der auftreffenden direkt von der Sonne emittierten Strahlung und der durch Streuung, Reflexion und Emission durch andere Körper auftretenden Diffusstrahlung. Pyranometer ohne Beschattung messen den Momentanwert der Globalstrahlung. Sollen differenziertere Werte erhoben werden, so ist ein Messgerät mit Verschattungsring oder automatischer Verschattung zur Messung der Diffusstrahlung vonnöten. Der Messort sollte möglichst frei von verschattenden Objekten, wie z. B.

Bäumen, etc. gewählt werden. Außerdem sind eventuell reflektierende Oberflächen in der Nähe des Pyranometers zu beachten, da durch diese die einfallende Strahlung zeitweise erhöht werden kann und somit dass Messergebnis verfälscht wird.

Die maximale Strahlung stellt die Solarkonstante dar. Sie entspricht der Globalstrahlung am oberen Rand der Atmosphäre und beträgt  $1367 \text{ W/m}^2$ . Anhaltswerte für die lokale durchschnittliche Globalstrahlung bieten die Solarstrahlungskarten der Europäischen Kommission (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).

## 3.9 Messgeräte

Messgeräte sind Instrumente, die physikalische Größen erfassen und daraus weitere relevante Messgrößen ableiten. Ein Beispiel hierfür ist der PT1000-Temperatursensor, bei dem das Messgerät den elektrischen Widerstand misst und diesen in eine Temperatur umrechnet. Neben den in den vorigen Abschnitten beschriebenen Geräten zur Messung einzelner Größen gibt es auch Messgeräte, die die Werte mehrerer Sensoren kombinieren, um daraus eine andere Messgröße abzuleiten. Im technischen Monitoring zählen Energiezähler zu den wichtigsten dieser Art.

Energiezähler berechnen, basierend auf den gemessenen Grundgrößen, zusätzliche Werte wie die durch den Zähler fließende Leistung. Durch die Integration der Leistung über die Zeit wird letztlich die Energie bestimmt. Diese Geräte finden sowohl bei der Messung elektrischer Energie als auch bei der Erfassung thermischer Energie Anwendung. Hierzu gehört auch die Messung des Primärenergieverbrauchs, beispielsweise von Gas, Öl oder Festbrennstoffen.

### 3.9.1 Wärme-, Kälte- und Klimazähler

Wärmemengenzähler (WMZ) werden zur Ermittlung der Wärmeenergie eingesetzt und sind vor allem für die Kostenabrechnung von Bedeutung. Sie bestehen typischerweise aus einem Durchflusssensor, Temperatursensoren im Vorlauf und Rücklauf des Systems sowie einem Rechenwerk, das die Messsignale verarbeitet (vgl. Abbildung 3.17). Je nach Ausführung des Rechenwerks können diese Zähler Wärme, Kälte oder beides erfassen, was zum Beispiel in Systemen mit umschaltbaren Heiz- und Kühlkreisen oder bei Luftwärmepumpen zur Erfassung der Abtauenergie notwendig ist. Die technischen Anforderungen an diese Geräte sind in der Norm EN 1434 festgelegt, die mit der EU-Eichvorschrift MID Richtlinie MI-004 harmonisiert ist. Die für das Monitoring relevanten Aspekte werden im Folgenden behandelt.

Aus der ermittelten Fließgeschwindigkeit wird der Volumenstrom des Mediums berechnet. Zusammen mit der gemessenen Temperaturdifferenz lässt sich die Wärmeleistung bestimmen. Tabelle 3.2 zeigt die für die Berechnung der Wärmeleistung relevanten Größen.

Durch die Integration der berechneten Leistung über die Zeit wird die verbrauchte

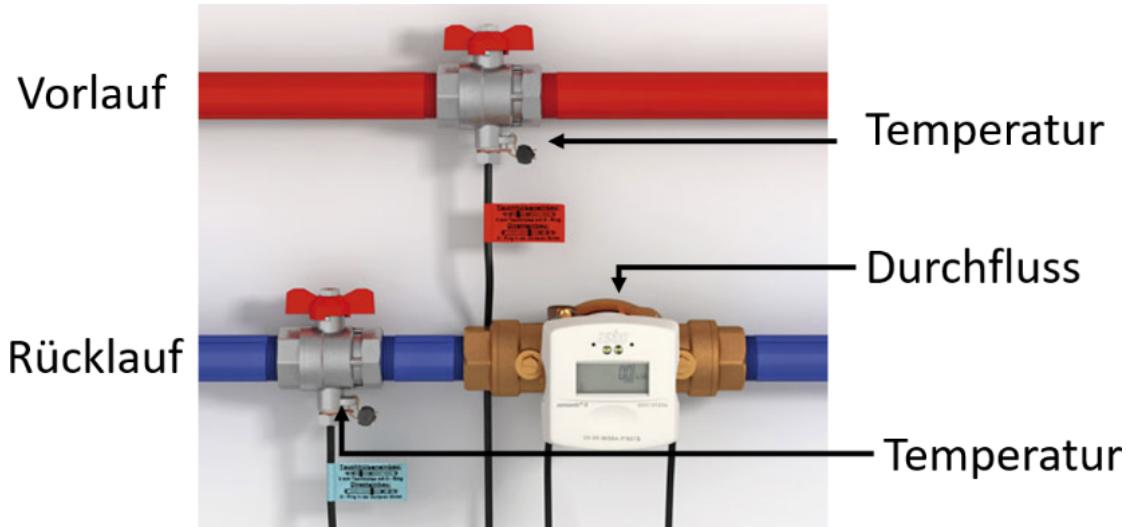


Abbildung 3.17: Prinzip und Einbau von Wärmemengenzählern (WMZ)

Größe	Formelzeichen	Einheit
Wärmeleistung	$\dot{Q}$	W
Volumenstrom	$\dot{V}$	$\text{m}^3/\text{h}$
Temperaturdifferenz	$\Delta\vartheta$	$^\circ\text{C}$
Dichte (Medium)	$\rho$	$\text{kg}/\text{m}^3$
Spezifische Wärmekapazität (Medium)	$c$	$\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$

Tabelle 3.2: Relevante Größen zur Berechnung der Wärmeleistung

Energie ermittelt und als Messwert ausgegeben. Üblicherweise können diese Zähler gegen einen geringen Aufpreis über verschiedene optionale Schnittstellen monitoringfähig gemacht werden. Zu den typischen Messwerten, die ausgegeben werden, zählen Vor- und Rücklauftemperatur, Temperaturdifferenz, Volumenstrom, geflossenes Volumen, Wärmeleistung und die erfasste Wärmeenergie. Bei Klimazählern werden je nach Vorzeichen der Temperaturdifferenz die Volumen- und Energiefassungen auf zwei Zähler aufgeteilt.

Die Rechenwerke unterscheiden sich hauptsächlich durch die Programmierung und können in der Regel nach der Installation beim Kunden nicht mehr umprogrammiert werden. Je nach Bauart kommen unterschiedliche Sensoren zur Volumenstrom- und Temperaturmessung zum Einsatz, wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben. Für das Monitoring sind Ultraschall-Durchflusssensoren aufgrund ihrer Genauigkeit, Langzeitstabilität und ihres Preises besonders empfehlenswert. Diese Sensoren werden aufgrund der niedrigeren Temperatur des Mediums meistens im Rücklauf des Systems installiert.

Bei Kältemengenzählern erfolgt die Messung, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf negativ ist. Die Anforderungen an die Messung sind ansonsten weitgehend analog zur Wärmemengenmessung. Bei der Auswahl des Messgeräts ist es wichtig, die Tauwasserbildung an kalten Oberflächen und die damit verbundenen technischen Anforderungen zu berücksichtigen. Klimazähler sind Kombivarianten, die für kombinierte Heiz- und Kühlsysteme geeignet sind. Diese Zähler erkennen selbstständig die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf und erfassen diese in getrennten Registern für Wärme- und Kälteverbrauch. Sie ermöglichen die simultane Messdatenerfassung und -ausgabe an einem Gerät.

Beim Einsatz im Monitoring ist zu beachten, dass diese Zähler, die für die Abrechnung vorgesehen sind, nur innerhalb bestimmter Temperatur-, Temperaturdifferenz- und Volumenstromgrenzen zählen. Es gibt eine untere Ansprechgrenze, ab der gezählt wird, und bei Klimazählern existiert ein Bereich um den Nullpunkt der Temperaturdifferenz, in dem keine Zählung erfolgt. Für Monitoringaufgaben ist zu prüfen, ob diese Eigenschaften den Anforderungen entsprechen. Für spezielle Aufgaben, wie die Vermessung von Sole in Wärmepumpen, muss ein Zähler gewählt werden, der sowohl für die eingesetzte Soleflüssigkeit als auch für Temperaturen unter 0°C geeignet ist. Weiter ist es ratsam, zu prüfen, ob in solchen Fällen auch die über die Schnittstellen übertragenen Daten in der erforderlichen Darstellung und Auflösung enthalten, da die Datenprotokolle nicht vollständig definiert sind. So werden die Messwerte nicht immer in der gemessenen Auflösung ausgegeben und gibt es Wärmemengenzähler, die z.B. die Temperaturen nur vorzeichenlos übertragen.

Für den Einbau gelten die bei den Temperatur- und Durchflusssensoren genannten Hinweise. Zusätzlich ist bei den üblichen hydraulischen Schaltungen zu bedenken, an welcher Stelle die Sensoren der Wärmezähler eingebaut werden. Bei den meisten hydraulischen Schaltungen gibt es einen Primärkreis und einen Sekundärkreis mit unterschiedlichen Volumenströmen, da zur Regelung über einen geregelten hydraulischen Kurzschluss die Abgabeleistung geregelt wird. Wie in Abbildung 3.18 beispielhaft gezeigt, ist der Einbau in beiden Kreisen möglich, es muss aber unbedingt darauf geachtet werden, dass alle Sensoren im gleichen Teilkreis verbaut sind und dass ein Temperaturfühler nach einer Mischstelle ausreichend Abstand hat, um sicher zu stellen, dass die beiden Teilströme am Fühler vollständig vermischt sind.

Das Messergebnis der Wärmeleistung ist prinzipiell unabhängig davon, in welchem Teilkreis der Zähler verbaut ist, allerdings gibt es natürlich trotzdem Unterschiede. Falls für die Monitoringaufgabe einer der beiden Volumenströme von Interesse ist, muss der Zähler in diesem Teilkreis installiert werden. Zwar lässt sich mit Hilfe einer zusätzlichen Temperatursmessstelle der zweite Volumenstrom, wie in Gleichung 1 berechnen, aber da bei der Berechnung die Temperaturspreizung des einen Kreises durch die des anderen dividiert werden muss, wirken sich die Messungenauigkeiten sehr ungünstig aus und das Ergebnis des errechneten Volumenstroms ist mit einer hohen Ungenauigkeit behaftet.

$$\begin{aligned}
\dot{Q}_1 &= \dot{Q}_2 \\
\dot{V}_1(t_{vl,1} - t_{rl,1})c\rho &= \dot{V}_2(t_{vl,2} - t_{rl,2})c\rho \\
\dot{V}_1 &= \frac{\dot{V}_2(t_{vl,2} - t_{rl,2})}{(t_{vl,1} - t_{rl,1})}
\end{aligned} \tag{1}$$

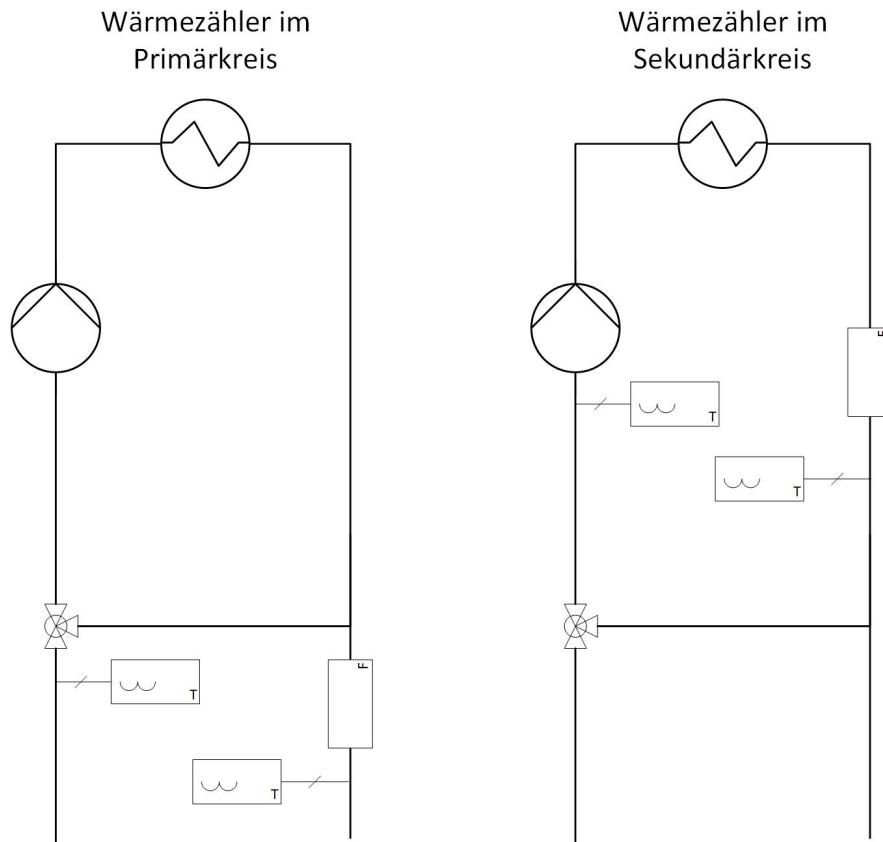


Abbildung 3.18: Einbau des WMZ im Primär- und Sekundärkreis einer Beimischschaltung

Der zweite wichtige Punkt ist die Messgenauigkeit der Wärmeleistung. In der gezeigten Beimischschaltung ist im Sekundärkreis der Volumenstrom größer und damit genauer, dafür aber die Temperaturdifferenz kleiner und damit ungenauer (gleiches gilt auch für Einspritzschaltungen). Welcher der beiden Werte den größeren Einfluss hat, und damit welcher Einbauort günstiger ist, lässt sich nur mit einer Fehlerfortpflanzungsrechnung bestimmen. In einem an der TH Rosenheim entwickeltem Diagramm (Abbildung 3.19) lassen sich die Messgenauigkeiten der unterschiedlichen Einbauorte und unterschiedliche Zählergrößen einfach ablesen. Das Diagramm wurde beispielhaft mit den Genauigkeitsangaben aus Herstellerdaten eines typischen Ultraschall-Durchflusssmessers und den Genau-

igkeitsdaten der PT100-Fühler aus der Norm berechnet. Da bei einer Heizungsauslegung normalerweise immer die Spreizung des Heizkreises und Heizleistung vorgegeben ist, wurden diese auf die x- und y-Achse gelegt. Im Diagramm sind die sich daraus ergebenden Werte Durchfluss, Messgenauigkeit und Druckverlust dargestellt.

Da die Messgenauigkeit am unteren Ende des Messbereichs eines Sensor immer mehr zunimmt, sieht man, dass die Ungenauigkeit stark zunimmt, wenn die Temperaturdifferenz oder der Volumenstrom am unteren Ende des jeweiligen Messbereichs liegt. Allerdings wird die Spreizung aus der Differenz von Temperaturmesswerten gebildet. Wird die Differenz relativ zu den einzelnen Messwerten klein, nimmt die Messgenauigkeit schnell ab. Demgegenüber steht der Messwert des Volumenstrommessers, der auch im unteren Bereich noch sehr kleine Abweichungen besitzt. Dies kann man deutlich in den Graphen sehen. Wenn man eine gegebene Wärmeleistung hat, sieht man gut, wie bei Spreizungen unter 10 K die Abweichung sehr schnell größer wird. Es sind exemplarisch drei Baugrößen dargestellt.

Für das Beispiel wurde eine Heizleistung von 40 kW, eine Spreizung von 30 K im Primärkreis und 10 K im Sekundärkreis gewählt. Für jede Baugröße sind beide Einbauorte jeweils mit einem roten Punkt markiert. Vergleicht man die Werte für die Messgenauigkeit der verschiedenen Zählergrößen, sieht man, dass überraschenderweise die Abweichungen bei allen Zählergrößen fast gleich sind. Dies liegt daran, dass bei 10 K Spreizung der Fehler der Temperaturmessung dominiert und demgegenüber der Volumenstromfehler vernachlässigt werden kann. Da außerdem bei zu kleinem Volumenstrom meistens der nächst kleinere Zähler gewählt werden kann, ist bei der Wärmemessung eine kleine Temperaturdifferenz für die Genauigkeit eindeutig kritischer.

In der Praxis bedeutet dies, dass für eine höhere Messgenauigkeit, wenn möglich der Teilkreis mit der größeren Temperaturspreizung gewählt werden sollte. Im Beispiel der Beimischschaltung von Abbildung 3.18 oder auch einer Einspritzschaltung also der Primärkreis. Bei der Baugrößenauswahl ein kleiner Zähler, der am oberen Ende des Durchflusses betrieben wird am genauesten, allerdings darf neben der Genauigkeit der durch das Messstück verursachte Druckverlust nicht übersehen werden, der bei kleineren Baugrößen ansteigt. Dieser begrenzt üblicherweise die auszuwählende Größe nach unten.

### 3.9.2 Stromzähler

Neben der Erfassung von thermischen Größen stellt elektrischer Strom eine weitere wichtige Form der verbrauchten Energie dar, daher sind Stromzähler für ein technisches Monitoring ähnlich wichtig wie Wärmezähler. Diese messen Strom und Spannung eines Stromkreises und berechnen daraus die elektrische Wirkleistung und Energie. Im allgemeinen ist die nachträgliche Montage von Stromzählern weniger aufwendig als die der Wärmezähler, da keine Rohre aufgetrennt werden müssen. Allerdings ist auch hier eine Fachkraft nötig, da in den Stromkreis eingegriffen werden muss. Aufwendig kann die Installation werden, wenn nicht mehr ausreichend Platz in den vorhandenen Elektroinstallationskästen zur Verfügung steht. Inzwischen sind auch sehr einfach zu installierende Clamp-on-Geräte

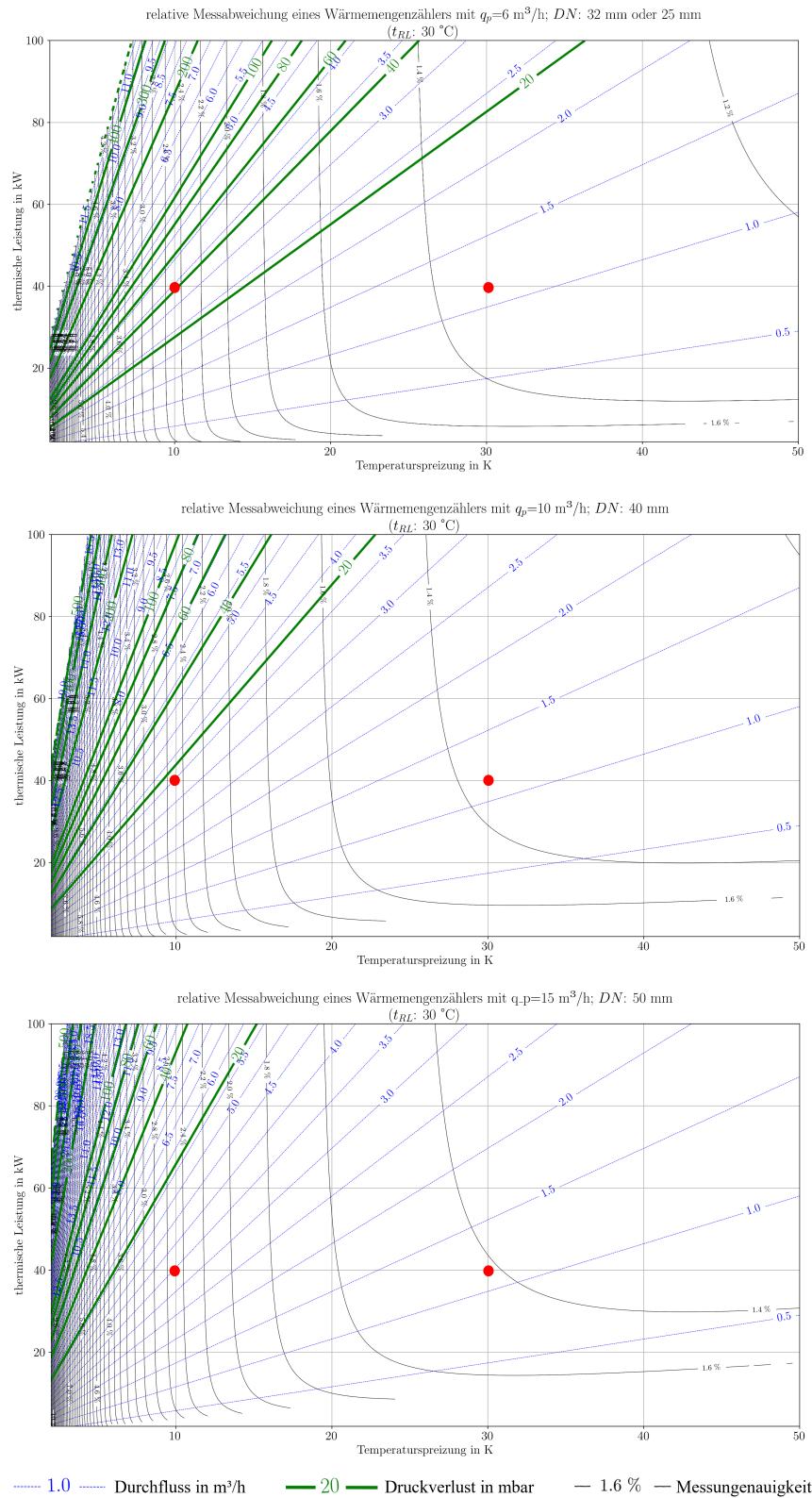


Abbildung 3.19: Einbau des WMZ im Primär- und Sekundärkreis einer Beimisch- oder Einspritzschaltung

erhältlich, die keinen Eingriff in die Installation erfordern. Die technischen Details für Stromzähler sind in der DIN EN 50470 [5] geregelt.

Messtechnisch existieren verschiedene Wirkungsweisen. Dazu gehören Systeme mit induktiven Stromwandlern, Rogowskispulen, Nebenschlusswiderständen oder Hallsensoren. Der wichtigste Unterschied ist dabei die Wandler- sowie die Direktmessung. Direktzähler und Wandlerzähler unterscheiden sich hauptsächlich in der Art, wie sie den elektrischen Strom messen. Direktzähler sind direkt in den Stromkreis eingebunden und messen den gesamten durch sie fließenden Strom. Sie sind je nach EVU für Anwendungen bis zu Stromstärken von 63 A bis 100 A zugelassen, wie in Wohngebäuden oder kleinen Gewerbebetrieben. Sie sind kostengünstig, einfach zu installieren, aber nicht für hohe Stromstärken ausgelegt. Wandlerzähler hingegen verwenden Strom- und Spannungswandler, um hohe Ströme und Spannungen auf messbare Werte zu reduzieren, was sie ideal für größere, industrielle Anwendungen mit hohen Stromstärken und Spannungen macht, wie in Fabriken oder bei Großverbrauchern. Sie sind flexibler und für eine Vielzahl von Strom- und Spannungsbereichen geeignet, jedoch teurer und aufwendiger in der Installation und Wartung. Die Wahl zwischen beiden Zählertypen hängt daher von den spezifischen Anforderungen der Anwendung ab, insbesondere hinsichtlich der Stromstärke, Spannung und Installationsbedingungen.

Bei der Wandlermessung wird eine Spule (Rogowskispule) um das zu messende Kabel gelegt und der in der Spule induzierte Strom gemessen. Je nach Wicklung der Spule wird die Stromstärke um den Wandlerfaktor reduziert. Bei der Installation ist unbedingt auf die richtige Einstellung des Wandlerfaktors im Messgerät zu achten, da ansonsten ein falscher Leistungswert gemessen wird. Dies fällt üblicherweise bei einer einfachen Überprüfung nicht auf, da ja ein Wert gemessen wird und auch An- und Ausschaltvorgänge in der Messung zu sehen sind. In Abbildung 3.20 sind die elektrischen Stromzähler zu erkennen. Auf der linken Seite ist ein Wandler-, auf der rechten Seite ein Direktzähler.

Darüber hinaus existieren noch Netzanalysegeräte, die zusätzlich Blind- und Scheinleistung sowie den Phasenwinkel messen. Diese sind für ein normales Energiemonitoring nicht nötig. Falls ein solches Gerät aber verbaut ist, kann über die Änderungen im Phasenwinkel zusätzlich Information gewonnen werden, die bei der automatisierten Identifikation und Filterung einzelner Geräte aus dem gemessenen Gesamtverbrauch helfen kann, da sich damit berechnen lässt, welche Art von Last zugeschaltet wurde.

### 3.9.3 Kombinierte Sensoren für Behaglichkeitsmonitoring

Oftmals sollen verschiedene Messgrößen am gleichen Ort gemessen werden. Vor allem für das Behaglichkeitsmonitoring werden meistens Temperatur, Luftfeuchte, Luftzug und der CO<sub>2</sub>-Gehalt in Räumen gemessen. Hier sollte man auf kommerziell erhältliche kombinierte Sensoren zurückgreifen. Diese werden meistens auch mit einer Hochlevel-Busanbindung wie zum Beispiel Modbus RTU ausgestattet geliefert. Bei der Aufstellung von Sensoren für das Behaglichkeitsmonitoring ist zu bedenken, dass sich die Bedingungen innerhalb eines Raumes deutlich unterscheiden können, insbesondere gilt dies für Luftzug und ope-



Abbildung 3.20: Wandler- sowie Direktstromzähler (Quelle: ABB)

rative Temperatur, die sehr stark von Sonneneinstrahlung beeinflusst wird. In der Praxis bedeutet dies, dass die Messinstrumente für genaue Messungen an den tatsächlichen Aufenthaltsorten aufgestellt werden müssen. Dies ist aber nur sehr selten mit einer gleichzeitigen Nutzung der Räume vereinbar. Eine längerfristige Messung in benutzten Räumen mit Sensoren an der Wand oder Decke liefert daher keine Aussage über die Behaglichkeit an unterschiedlichen Aufenthaltsorten im Raum, sondern nur allgemeine Werte, die mit den tatsächlichen Raumbedingungen bewertet werden müssen. Insbesondere Sonneneinstrahlung durch ein Fenster spielt hier eine wichtige Rolle und muss bei der Aufstellung bedacht werden.

### 3.9.4 Wetterstation

Wetterstationen dienen der vollständigen Erfassung der Umgebungsbedingungen und werden in der Regel auf dem Dach angebracht. Je nach Ausführung werden neben der Lufttemperatur, -feuchte und -druck auch Windrichtung und -geschwindigkeit sowie die Solarstrahlung gemessen. Auch die Regenmenge kann bestimmt werden. Um Messfehler zu vermeiden, sind für die Messung im Freien besondere Vorkehrungen zu treffen, um zum Beispiel den Einfluss der Solarstrahlung auf die Temperaturmessung zu vermeiden. In Abbildung 3.21 ist ein typischer Aufbau einer Wetterstation abgebildet.

Der Temperaturfühler muss verschattet, aber gut belüftet sein, damit er die reale Lufttemperatur misst. Professionelle Wetterstationen haben zu diesem Zweck Verschattungslamellen, die Sonneneinstrahlung abhalten und Luft gut zirkulieren lassen. Zu beachten ist allerdings auch das Mikroklima. An sonnenbeschienenen Pflaster-, Asphaltflächen oder ähnlichem bildet sich eine Wärmeinsel aus, die Temperaturmessung verfälscht. Nach DWD sollte die Außentemperatur 2 m über einer Rasenfläche gemessen werden.

Die richtige Platzierung eines Windmessers ist in der Realität vermutlich am schwierigsten, da er eine ungestörte Luftströmung braucht. In der Nähe von Objekten kann die Strömungsgeschwindigkeit durch Ablenkung lokal erhöht oder auch verringert sein. Optimale Platzierung wäre wie bei DWD Stationen 10 m über dem Boden, ist aber bei

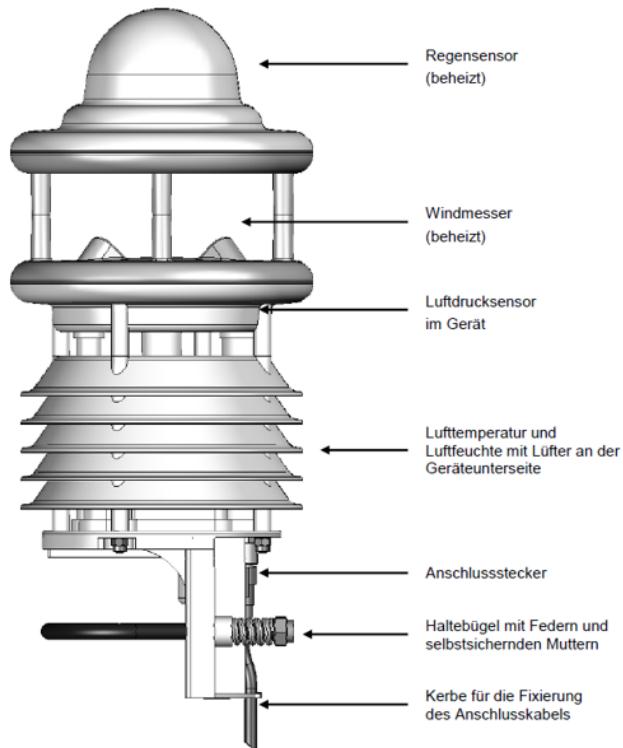


Abbildung 3.21: Aufbau einer Wetterstation (Quelle: Firma Lufft)

einfachen Monitoringprojekten in der Praxis wohl nur selten zu realisieren. Ziel ist eine möglichst hohe, von abschirmenden Objekten möglichst weit entfernte Aufstellung.

Die Platzierung von Pyranometern wurde schon in Abschnitt 3.8 Solarstrahlung beschrieben.

### 3.10 Auswahl von Sensoren und Messgeräten

Bei der Auswahl von Sensoren und Messgeräten muss zunächst geprüft werden, ob diese für die Messaufgabe geeignet sind. Eine Abweichung zwischen Sensor und Anforderungen führt in der Regel zu nicht ausreichend genauen oder sogar falschen Ergebnissen. Vor der Auswahl muss daher das Ziel des Monitorings und die dafür benötigten Genauigkeiten geklärt sein. Es gilt, auf folgenden Punkte zu achten:

- **Messbereich:** Der Messbereich gibt den Arbeitsbereich des Sensors an. Dieser muss mindestens die zu erwartenden Messdaten abdecken, aber im ein größerer Bereich lässt natürlich mehr Spielraum, falls die realen Daten von der Planung abweichen. Liegen die Messwerte außerhalb des Arbeitsbereiches, werden in der Regel falsche Werte geliefert.
- **Genauigkeit:** Für die Genauigkeit von Sensoren spielen mehrere Faktoren eine

Rolle. In der Messtechnik Unterscheidet man zunächst Präzision und Richtigkeit. Präzision beschreibt, wie weit mehrere nach einander erfolgende Messungen auseinander liegen, Richtigkeit beschreibt, wie weit der Mittelwert der Messungen vom tatsächlichen Wert abweicht. Eine schlechte Präzision heißt also, der einzelne Messwert kann weit vom richtigen entfernt sein, obwohl der Mittelwert von vielen Messungen den richtigen Wert ergibt. Eine hohe Präzision kann heißen, dass immer wieder der gleiche Wert gemessen wird, dieser aber weit neben dem richtigen Wert liegen kann. Eine hohe Genauigkeit bedingt also sowohl eine hohe Präzision als auch eine hohe Richtigkeit. Schließlich gibt es noch die Auflösung. Diese besagt, wie weit zwei Werte entfernt sein müssen, damit das Messgerät sie auch als unterschiedlich erfassen kann. Dies kann sowohl durch die Technik als auch durch die digitale Darstellung (z.B. Zahl der Nachkommastellen) begrenzt sein.

Jede Messung ist mit einer Messgenauigkeit behaftet, die in normalerweise als relativer Fehler in Prozent angeben wird und den Vertrauensbereich des Sensors angibt. Dieser Wert wird für viele Sensoren und Messgeräte in Genauigkeitsklassen angegeben. Sowohl Genauigkeit als auch Auflösung müssen dem Ziel des Monitorings genügen, d.h. die Genauigkeit muss besser sein als der erwartete Unterschied. Soll eine Änderung von 5% gemessen werden, muss die Messgenauigkeit der ganzen Messkette kleiner sein.

- **Abtastrate:** Die Abtastrate gibt die kleinste mögliche Wiederholungsfrequenz für die Messung an und stellt damit die kleinste zeitliche Auflösung dar. Dies kann je nach Art der Messung zwischen wenigen Sekunden und einigen Minuten liegen und sollte je nach Anforderungen der Messaufgabe gewählt werden.
- **Trägheit / Zeitkonstante:** Unter der Trägheit bzw. der Zeitkonstante eines Sensors versteht man die Zeit, die der Sensor benötigt, um auf eine Änderung der Messgröße zu reagieren und wieder den richtigen Wert anzuzeigen.

Grundsätzlich sind die Sensoren und Abtastraten an die jeweilige Messaufgabe anzupassen. So würde für die Ermittlung der Jahresenergiebilanz eines Gebäudes grundsätzlich eine jährliche Ablesung genügen, allerdings lässt sich daraus nur erkennen wie gut ein Gebäude oder eine Anlage im Gebäude funktioniert. Will man Ursachenforschung betreiben, sollte eine deutlich kleineres Messintervall gewählt werden. Für die Untersuchung der dynamischen Reaktionen eines Gebäudes, das ja träge ist, sind Stundenwerte die unterste Auflösung, um Tagesverläufe noch gut erkennen zu können, da aber die Auflösung besser sein sollte, als der Effekt, den man betrachten will, empfiehlt sich eine Auflösung im Minutenbereich. Sollen Regelvorgänge der gebäudetechnischen Anlagen untersucht werden, sollte die Auflösung nicht kleiner als 5 Minuten sein, besser aber 1 - 2 Minuten. Bei der Betrachtung von dynamischen Prozessen wie z. B. das Anfahren einer Wärmepumpe etc. können noch höhere Raten sinnvoll sein, um auch Lastspitzen mit aufzeichnen zu können.

Nachteil von hohen Datenraten sind entsprechend größere Datenmengen, die abgefragt, übertragen und gespeichert werden müssen. Generell erlaubt die Entwicklung in der Datenverarbeitung zwar immer größere Datenmengen, aber nicht alle Messgeräte und

Übertragungswege sind dafür geeignet und der Stromverbrauch der Geräte steigt, was vor allem bei batteriebetriebenen Funksensoren eine Herausforderung ist. Es gilt daher immer abzuwegen, was nötig, was sinnvoll und was möglich ist.

### 3.11 Fehler beim Einbau von Sensoren und Messgeräten

Nach der Auswahl der Sensoren werden diese an der Messstelle installiert. Dabei kann es zu Fehlern kommen, wenn der Sensor oder das Messgerät an der falschen Stelle platziert wird. Diese Fehler führen meistens zu Unstimmigkeiten in den Messwerten und lassen sich in der Regel nur durch hohen Aufwand feststellen. Die folgenden Regeln und Beispiele sollen einen kleinen Überblick über mögliche Fehlerquellen verschaffen.

- **Keine Verschattung von Temperatursensoren im Außenbereich:** Temperatursensoren reagieren auch auf die Strahlungswärme der Sonne. Diese Strahlungsanteile beeinflussen die Messung. Um dies zu verhindern, sollte der Sensor vor der Sonneneinstrahlung geschützt werden. Dies kann zum Beispiel durch Anbringung des Sensors im verschatteten Bereich geschehen. Ist dies nicht möglich, sollte ein Strahlungsschutzgehäuse verwendet werden. In Abbildung 3.22 ist ein typisches Strahlungsschutzgehäuse, wie es bei Wetterstationen verwendet wird, dargestellt.



Abbildung 3.22: Strahlungsschutzgehäuse für Temperatursensoren im Außenbereich

- Soll die Temperatur in Hydraulikrohren durch Anlegesensoren bestimmt werden, müssen diese gedämmt werden. Ansonsten wird eine mittlere Temperatur aus Rohr und Umgebung gemessen.
- Dasselbe gilt, wenn Temperatursensoren nicht vollständig in Tauchhülsen eingebracht werden.

- Bei dem Einbringen von Sensoren (z. B. Temperatur) in Unterputzinstallationen gilt zu beachten, dass es hier aufgrund von sonstiger verbauter Elektronik die Abwärme einen falschen Messwert liefert.
- Bei der Betrachtung von Temperaturen in Rohrleitungen sollte stets der Anlagenzustand mit aufgezeichnet werden. Bei Stillstand der Anlagen misst der Sensor die Umgebungstemperatur (z. B. Kellertemperatur anstatt die Soletemperatur).
- Keine Luftdurchmischung bei der Messung von Lufttemperatur und Luftfeuchtigkeit: Bei der Anbringung der Sensoren (vor allem im Innenbereich) sollte auf eine ausreichende Luftdurchmischung geachtet werden. Dies gilt auch für CO<sub>2</sub>-Sensoren. Es gilt zu beachten, dass die Messstelle sich nicht in einer Ecke befindet und nicht durch Gegenstände beeinträchtigt wird.
- Falsche Auswahl des Wasserkreises bei Wärmemengenzählern: Dieser Fehler kommt ausschließlich bei Hydraulikkreisläufen mit Mischventilen vor. Dabei sollte beachtet werden, dass die Volumenstrommessung sowie die beiden Temperaturnessungen sich im gleichen Teilabschnitt befinden. Entsprechend alles vor bzw. nach dem Mischer. In Abbildung 3.23 sind die richtigen Positionen markiert.

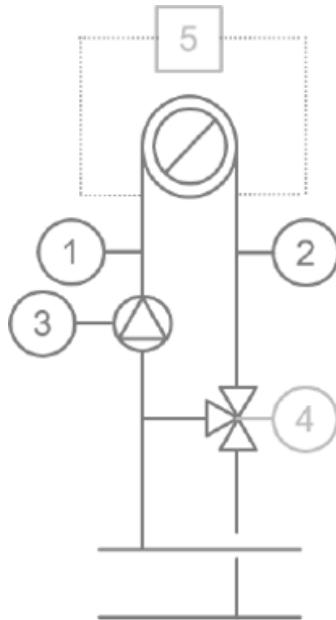


Abbildung 3.23: Anordnung der Messpunkte im Heizkreis (Quelle: AMEV)

Es handelt sich dabei um die beiden Temperaturnessstellen (1 bzw. 2), die Heizkreispumpe (3) sowie das 3-Wege-Mischventil (4). Die nach der AMEV optionale Messung der Wärmemenge (5) ist oberhalb der Abzweigung des Mischventils zu entnehmen.

Weitere Fehler, die unabhängig von der Platzierung der Sensoren sind, können bei der Inbetriebnahme der Sensoren passieren.

- **Falsche Auswahl der Sensorkennlinie, Wandlungsfaktoren:** Bei Temperatursensoren mit Widerstandsmessung muss die Sensorkennlinie in der Aufnahmeeinheit hinterlegt werden. Eine falsche Wahl der Kennlinie führt zu Fehlern in den Messwerten. Dabei handelt es sich nur um kleine Abweichungen, wodurch dieser Fehler meistens nicht erkannt wird. Bei Volumenstromsensoren muss ein Wandlungsfaktor eingegeben werden, der aus der Anzahl der Impulse den korrekten Volumenstrom berechnet. Auch hier führt eine falsche Eingabe zu nicht klar erkennbaren Fehlern bei den Messwerten.

### 3.12 Fehler beim Betrieb von Sensoren

Neben den Fehlern beim Einbau von Sensoren gibt es auch Fehler, welche sich über die Betriebszeit des Sensors einstellen können. Die Kenntnis über die Möglichkeiten dieser Fehler sind ausschlaggebend für einen sicheren Betrieb über die gesamte Laufzeit.

- Viele Sensoren verändern mit der Zeit die Kennlinie ihres Messsignals, z. B. Alterung von kapazitiven Feuchtesensoren.
- CO<sub>2</sub>-Sensoren haben einen sogenannten Alterungsdrift (Verschiebung des „Nullpunktes“). Dieser muss von Zeit zu Zeit nachkalibriert werden.
- Äußere Einflüsse, z. B. Schmutz, Kalk im Wasser bei beweglichen Sensoren, beeinflussen mit der Zeit das Messergebnis (Flügelräder etc.).
- Messleitungen besitzen einen eigenen, kleinen Widerstand. Dieser muss bei allen Widerstandsmessungen herausgerechnet werden (z. B. Pt-Widerstandsthermometer).
- Kabelbrüche oder fehlerhafte Kontakte verursachen einen unendlich großen Leitungswiderstand.

Bei alterungsbedingten Abweichungen hilft nur der Austausch bzw. eine Neukalibrierung.

## 4 Erfassung – Messtechnik Topologie

Die Erfassung von Sensordaten lässt sich in Analogie zur Gebäudeleittechnik in drei Ebenen unterteilen (siehe Abbildung 4.1). Innerhalb der Monitoringebene werden die relevanten Daten durch Sensoren generiert. Die Messdaten werden in der Datenebene gesammelt, gebündelt, eventuell zwischengespeichert und weitergeleitet. In der Prozessebene werden die Daten schließlich gespeichert.

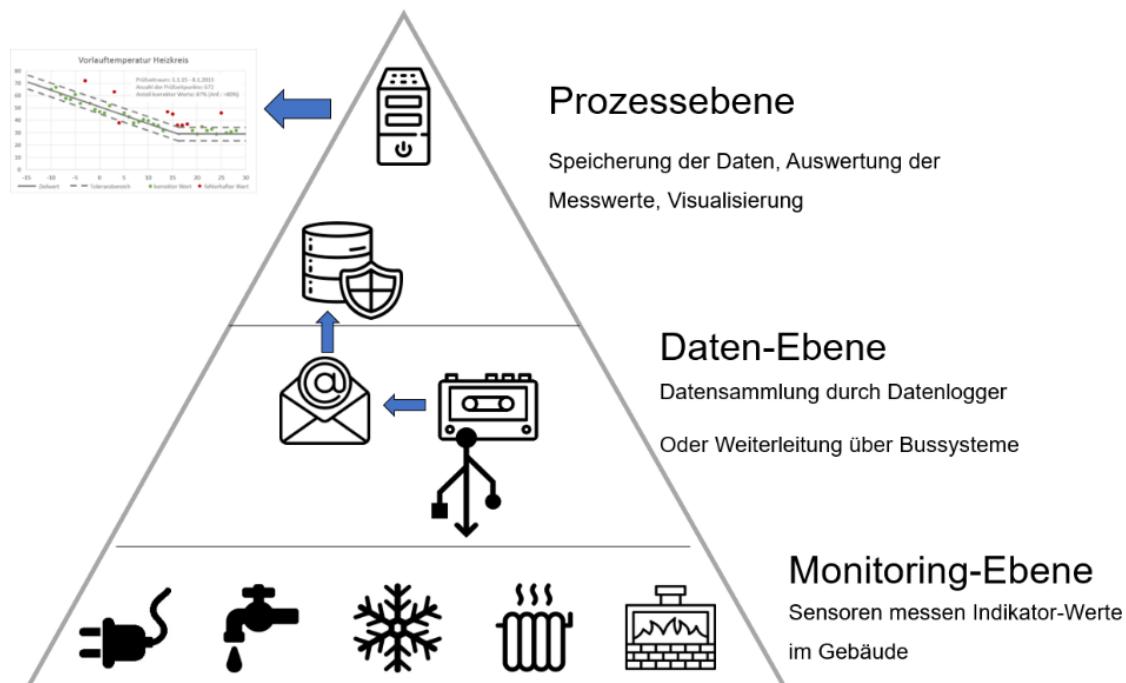


Abbildung 4.1: Topologie eines Monitoringsystems

Einen Hauptaspekt in diesem Kapitel bildet die Datenebene, welche im TMon eine wichtige Stellung einnimmt. Die Datenebene dient zur Weiterleitung der Daten auch über größere Entfernungen bis hin zum Datenserver, der die Daten in die Datenbank schreibt. Oftmals werden dezentrale „Konzentratoren“ eingesetzt, die mehrere Sensorwerte bündeln und in Datenpakete zusammenfassen. Dies ist immer stark von den räumlichen und technischen Gegebenheiten der Monitoringaufgabe abhängig.

## 4.1 Messkette

Die Messkette stellt eine Aneinanderreihung von Maßnahmen dar, um einen physikalischen Vorgang digital verarbeiten zu können (siehe Abbildung 4.2). Die physikalische Messgröße wird dabei von einem Sensor aufgenommen, der ein analoges elektrisches Signal abgibt. Analoge Signale werden im Messumformer (Messverstärker) auf ein normiertes Messsignal umgeformt. Normierte analoge Signalbereiche sind bspw. 0-10 V oder 4-20 mA. Je nach Messgerät wird direkt dieses normierte analoge Signal oder ein mittels Analog-Digital-Wandler abgeleitetes digitales Signal mit entsprechender Auflösung (beispielsweise 16 Bit) ausgegeben.

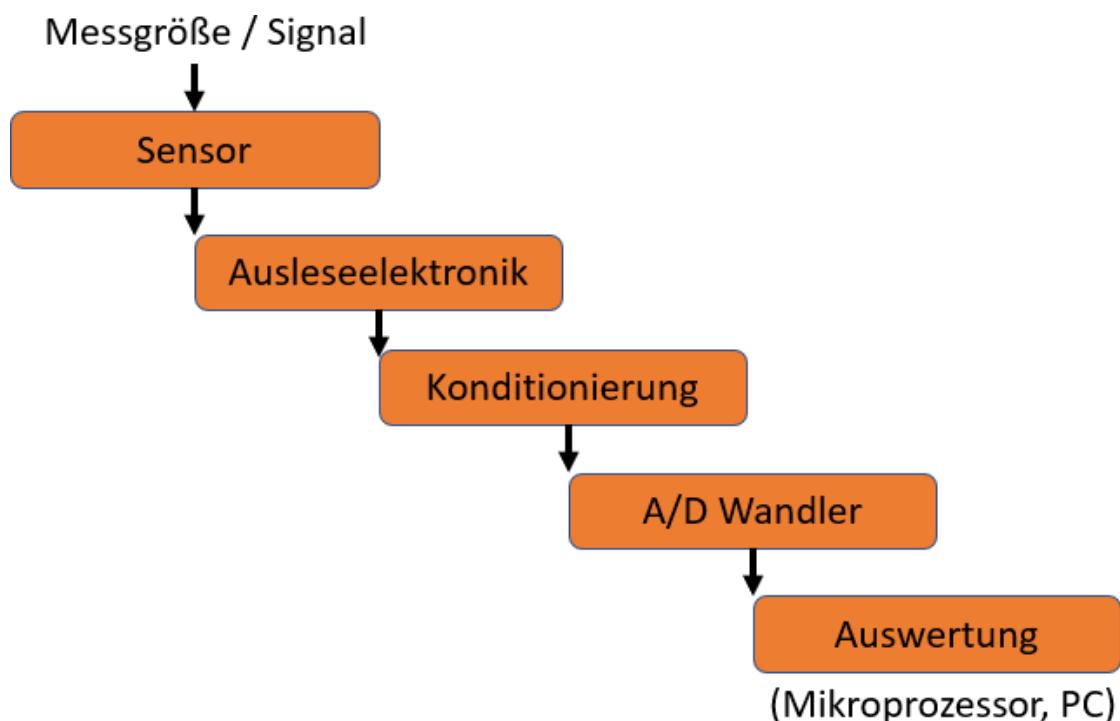


Abbildung 4.2: Messkette innerhalb des Sensors

Der derzeitige Stand der Messtechnik hat eine Vielzahl an Sensoren mit bereits integrierter Elektronik hervorgebracht, in denen dieser erste Teil der Messkette vollständig untergebracht ist. Diese Sensoren erzeugen bereits ein digitales Signal und enthalten meistens eine Anbindung an einen Low-Level Bus (z. B. One-Wire, I2C) oder auch direkt an einen Feldbus (z. B. Modbus RTU/TCP, M-Bus, siehe Unterabschnitt 4.4.3), über den sie die Messwerte auf der nächsten Ebene direkt weitergeben können.

## 4.2 Übertragungsstrecken

Die Übertragungsstrecke beschreibt den Weg der Daten vom Sensor zum Datenspeicherort. Die Übertragungsstrecke lässt sich in der Regel in mindestens zwei Strecken mit unterschiedlichen Aufgaben aufteilen. Zwischen ihnen liegen Knotenpunkte, die die Weiterleitung der Signale organisieren. In Abbildung 4.3 ist dies schematisch dargestellt.

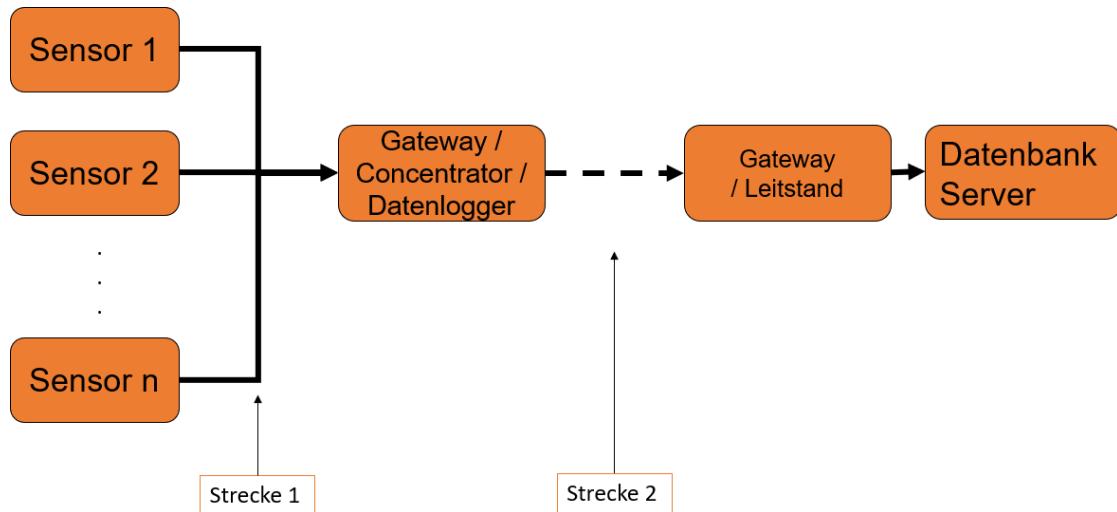


Abbildung 4.3: Schematische Darstellung von Übertragungsstrecken

Als Grundstruktur wird hier ein System mit zwei Übertragungsstrecken betrachtet. Es sind folgende Komponenten vorhanden:

- **Strecke 1:** Die erste Übertragungsstrecke dient der Einbindung der Sensoren bzw. Messgeräte. Bei Sensoren mit Analogausgang ist eine parallele Verdrahtung mit einem störsicheren Kabel bis zur Auswerteeinheit nötig. Für die Übertragung von Sensoren/Messgeräten mit Digitalausgang werden meistens Bussysteme verwendet, sofern sie durch Kabel realisiert werden soll. Eine Funkübertragung über WLAN, LoRaWan, XBee und weiteren Möglichkeiten ist ebenfalls möglich.
- **Gateway:** Der Knotenpunkt der ersten Übertragungsstrecke kann je nach Ausführung verschiedene Aufgaben übernehmen. So dient er in der Rolle des Gateway's als reiner Übersetzer der Daten aus dem Busprotokoll in ein für die zweite Übertragungsstrecke geeignetes Protokoll. Anschließend reicht er sie über die zweite Strecke weiter.
- **Concentrator:** Als Concentrator wird der Knotenpunkt bezeichnet, wenn er Daten von vielen Sensoren bzw. Messsystemen zusammenfasst. Das verwendete Protokoll nach dem Concentrator ist in der Regel ein anderes als vor dem Concentrator.
- **Datenlogger:** Hat der Knotenpunkt die Möglichkeit zur Speicherung (bzg. Zwischenspeicherung) der Daten, wird er als Datenlogger bezeichnet. Dies beugt zum Beispiel einem Datenverlust bei zeitlich begrenztem Ausfall der ggf. nachfolgenden

Komponenten vor.

Die oben genannten Komponenten werden heutzutage meistens in einem Gerät angeboten. Für kleinere Systeme, vor allem wenn nur zeitlich begrenzt gemessen werden soll, sind die bisher beschriebenen Komponenten mitunter bereits ausreichend. Für alle weiteren Zwecke kommen die folgenden weiteren Komponenten hinzu:

- **Strecke 2:** Diese Übertragungsstrecke dient dem Weiterleiten der Daten an den Leitstand. Da sich dieser meistens in einem anderen Gebäude oder noch weiter weg befindet und auf dieser Strecke auch deutlich mehr Daten übertragen werden müssen, sind die Anforderungen an diese Strecke erheblich anders als die der ersten Strecke. Heutzutage wird dies in der Regel über eine Internetverbindung, zumindest aber über eine LAN-Verbindung realisiert.
- **Leitstand:** Beim Leitstand handelt es sich um einen physischen Computer (bzw. eine virtuelle Maschine in einer Serverumgebung), der die Daten empfängt und diese an den Datenbankserver weiterleitet. Beide Rechner befinden sich meistens im gleichen lokalen Netzwerk oder sind über VPN verbunden.
- **Datenbankserver:** Auf dem Datenbankserver werden die Daten schließlich in die Datenbank geschrieben. Aus Sicherheitsgründen und Netzwerkarchitekturgründen können Leitstand und Datenbankserver getrennt werden. Meistens jedoch befinden sich beide auf dem gleichen physischen Computer bzw. Server.

## 4.3 S0- und D0-Schnittstelle von Energiezählern

Eine Übergangsform zwischen analogen und digitalen Signalen stellt die S0-Schnittstelle dar. Sie ist ein einfacher Impulsausgang für Energiezählern und wird bei den meisten neuen Zählern standardmäßig verbaut. Die S0-Schnittstelle überträgt lediglich Zählimpulse für den Energieverbrauch als digitale Signale, ohne weitere Informationen zu senden. Die Schnittstelle arbeitet mit einem 2-Leiter-Kabel, das parallel angeschlossen wird, und benötigt eine Auswerteeinheit mit einem Zählerbaustein zur Umwandlung der Impulse in Messwerte. Die S0-Schnittstelle ist für das Monitoring bedingt geeignet, bietet jedoch eine kostengünstige Möglichkeit zur Installation eines Energiemonitorings mit begrenzter Auflösung, da sie bei vielen Zählern bereits vorhanden ist. Die technischen Details der S0-Schnittstelle sind in der Norm DIN EN 62053-31 festgelegt [7].

Jeder Impuls hat eine festgelegte Impulswertigkeit. Bei Stromzählern beträgt diese in der Regel 1000 Pulse pro kWh, was bedeutet, dass bei jeder verbrauchten Wattstunde ein Impuls über die S0-Schnittstelle gesendet wird. Dadurch kann die verbrauchte Energie kontinuierlich über einen Impulszähler im Monitoring erfasst werden. Die momentan bezogene Leistung lässt sich aus der Zeit zwischen zwei Impulsen berechnen. Die Genauigkeit der Leistungsbestimmung hängt jedoch von der Abfragefrequenz des Impulszählers, der bezogenen Leistung und der Impulswertigkeit ab. Ein Zähler mit 1000 Impulsen pro kWh ( $P/kWh$ ) in einem Monitoring-System, das Daten in minütlichen Abständen speichert, kann minimal 1 Impuls pro Minute auflösen, was einer Leistung von

60 W entspricht. Wird der Abfragezeitraum verlängert, verbessert sich die Leistungsauflösung, aber die zeitliche Auflösung verringert sich entsprechend. Daher hängt die Eignung bereits installierter Zähler mit S0-Schnittstelle für Monitoringaufgaben von der jeweils benötigten Auflösung ab. Bei vielen Zählern werden die Impulse zusätzlich über eine LED ausgegeben und können auch über Optokoppler aufgezeichnet werden.

Während die S0-Schnittstelle nur als Ausgang fungiert, ermöglicht die D0-Schnittstelle eine bidirektionale Kommunikation. Diese Schnittstelle basiert auf optischer Infrarot-Technologie (IR) und kann mithilfe von einfach zu installierenden IR-Leseköpfen ausgelesen werden. Die Datenweiterleitung erfolgt wie bei anderen digitalen Messgeräten und Sensoren über entsprechende Bus- oder Funkschnittstellen. Die D0-Schnittstelle ist bei modernen und intelligenten Messeinrichtungen weit verbreitet und eignet sich für das Monitoring, da sie Leistungsdaten und weitere Messwerte direkt aus bestehenden Zählern auslesen kann. Sie wird im Rahmen der DIN EN 62056-21 spezifiziert [8].

## 4.4 Bus-Systeme

Die Kommunikation zwischen der Monitoring-Ebene und der Datenebene erfolgt in den meisten Fällen über ein Bus-System. Bus-Systeme sind Kommunikationsnetzwerke, die es mehreren Geräten ermöglichen, über ein gemeinsames Kabel miteinander zu kommunizieren. Sie werden überall dort eingesetzt, wo größere Datenmengen erwartet werden, und bieten gegenüber einer klassischen Punkt-zu-Punkt-Verdrahtung erhebliche Vorteile hinsichtlich des Installationsaufwands. Die Anzahl der möglichen Teilnehmer variiert je nach verwendetem System, liegt jedoch in der Regel bei maximal etwa 250 Geräten. Jeder Teilnehmer wird durch eine eindeutige Adresse identifiziert. Bus-Systeme finden sowohl in der Industrie als auch in der Gebäudeautomation Anwendung, insbesondere bei der Steuerung und Überwachung von Systemen wie Beleuchtung, Heizung, Lüftung und Klimaanlage (HVAC).

Bus-Systeme, die in der Gebäudeautomation oder Industrie eine große Vielfalt an Messgeräten, Sensoren, Aktoren und Gateways integrieren können, werden zur Abgrenzung von klassischen Computer-Bus-Systemen auch als Feldbusse bezeichnet. Der Einsatz von Feldbussen in der Gebäudeautomation bietet zahlreiche Vorteile, darunter eine zentrale Steuerung und Automatisierung, die die Effizienz und den Komfort erhöht.

Ein wesentlicher Vorteil von Bus-Systemen besteht im reduzierten Verkabelungsaufwand im Vergleich zur Parallelverdrahtung. Während bei der Parallelverdrahtung jedes Gerät einzeln über ein eigenes Kabel mit einem eigenen Eingang am Gateway verbunden werden muss, benötigt ein Bus-System meist nur zwei Drähte und einen einzigen Eingang am Gateway für die gesamte Kommunikation. Dies vereinfacht die Installation erheblich und reduziert die Material- und Installationskosten. Zudem ist die Installation schneller und flexibler, da Geräte jederzeit an das bestehende Kabel angeschlossen oder entfernt werden können, ohne das gesamte System neu zu verkabeln.

Ein weiterer Vorteil von Bus-Systemen ist die digitale Datenübertragung, die im Ver-

gleich zur analogen Übertragung wesentliche Vorteile bietet. Digitale Signale sind weniger anfällig für Störungen und Rauschen, was die Datenintegrität erhöht. Zudem ermöglichen digitale Systeme höhere Datenübertragungsraten und eine effizientere Signalverarbeitung. Die Skalierbarkeit digitaler Bus-Systeme ist ebenfalls ein bedeutender Vorteil, da sie einfacher erweitert werden können, um neue Geräte und Funktionen zu integrieren.

Für das technische Gebäudemonitoring sind Feldbusse besonders wichtig, da sie eine kontinuierliche Überwachung und Steuerung heterogener Systeme ermöglichen. Dadurch können anlagentechnische Probleme frühzeitig erkannt und behoben werden, was zu einer verbesserten Energieeffizienz und einer Reduktion der Betriebskosten führt.

#### 4.4.1 Physikalische Busebene

Die Busleitung besteht in der Regel aus zwei Drähten, die je nach Bussystem verschiedenen Anforderungen an Stabilität, Abschirmung, Querschnitt und Anschlusstechniken genügen müssen. Für die Übertragung werden in der Regel Spannungsgrenzen bestimmt, innerhalb dieser die Signale in binärer Form (0 bzw. 1) übertragen werden. Im einfachsten Fall werden 0 und 1 über zwei verschiedene Spannungspegel auf der Leitung dargestellt. Beispielsweise stellt eine Spannung unterhalb von 3 V eine 0 und oberhalb von 5 V eine 1 dar. Wird die zu übertragende Information (0 oder 1) zu jedem Zeitpunkt durch die Busspannung repräsentiert, spricht man von NRZ(Non Return to Zero)-Leitungscodierung. In Abbildung 4.4 ist diese Art der Übertragung dargestellt.

Da auf dem Buskabel bei Stromfluss mit steigender Leitungslänge die Spannung immer weiter abfällt, ergibt sich eine von der Qualität des Kabels (Querschnitt, Schirmung, etc.) sowie der eingesetzten Busspannung und Übertragungstechnik abhängige, maximale Kabellänge. Außerdem verläuft der Rechteckpuls mit steigender Kabellänge immer mehr, so dass sich dadurch eine Begrenzung in der Datenrate ergeben kann, da für eine sichere Unterscheidung der Pulse mit steigender Kabellänge ein größerer zeitlicher Abstand zwischen den Pulsen benötigt wird.

In der Regel wird bei Bussystemen eine Master/Slave-Architektur verwendet (siehe Abbildung 4.5). Der Master übernimmt die Koordination über die Kommunikation, indem er Anfragebefehle sendet, auf welche die angesprochenen Slaves entsprechend der Anfrage antworten. Die andere Option ist eine Server/Client-Architektur, wie sie in Computernetzwerken üblich ist, bei der beide Seiten die Kommunikation betreiben können.

Das in Abbildung 4.6 dargestellte System besteht aus einem als Master fungierendem Computer mit integrierter serieller Schnittstelle, die mit einer Übertragungsspannung von  $\pm 5$  Volt arbeitet. Für den Betrieb des Bussystems wird in diesem Fall  $\pm 10$  Volt benötigt, was bei vielen Modbus-Geräten im industriellen Umfeld üblich ist. Zwischen Bus und Master wird daher ein Pegelwandler benötigt. Dieser arbeitet rein physikalisch und stellt die Konvertierung der Signale von einem in den anderen Spannungsberich sicher. Die Daten werden dabei nicht verändert.

Kommerziell sind Modbus-Master oft mit integriertem Pegelwandler erhältlich und können zudem häufig durch folgende zusätzliche Funktionen erweitert werden:

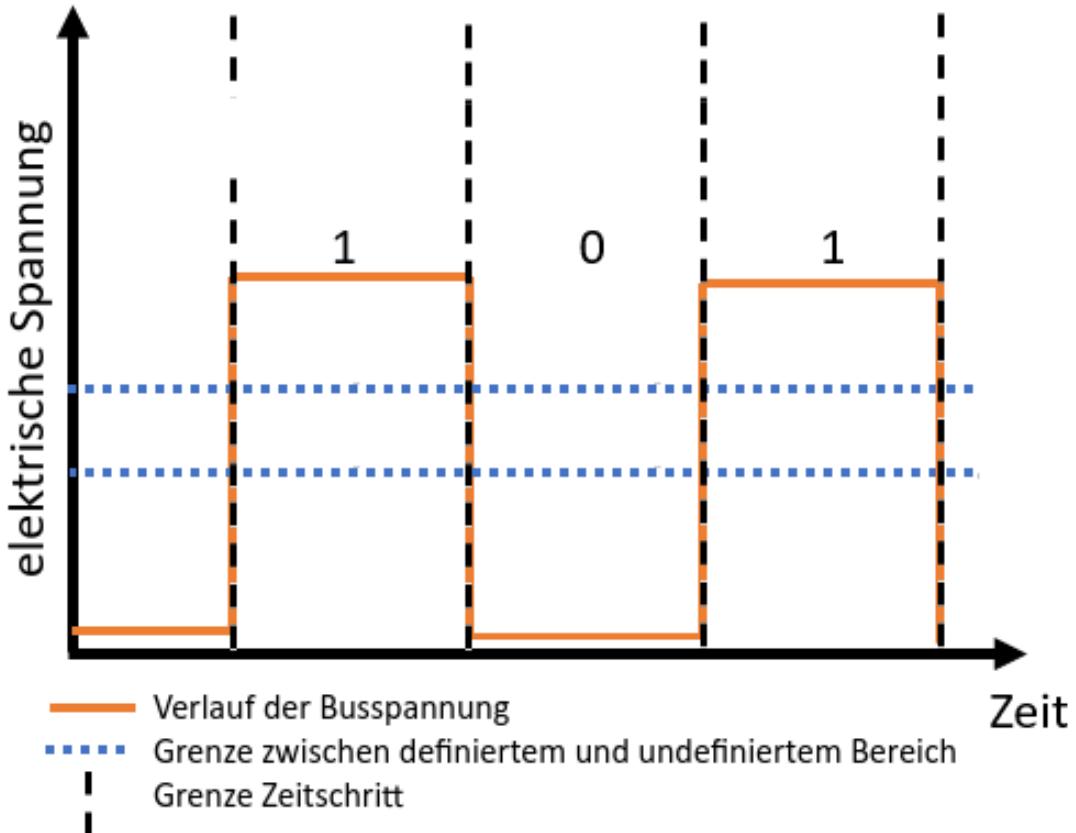


Abbildung 4.4: Signalübertragung im Bussystemen am Beispiel der NRZ-Leitungscodierung

- **Datenlogger:** Busmaster mit eingebauter Datenspeicherung.
- **Gateway:** Verbindung von Bussystemen mit unterschiedlichen Signal- bzw. Datenstrukturen, z. B. Bus auf LAN/Internet.

Als Busteilnehmer oder Knoten werden alle Komponenten bezeichnet, die an der Busleitung angeschlossen sind. Um die Kommunikation mit mehreren Feldgeräten zu ermöglichen, wird auf normierte Protokolle zurückgegriffen. Innerhalb des Protokolls dienen Syntax (Kennung), Semantik (Befehl) und Initiative (Übertragungsrate) der geregelten Kommunikation. Jedem Busteilnehmer wird eine eindeutige Adresse zugewiesen, über die er angesprochen werden kann. Diese Adresse wird je nach Bussystem automatisch über eine Software vergeben, vom Hersteller voreingestellt oder manuell am Busteilnehmer konfiguriert. Für eine Parametrierung stehen verschiedene Softwarelösungen zur Verfügung. Für eine durchgängige Kompatibilität zwischen verschiedenen Systemen stehen Buskoppler, Analog-Digitalwandler und Gateways zur Verfügung.

Die am häufigsten verwendeten Bussysteme in der Datenerfassung, Gebäudeautomation und Gebäudetechnik sind:

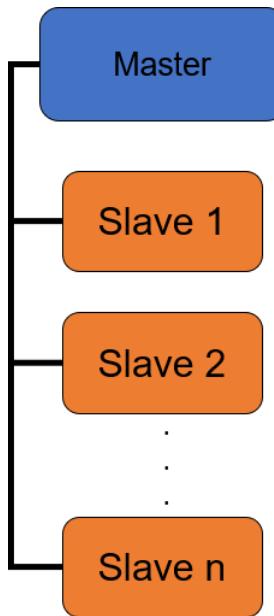


Abbildung 4.5: Master/Slave Schema

- **M-Bus:** Wird als Standard für Verbrauchsdatenerfassung durch Zähler verwendet.
- **Modbus:** Ist entweder als reines Bussystem als Modbus RTU oder über Ethernetverkabelung als Modbus TCP im Einsatz.
- **KNX:** Herstellerübergreifendes Bussystem. Wird hauptsächlich zur Steuerung von Licht, Jalousien und ähnlichem verwendet. Es ist jedoch auch eine Datenaufzeichnung über manche Geräte möglich.

Die gängigsten Systeme im TMon sind M-Bus und Modbus. Beide bieten den Vorteil, große Kabellängen zu unterstützen. Im M-Bus ist zusätzlich vorgesehen, dass die Messgeräte über die Verkabelung mit Energie versorgt werden können. In der Gebäudetechnik kommt häufig der M-Bus beim Auslesen von Zählern zum Einsatz. Für dieses System ist die Kommunikation über die DIN EN 13757 einheitlich festgelegt [4]. Von Vorteil ist die Verkabelung mit zweiadrigen Kabeln, die simpel (Polarität egal) und kostengünstig ist. Allerdings benötigt das Kommunikationsprotokoll, zum Teil einige Sekunden für die Abfrage der Messdaten und eignet sich daher nicht für hohe Messfrequenzen. Der Modbus hingegen ermöglicht deutlich kürzere Kommunikationsintervalle. Das Auslesen der Daten ist hier jedoch mit höherem Aufwand verbunden, weil die Angabe, welche Register welche Daten enthalten in der Regel der Bedienungsanleitung des Modbus-Geräts zu entnehmen sind.

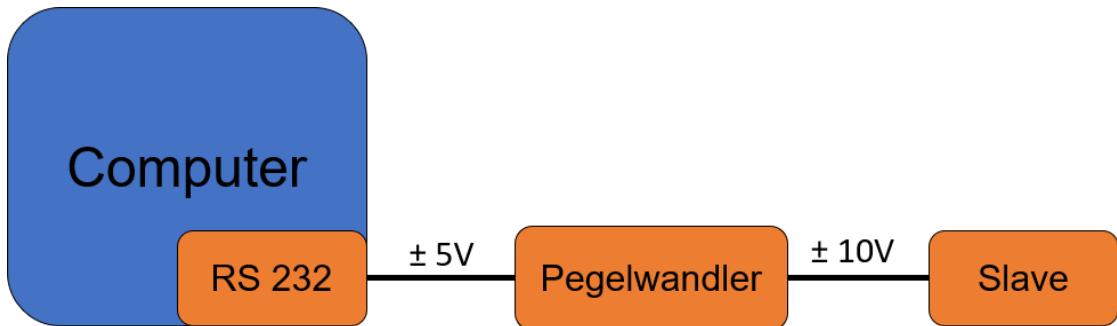


Abbildung 4.6: Schematische Darstellung eines Pegelwandlers

#### 4.4.2 Protokollebene

Als Protokollebene wird die Sprache des Bussystems bezeichnet. Es ist eine festgelegte Vereinbarung, nach der Daten zwischen den Komponenten ausgetauscht werden. Die Daten werden stets in einer dem Protokoll entsprechenden Form in Datenpaketen übertragen. Diese Datenpakete enthalten dabei die Informationen für die Kommunikation innerhalb des Busses.

Betrachtet man die Aufgabe des Monitorings, so werden in der Regel Sensordaten über den Bus abgefragt. Im Folgenden wird als Beispiel die Abfrage eines Modbus Sensors näher betrachtet. Prinzipiell läuft dies auch in anderen Systemen ähnlich und muss entsprechend angepasst werden.

Bei Modbus-RTU handelt es sich um eine Master/Slave-Kommunikation. Dies bedeutet, dass der Sensor (Slave) nur dann eine Nachricht schickt (Response), wenn er vom Master dazu angewiesen wurde (Query). Für die Anforderung eines Messwertes schickt der Master dazu eine Nachricht mit folgenden Inhalten:

- **Adresse:** Jede Komponente in einem Bussystem besitzt eine eindeutige Adresse. Jeder Slave reagiert nur auf Nachrichten, die seine Adresse enthalten. Meistens können in einem Busstrang bis zu 250 Komponenten enthalten sein.
- **Funktionscode:** Der Funktionscode gibt an, was der Teilnehmer tun soll. Für die Abfrage von Daten gibt man den Funktionscode „03“ an. Der Funktionscode „03“ bedeutet in der Modbussprache „Read Multiple Holding Registers“. Mit diesem Befehl können ein oder mehrere 16 bit - Register ausgelesen werden.
- **Datenabfrage:** Es wird angegeben, welche Daten abgefragt werden sollen. Modbus Sensoren speichern die Messdaten in sogenannten Registern ab. Für die Abfrage wird angegeben, bei welchem Register begonnen werden soll und wie viele Register abgefragt werden sollen. Die Angabe, welche Register welche Daten enthalten, sind in der Regel in der Bedienungsanleitung des Sensors zu finden.
- **Prüfsumme:** Jede Nachricht enthält eine Prüfsumme, die nach einem bestimmten Muster aus den vorhergehenden Inhalten gebildet wird und dient als Redundanz-

prüfung, ob die Nachricht korrekt übertragen wurde.

Zusätzlich muss noch der Start und das Ende der Nachricht bestimmt werden. Beim Modbus-RTU erfolgt dies durch eine Pause von 3,5 Zeichen (Baud). Eine andere Möglichkeit ist die Bestimmung eines fest definierten Zeichens. So beginnt eine XBee-Nachricht immer mit dem Zeichen 0x7E (Hex-Schreibweise).

Als Beispiel lesen wir einen fiktiven Sensor aus. Vom Modbus Master wird folgender Befehl gesendet:

11 03 006B 0003 7687

Modbus-Befehle sind binär und werden hier im Hexadezimalsystem dargestellt. Das Hexadezimalsystem ist ein Zahlensystem, das auf der Basis 16 basiert und die Ziffern 0-9 sowie die Buchstaben A-F verwendet, um die Werte von 10 bis 15 darzustellen. Zur Kennzeichnung von Zahlen im Hexadezimalsystems wird diesen häufig "0x" vorangestellt. Ein einfaches Beispiel ist die Zahl 0x1A, die im Dezimalsystem den Wert 26 repräsentiert. Die Beispielnachricht ist in die folgenden, bereits besprochenen Bestandteile aufgeteilt:

- **11:** Die Adresse des Slaves hat die Nummer 17, die im Hexadezimalsystem 11 entspricht.
- **03:** Der Funktionscode zum Auslesen von Daten.
- **006B:** Dies ist das erste auszulesende Register 107. Dabei gilt es zu beachten, dass Register in vier Tabellen aufgeteilt sind. Die Tabelle mit Sensordaten ist in der Regel die Tabelle 4. Weiterhin gilt zu beachten, dass diese Tabellen einen Offset enthalten. So beginnt das erste Register der 4. Tabelle mit dem Wert 40001. In unserem Beispiel ist das erste auszulesende Register die Nummer 40108.
- **0003:** Die Anzahl der zu lesenden Register, es werden demnach die Register von 40108 bis 40110 ausgelesen.
- **7687:** Die Prüfsumme, die nach einer bestimmten Vorschrift aus den vorherigen Bestandteilen der Nachricht berechnet wird.

Das entsprechende Gerät gibt als Antwort folgende Nachricht zurück:

11 03 06 AE41 5652 4340 49AD

- **11:** Die Adresse des Slaves.
- **03:** Der Funktionscode.
- **06:** Die Länge der Daten in Byte. Ein Register ist immer 16 Bit groß, was 2 Byte entspricht. Da in der Anfrage 3 Register ausgelesen werden, ist der Inhalt (Payload) 6 Bytes groß.
- **AE41:** Die Werte des ersten Registers, aufgeteilt in einen High-Byte-Wert (0xAE) sowie einen Low-Byte-Wert (0x41). Die einfachste Interpretation dieses Registers ist das Übersetzen des Wertes 0xAE41, der im Dezimalsystem dem Wert 44609 entspricht. Diese Interpretation entspricht der Vorschrift „Big Endian“. Die Werte

werden (umgangssprachlich gesagt) von vorne nach hinten eingelesen. Im Gegensatz dazu muss man beim „Little Endian“ die Zahl von hinten nach vorne einlesen.

- **5652:** Die Werte des zweiten Registers.
- **4340:** Die Werte des dritten Registers.
- **49AD:** Die Prüfsumme.

Zur richtigen Interpretation der Werte ist es noch nötig, den Datentyp der Messpunkte zu kennen. Diese sind der Registertabelle des Sensors zu entnehmen.

Im obigen Beispiel wurde die Zahl 0xAE41 in den Wert 44609 übersetzt. Dies entspricht einem 16-Bit-Ganzzahl(Integer)-Wert ohne Vorzeichen. Der Wertebereich dieses Datentyps liegt zwischen 0 und 65535. Weitere Datentypen sind unter anderem wie folgt:

- 16-Bit-Integer mit Vorzeichen. Der Wertebereich liegt zwischen -32768 und 32768.
- 32-Bit-Integer ohne Vorzeichen. Der Wertebereich liegt zwischen 0 und 4.294.967.295.  
Hier werden zwei Register zu einer Zahl zusammengefasst.

Die beschriebenen Umwandlungen der Zahlenwerte sind grundlegende Rechneroperationen, die in allen gängigen Programmiersprachen unterstützt werden.

#### 4.4.3 Überblick über bekannte Feldbus-Systeme

Die folgende Auflistung gibt einen Überblick über die Eigenschaften der wichtigsten Feldbus-Protokolle, die in der Gebäudeautomation und industriellen Anwendungen verwendet werden. Jedes Protokoll hat eigene Merkmale, Vor- und Nachteile. KNX ist beispielsweise ein offener Standard, der hauptsächlich in der Gebäudeautomation eingesetzt wird, während CAN vor allem in der Automobilindustrie verbreitet ist. Die Protokolle sind unterschiedlich standardisiert, haben spezifische Einschränkungen wie Datenraten und Anwendungsbereiche, und erfordern jeweils kompatible Geräte. KNX bietet Interoperabilität und flexible Topologien, hat jedoch eine komplexe Konfiguration. M-Bus findet besonders im Versorgungssektor bei der Zählerauslesung Anwendung, während Modbus häufig zum Lesen und Schreiben von Daten in industriellen Anwendungen eingesetzt wird.

Hier ist die erweiterte LaTeX-Liste, die nun auch die Protokolle OPC-UA und MQTT enthält:

latex

- **KNX**
  - **Standardisierung:** ISO/IEC 14543
  - **Verwendung:** Gebäudeautomation, Smart Homes
  - **Entstehungsjahr:** 1990
  - **Verwendete Topologie:**
    - \* Bus, Baum (KNX PL)

- \* Bus, Baum, Stern (KNX TP, KNX IP)

– **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:**

- \* 1 (Physikalisch), 7 (Anwendung) (KNX PL)
- \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 7 (Anwendung) (KNX TP, KNX IP)

– **Übertragungstechnik:**

- \* Frequenzmodulation (KNX PL)
- \* Manchester-Codierung (KNX TP)
- \* Ethernet (KNX IP)

– **Verkabelungsanforderungen:**

- \* Stromleitungen (Powerline) (KNX PL)
- \* Twisted Pair (KNX TP)
- \* Ethernet (Twisted Pair oder Glasfaser) (KNX IP)

– **Maximale Leitungslänge:**

- \* 300 m (KNX PL)
- \* 1.000 m (KNX TP)
- \* 100 m pro Segment (KNX IP)

– **Maximale Teilnehmer:**

- \* 64 (KNX PL)
- \* 256 pro Linie (KNX TP)
- \* Unbegrenzt (abhängig von der IP-Adressierung) (KNX IP)

– **Maximale Datenrate:**

- \* 1,2 kbps (KNX PL)
- \* 9,6 kbps (KNX TP)
- \* 100 Mbps (KNX IP)

– **Vorteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Weit verbreitet und standardisiert, was eine hohe Interoperabilität ermöglicht.
- \* Unterstützt verschiedene Topologien, was flexible Installationen ermöglicht.
- \* KNX IP bietet hohe Datenraten für die schnelle Datenübertragung.

– **Nachteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Komplexe Konfiguration und Implementierung.
- \* KNX PL hat eine begrenzte Datenrate und kann anfällig für Störungen im Stromnetz sein.

- \* Hohe Installationskosten, insbesondere bei KNX TP und KNX IP.
- **Zusätzliche Informationen:** Weit verbreitet in Europa, von vielen Herstellern unterstützt.
- CAN
  - **Standardisierung:** ISO 11898
  - **Verwendung:** Automobilindustrie, industrielle Automatisierung
  - **Entstehungsjahr:** 1986
  - **Verwendete Topologie:** Bus
  - **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung)
  - **Übertragungstechnik:** Non-return-to-zero (NRZ)
  - **Verkabelungsanforderungen:** Twisted Pair, typischerweise geschirmt (CAN-Bus)
  - **Maximale Leitungslänge:**
    - \* 500 m (bei 125 kbps) (Classical CAN)
    - \* 40 m (bei 1 Mbps) (Classical CAN)
    - \* Bis zu 5 km (bei 10 kbps) (CAN FD)
  - **Maximale Teilnehmer:**
    - \* 120 (Classical CAN)
    - \* 64 (CAN FD)
  - **Maximale Datenrate:**
    - \* 1 Mbps (Classical CAN)
    - \* 8 Mbps (CAN FD)
  - **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
    - \* Sehr robust und zuverlässig, besonders in rauen Umgebungen.
    - \* Echtzeitkommunikation, was für schnelle Reaktionen im Energiemanagement wichtig ist.
    - \* Fehlererkennung und -korrektur sind integriert, was die Systemstabilität erhöht.
  - **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
    - \* Begrenzte Datenrate im Vergleich zu moderneren Protokollen.
    - \* Komplexe Netzwerkkonfiguration bei größeren Installationen.
    - \* Nicht weit verbreitet im Gebäudemangement, daher weniger unterstützende Geräte.
  - **Zusätzliche Informationen:** Häufig in Fahrzeugen und Maschinen verwendet.

- **LON**

- **Standardisierung:** ANSI/CEA 709.1
- **Verwendung:** Gebäudeautomation, industrielle Steuerung
- **Entstehungsjahr:** 1990
- **Verwendete Topologie:**
  - \* Bus, Stern, Baum (LON PL-20)
  - \* Freie Topologie (Bus, Stern, Baum) (LON FT-10)
  - \* Daisy Chain, Stern, Baum (LON TP/FT-10)
- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:**
  - \* 1 (Physikalisch), 7 (Anwendung) (LON PL-20)
  - \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk), 7 (Anwendung) (LON FT-10, LON TP/FT-10)
- **Übertragungstechnik:**
  - \* Frequenzmodulation (LON PL-20)
  - \* Differenzielle Manchester-Codierung (LON FT-10, LON TP/FT-10)
- **Verkabelungsanforderungen:**
  - \* Stromleitungen (Powerline) (LON PL-20)
  - \* Twisted Pair (LON FT-10, LON TP/FT-10)
- **Maximale Leitungslänge:**
  - \* Abhängig von der Netzqualität (LON PL-20)
  - \* 500 m (LON FT-10)
  - \* 2.700 m (daisy chain Topologie) (LON TP/FT-10)
- **Maximale Teilnehmer:**
  - \* 128 (LON PL-20)
  - \* 64 (pro Segment, ohne Repeater) (LON FT-10)
  - \* 128 (pro Segment, ohne Repeater) (LON TP/FT-10)
- **Maximale Datenrate:**
  - \* 5,4 kbps (LON PL-20)
  - \* 78 kbps (LON FT-10, LON TP/FT-10)
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Unterstützt verschiedene Topologien, was flexible Installationen ermöglicht.
  - \* LON FT-10 ermöglicht einfache Verkabelung mit freier Topologie.
  - \* Hohe Interoperabilität durch standardisierte Geräte.

- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Höhere Kosten und Komplexität bei der Implementierung.
  - \* Niedrigere Datenrate, was die Übertragungsgeschwindigkeit einschränkt.
  - \* LON PL-20 kann anfällig für Störungen im Stromnetz sein.
- **Zusätzliche Informationen:** Unterstützt eine Vielzahl von Anwendungen in der Gebäudeautomation.
- **M-Bus**
  - **Standardisierung:** EN 13757
  - **Verwendung:** Versorgungszählung (Wasser, Gas, Elektrizität)
  - **Entstehungsjahr:** 1996
  - **Verwendete Topologie:**
    - \* Bus (M-Bus Wired)
    - \* Stern, Punkt-zu-Punkt (M-Bus Wireless)
  - **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:**
    - \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung) (M-Bus Wired)
    - \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 7 (Anwendung) (M-Bus Wireless)
  - **Übertragungstechnik:**
    - \* Spannungspegelmodulation (M-Bus Wired)
    - \* FSK (Frequency Shift Keying) (M-Bus Wireless)
  - **Verkabelungsanforderungen:**
    - \* Twisted Pair, typischerweise ungeschirmt (M-Bus Wired)
    - \* Keine Verkabelung erforderlich (M-Bus Wireless)
  - **Maximale Leitungslänge:**
    - \* 1.000 m (M-Bus Wired)
    - \* Abhängig von der Funkumgebung, typischerweise bis zu 1 km (M-Bus Wireless)
  - **Maximale Teilnehmer:**
    - \* 250 (M-Bus Wired)
    - \* Theoretisch unbegrenzt, abhängig vom Netzwerkdesign (M-Bus Wireless)
  - **Maximale Datenrate:**
    - \* 9,6 kbps (M-Bus Wired)
    - \* 100 kbps (S-Mode), 32,768 kbps (T-Mode) (M-Bus Wireless)
  - **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
    - \* Speziell für Versorgungszählung entwickelt, ideal für Energiemonitoring.

- \* Geringer Stromverbrauch, besonders vorteilhaft für batteriebetriebene Geräte.
- \* M-Bus Wireless ermöglicht einfache Nachrüstung ohne zusätzliche Verkabelung.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Begrenzte Datenrate, die möglicherweise nicht für umfangreiche Überwachungsanforderungen ausreicht.
  - \* M-Bus Wired erfordert physische Verkabelung, was die Installationskosten erhöhen kann.
  - \* Begrenzte Unterstützung für fortgeschrittene Automatisierungsfunktionen.
- **Zusätzliche Informationen:** Besonders beliebt in der Energie- und Wasserwirtschaft.
- **Modbus**
  - **Standardisierung:** Offener Standard
  - **Verwendung:** Industrielle Automatisierung, SCADA-Systeme
  - **Entstehungsjahr:** 1979
  - **Verwendete Topologie:**
    - \* Bus (Modbus RTU, Modbus ASCII)
    - \* Stern, Baum, vermascht (Modbus TCP/IP)
  - **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:**
    - \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 7 (Anwendung) (Modbus RTU, Modbus ASCII)
    - \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk), 7 (Anwendung) (Modbus TCP/IP)
  - **Übertragungstechnik:**
    - \* RTU (Remote Terminal Unit) Modus nutzt Binärcodierung (Modbus RTU)
    - \* ASCII Modus nutzt ASCII-Zeichen (Modbus ASCII)
    - \* Ethernet (Modbus TCP/IP)
  - **Verkabelungsanforderungen:**
    - \* Twisted Pair (für Modbus RTU und Modbus ASCII)
    - \* Ethernet (Twisted Pair) (Modbus TCP/IP)
  - **Maximale Leitungslänge:**
    - \* 1.200 m (bei 19,2 kbps) (Modbus RTU, Modbus ASCII)
    - \* 100 m pro Segment (Modbus TCP/IP)
  - **Maximale Teilnehmer:**

- \* 32 (ohne Repeater) (Modbus RTU, Modbus ASCII)
- \* Theoretisch unbegrenzt (abhängig von der IP-Adressierung) (Modbus TCP/IP)

– **Maximale Datenrate:**

- \* 115 kbps (Modbus RTU)
- \* 9,6 kbps (Modbus ASCII)
- \* 100 Mbps (Modbus TCP/IP)

– **Vorteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Einfach zu implementieren und weit verbreitet in industriellen Anwendungen.
- \* Modbus TCP/IP bietet hohe Datenraten für die schnelle Datenübertragung.
- \* Breite Unterstützung durch zahlreiche Gerätehersteller.

– **Nachteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Keine integrierte Sicherheit, was zusätzliche Schutzmaßnahmen erforderlich macht.
- \* Modbus RTU und ASCII haben begrenzte Datenraten und Teilnehmerzahlen.
- \* Nicht speziell für Energiemonitoring entwickelt, daher weniger spezialisierte Funktionen.

– **Zusätzliche Informationen:** Sehr häufig in industriellen Anwendungen und Maschinensteuerung.

• **BACnet**

- **Standardisierung:** ASHRAE Standard
- **Verwendung:** Gebäudeautomation, HVAC-Systeme
- **Entstehungsjahr:** 1995
- **Verwendete Topologie:**

- \* Bus, Baum, Ring (BACnet MS/TP)
- \* Stern, Baum, vermascht (BACnet/IP)

– **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:**

- \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 7 (Anwendung) (BACnet MS/TP)
- \* 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk), 7 (Anwendung) (BACnet/IP)

– **Übertragungstechnik:**

- \* NRZ-Codierung (für MS/TP)
- \* Ethernet (NRZ-Codierung) (für BACnet/IP)

- **Verkabelungsanforderungen:**
  - \* Twisted Pair (für MS/TP)
  - \* Ethernet (Twisted Pair oder Glasfaser) (für BACnet/IP)
- **Maximale Leitungslänge:**
  - \* 1.200 m (MS/TP)
  - \* 100 m pro Segment (Ethernet) (BACnet/IP)
- **Maximale Teilnehmer:**
  - \* 32 (ohne Repeater) (MS/TP)
  - \* Theoretisch unbegrenzt (abhängig von der IP-Adressierung) (BACnet/IP)
- **Maximale Datenrate:**
  - \* 76,8 kbps (MS/TP)
  - \* 1 Gbps oder höher (abhängig von der Ethernet-Technologie) (BACnet/IP)
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Weit verbreitet in der Gebäudeautomation und gut unterstützt durch HVAC-Geräte.
  - \* BACnet/IP bietet hohe Datenraten und einfache Integration in bestehende IT-Infrastrukturen.
  - \* Gute Interoperabilität mit Geräten verschiedener Hersteller.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* BACnet MS/TP hat eine begrenzte Datenrate und Teilnehmerzahl.
  - \* Komplexität in der Implementierung, insbesondere bei großen Installationen.
  - \* Höhere Kosten im Vergleich zu einfacheren Protokollen wie Modbus.
- **Zusätzliche Informationen:** Weit verbreitet in Heizungs-, Lüftungs- und Klimatechnik (HVAC) Systemen.

## • OPC-UA

- **Standardisierung:** IEC 62541
- **Verwendung:** Industrielle Automatisierung, Gebäudeautomation, IoT-Anwendungen
- **Entstehungsjahr:** 2008
- **Verwendete Topologie:** Client-Server, Publisher-Subscriber
- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 5 (Sitzungsschicht), 6 (Darstellungsschicht), 7 (Anwendungsschicht)
- **Übertragungstechnik:** TCP/IP, HTTPS, WebSockets
- **Verkabelungsanforderungen:** Ethernet (Twisted Pair oder Glasfaser)
- **Maximale Leitungslänge:** Abhängig von der Netzwerk-Infrastruktur (typi-

scherweise 100 m pro Segment für Ethernet)

- **Maximale Teilnehmer:** Theoretisch unbegrenzt (abhängig von der Server- und Netzwerkleistung)
- **Maximale Datenrate:** Abhängig von der Netzwerkgeschwindigkeit (bis zu 1 Gbps oder mehr bei Ethernet)
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Hohe Interoperabilität und plattformunabhängig.
  - \* Unterstützt komplexe Datenmodelle und Sicherheitsfunktionen.
  - \* Flexibel und skalierbar für verschiedene Anwendungen, einschließlich Cloud-Integration.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Höhere Komplexität in der Implementierung und Verwaltung.
  - \* Kann höhere Anforderungen an die Hardware stellen.
  - \* Abhängig von der Netzwerkgeschwindigkeit und -stabilität.
- **Zusätzliche Informationen:** Wird häufig für die Integration von IT- und OT-Systemen verwendet.

- **MQTT**

- **Standardisierung:** ISO/IEC 20922
- **Verwendung:** IoT-Anwendungen, Gebäudeautomation, Energiemonitoring
- **Entstehungsjahr:** 1999
- **Verwendete Topologie:** Publisher-Subscriber
- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 7 (Anwendungsschicht)
- **Übertragungstechnik:** TCP/IP
- **Verkabelungsanforderungen:** Ethernet (Twisted Pair oder WLAN)
- **Maximale Leitungslänge:** Abhängig von der Netzwerk-Infrastruktur (typischerweise 100 m pro Segment für Ethernet)
- **Maximale Teilnehmer:** Theoretisch unbegrenzt (abhängig vom MQTT-Broker und der Netzwerkleistung)
- **Maximale Datenrate:** Abhängig von der Netzwerkgeschwindigkeit (bis zu 1 Gbps oder mehr bei Ethernet)
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Leichtgewichtiges Protokoll, ideal für ressourcenarme Geräte.
  - \* Unterstützt asynchrone Kommunikation und skalierbare Netzwerke.
  - \* Sehr gut geeignet für den Einsatz in IoT- und Smart-Building-Anwendungen.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Keine eingebaute Sicherheit, benötigt zusätzliche Maßnahmen wie TLS.
- \* Abhängig von der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des MQTT-Brokers.
- \* Eingeschränkte Fähigkeit, komplexe Datenmodelle zu unterstützen.
- **Zusätzliche Informationen:** Besonders populär in IoT- und M2M-Kommunikationsanwendungen.

## 4.5 Funkübertragungsstrecken

Das Verlegen von Kabeln, insbesondere nachträglich, ist mit einem hohen Aufwand und entsprechenden Kosten verbunden. Nachdem in den letzten Jahrzehnten Funktechnik immer weiter entwickelt wurde und inzwischen so kostengünstig wurde, dass sie omnipräsent ist, sorgt sie auch beim Monitoring für Kosteneinsparungen. Hauptnachteile der Funktechnik sind eine relativ hohe Anfälligkeit gegenüber Störsignalen und im Gebäude, insbesondere bei Stahlbetonwänden und -decken, nur sehr begrenzte Reichweiten. Dazu kommt meist noch ein höherer Stromverbrauch als bei kabelgebundener Technik, aber gerade in diesem Bereich macht die Entwicklung große Fortschritte, da gerade eine batteriebetriebene Funktechnik die Installation besonders einfach macht. Generell gilt hier, dass mit höherer Messfrequenz die Batterielebensdauer kürzer wird. Die Entwicklung beim Monitoring dürfte sich in Zukunft noch weiter Richtung Funkübertragung bewegen.

Die derzeit für das Monitoring relevantesten Funktechnologien sind im folgenden kurz etwas näher beschrieben. Anschließend folgt noch ein Steckbrief der im Gebäudebereich eingesetzten Funkstandards.

### 4.5.1 Wireless LAN (WLAN)

Eine Vielzahl von Sensoren und Messsystemen können direkt ins WLAN eingebunden werden. Weiterhin sind WLAN-Gateways für Sensordaten erhältlich und die IoT-Computer wie der Raspberry Pi enthalten bereits WLAN. Die Vorteile sind die Nutzung einer, in den allermeisten Fällen, vorhandenen Infrastruktur. Aufgrund von Datenschutzgründen ist es aber besser, ein separates Netzwerk aufzubauen. Aufgrund der weiten Verbreitung der Technologie sind die dazu benötigten Komponenten günstig erwerbbar sowie deren Einrichtung sehr einfach. Weiterhin können auch höhere Kommunikationsprotokolle einfach umgesetzt werden. Die Nachteile von WLAN sind der hohe Stromverbrauch, weshalb es meistens nur für netzbetriebene Sensoren geeignet ist, sowie die beschränkte Reichweite.

### 4.5.2 LoRaWAN

Long Range Wide Area Network (LoRaWAN) ist eine relativ neue Technologie, die es ermöglicht, Sensordaten über sehr weite Entfernung (bis zu mehreren Kilometern bei

direkter Sichtverbindung) zu senden. Eine Vielzahl an Herstellern bietet LoRaWAN-Sensoren an. Aufgrund des Open-Source-Charakters der Technologie sind Gateways öffentlich zugänglich. Ist ein Gateway in der Nähe, können die Sensoren direkt mit diesem verbunden werden. Ein weiterer Vorteil ist der sehr geringe Stromverbrauch der Sensoren, die meistens mit einer Akkuladung bis zu 10 Jahre funktionieren können. Nachteile sind hingegen die geringe Datenrate sowie die beschränkte Übertragungsmenge (Anzahl der Übertragungen pro Stunde bzw. Tag).

#### 4.5.3 XBee

XBee sind Funkmodule, mit denen ein serielles Signal per Funk übertragen werden kann. Ein Vorteil dieser Technologie ist der Aufbau eines Mesh-Netzwerks, welches die Übertragung über mehrere in Reichweite befindliche Module (sogenanntes Hopping) ermöglicht. Daher ist diese Technologie im Gebäudebereich, vor allem bei Raumüberwachungen, sehr breit einsetzbar. Vorteile sind die bereits genannte Mesh-Fähigkeit, der geringe Energieverbrauch sowie eine bereits eingebaute Verschlüsselung bei der Übertragung. Nachteilig hingegen ist der hohe Aufwand bei der Installation und Wartung des Netzwerks.

#### 4.5.4 Mobilfunk (5G)

Eine weitere Möglichkeit der Funkübertragung ist die Nutzung des Handynetzes. Hierzu stehen verschiedene Router zur Verfügung, die als Gateway zwischen WLAN und Handynetz fungieren. Vorteile sind die hohen Datenraten. Nachteile hingegen sind die hohen Kosten aufgrund der Notwendigkeit eines Mobilfunkvertrags. Allerdings beginnen die Mobilfunkanbieter inzwischen monitoring-geeignete Datentarife anzubieten, so dass sich die Kosten in Zukunft reduzieren könnten.

#### 4.5.5 Vergleich gebäudemonitoringrelevanter Funkstandards

Die folgende Auflistung beschreibt - zusätzlich zu den bereits Unterabschnitt 4.4.3 aufgelisteten Drahtlosen Varianten der Feldbusssysteme - gängige drahtlose Standards, die im Gebäudemonitoring verwendet werden, einschließlich ihrer Eigenschaften, Vor- und Nachteile.

- **Zigbee**
  - **Standardisierung:** IEEE 802.15.4
  - **Verwendung:** Gebäudeautomation, Sensornetzwerke, Smart Homes
  - **Entstehungsjahr:** 2003
  - **Verwendete Topologie:** Mesh, Stern, Punkt-zu-Punkt
  - **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk), 7 (Anwendung)
  - **Übertragungstechnik:** DSSS (Direct Sequence Spread Spectrum)

- **Frequenzband:** 2,4 GHz (global), 868 MHz (Europa), 915 MHz (USA)
- **Maximale Reichweite:** Bis zu 100 m (innen), bis zu 300 m (außen, Sichtverbindung)
- **Maximale Teilnehmer:** 65.000+ (pro Netzwerk in einer Mesh-Topologie)
- **Maximale Datenrate:** 250 kbps
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Energiesparend, ideal für batteriebetriebene Geräte.
  - \* Unterstützt Mesh-Netzwerke, was die Reichweite und Zuverlässigkeit erhöht.
  - \* Große Herstellerunterstützung und Verfügbarkeit zahlreicher Geräte.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Begrenzte Datenrate, die möglicherweise nicht für datenintensive Anwendungen ausreicht.
  - \* Anfällig für Störungen im 2,4-GHz-Band, da es stark frequentiert ist.
  - \* Kann in dichten Netzwerken komplexe Konfigurationen erfordern.

- **Z-Wave**

- **Standardisierung:** ITU-T G.9959
- **Verwendung:** Smart Homes, Gebäudeautomation, Sicherheitssysteme
- **Entstehungsjahr:** 2001
- **Verwendete Topologie:** Mesh, Punkt-zu-Punkt
- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk), 7 (Anwendung)
- **Übertragungstechnik:** FSK (Frequency Shift Keying)
- **Frequenzband:** 868,42 MHz (Europa), 908,42 MHz (USA), andere regionale Frequenzen
- **Maximale Reichweite:** Bis zu 30 m (innen), bis zu 100 m (außen, Sichtverbindung)
- **Maximale Teilnehmer:** 232 (pro Netzwerk)
- **Maximale Datenrate:** 100 kbps
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Geringe Störanfälligkeit, da es in einem weniger frequentierten Frequenzband arbeitet.
  - \* Einfach zu installieren und zu konfigurieren, speziell für Heimautomation entwickelt.
  - \* Sehr energieeffizient, ideal für batteriebetriebene Sensoren und Geräte.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Begrenzte Anzahl von Teilnehmern pro Netzwerk.
  - \* Geringere Datenrate im Vergleich zu anderen drahtlosen Standards.
  - \* Abhängig von einem zentralen Controller, was ein Single Point of Failure sein kann.
- **Wi-Fi (IEEE 802.11)**
    - **Standardisierung:** IEEE 802.11 a/b/g/n/ac/ax
    - **Verwendung:** Datenübertragung, Internetzugang, Gebäudeautomation, Sicherheitsüberwachung
    - **Entstehungsjahr:** 1997 (erste Version), fortlaufende Weiterentwicklungen
    - **Verwendete Topologie:** Infrastrukturmodus (Stern), Ad-hoc
    - **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung)
    - **Übertragungstechnik:** OFDM (Orthogonal Frequency-Division Multiplexing), DSSS (für ältere Standards)
    - **Frequenzband:** 2,4 GHz, 5 GHz, 6 GHz (für Wi-Fi 6E)
    - **Maximale Reichweite:** Bis zu 100 m (innen), bis zu 300 m (außen, Sichtverbindung)
    - **Maximale Teilnehmer:** 200+ (abhängig von der Access Point Kapazität)
    - **Maximale Datenrate:** Bis zu 9,6 Gbps (Wi-Fi 6)
    - **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
      - \* Hohe Datenrate, ideal für Videoüberwachung und andere datenintensive Anwendungen.
      - \* Weit verbreitet und in bestehende IT-Infrastrukturen leicht integrierbar.
      - \* Große Verfügbarkeit von Geräten und Herstellersupport.
    - **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
      - \* Hoher Energieverbrauch, was für batteriebetriebene Sensoren weniger geeignet ist.
      - \* Anfällig für Überlastung in stark frequentierten Netzen, insbesondere im 2,4-GHz-Band.
      - \* Komplexe Sicherheitsanforderungen, um Netzwerke gegen Angriffe zu schützen.
  - **LoRaWAN (Long Range Wide Area Network)**
    - **Standardisierung:** LoRa Alliance
    - **Verwendung:** IoT-Anwendungen, Smart Cities, Energiemanagement
    - **Entstehungsjahr:** 2015
    - **Verwendete Topologie:** Stern-Topologie (Gateways verbinden Endgeräte mit dem Netzwerkserver)

- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk)
  - **Übertragungstechnik:** CSS (Chirp Spread Spectrum)
  - **Frequenzband:** 868 MHz (Europa), 915 MHz (USA), andere regionale Frequenzen
  - **Maximale Reichweite:** Bis zu 15 km (ländliche Gebiete), bis zu 5 km (städtische Gebiete)
  - **Maximale Teilnehmer:** 1.000+ (pro Gateway, abhängig von der Netzwerkkonfiguration)
  - **Maximale Datenrate:** 50 kbps
  - **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
    - \* Sehr große Reichweite, ideal für weitläufige Gebäudekomplexe.
    - \* Sehr energieeffizient, geeignet für batteriebetriebene Geräte mit langer Lebensdauer.
    - \* Unterstützt eine hohe Anzahl von Geräten und einfache Skalierbarkeit.
  - **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
    - \* Begrenzte Datenrate, daher nicht geeignet für Anwendungen mit hohen Bandbreitenanforderungen.
    - \* Höhere Latenz, was für Echtzeitanwendungen problematisch sein kann.
    - \* Komplexität bei der Implementierung eines privaten LoRaWAN-Netzwerks.
- **Bluetooth Low Energy (BLE)**
    - **Standardisierung:** Bluetooth SIG
    - **Verwendung:** Personal Area Networks (PAN), Sensornetzwerke, Gebäudeautomation
    - **Entstehungsjahr:** 2010 (als Teil von Bluetooth 4.0)
    - **Verwendete Topologie:** Stern, Mesh (seit Bluetooth 5.0)
    - **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 7 (Anwendung)
    - **Übertragungstechnik:** FHSS (Frequency Hopping Spread Spectrum)
    - **Frequenzband:** 2,4 GHz
    - **Maximale Reichweite:** Bis zu 100 m (mit Bluetooth 5.0, abhängig von der Sendeleistung)
    - **Maximale Teilnehmer:** 32.000+ (in einem Mesh-Netzwerk)
    - **Maximale Datenrate:** 2 Mbps (Bluetooth 5.0)
    - **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
      - \* Sehr energieeffizient, ideal für batteriebetriebene Sensoren.

- \* Gute Unterstützung für mobile Geräte und breite Verfügbarkeit von Geräten.
- \* Mit Mesh-Unterstützung seit Bluetooth 5.0 für größere Reichweiten und Netzwerke geeignet.

– **Nachteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Begrenzte Reichweite und Datenrate im Vergleich zu Wi-Fi.
- \* Anfällig für Störungen im 2,4-GHz-Band.
- \* Begrenzte Netzwerkskalierbarkeit ohne Mesh-Netzwerkunterstützung.

• **EnOcean**

- **Standardisierung:** ISO/IEC 14543-3-10
- **Verwendung:** Gebäudeautomation, Sensornetzwerke, Energiegewinnung
- **Entstehungsjahr:** 2001
- **Verwendete Topologie:** Punkt-zu-Punkt, Mesh (mit Repeatern)
- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 7 (Anwendung)
- **Übertragungstechnik:** ASK (Amplitude Shift Keying)
- **Frequenzband:** 868 MHz (Europa), 315 MHz (USA)
- **Maximale Reichweite:** Bis zu 30 m (innen), bis zu 300 m (außen, Sichtverbindung)
- **Maximale Teilnehmer:** 128 (pro Netzwerk, ohne Repeater)
- **Maximale Datenrate:** 125 kbps

– **Vorteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Energieautark, viele Geräte benötigen keine Batterien, da sie durch Energiegewinnung betrieben werden.
- \* Sehr energieeffizient und umweltfreundlich.
- \* Einfach zu installieren und zu erweitern, ideal für Retrofit-Lösungen.

– **Nachteile im Gebäudemonitoring:**

- \* Begrenzte Reichweite und Datenrate.
- \* Begrenzte Anzahl von Geräten pro Netzwerk, was bei größeren Installationen problematisch sein kann.
- \* Abhängigkeit von ausreichend Licht oder anderen Energiequellen für energieautarke Sensoren.

• **NB-IoT (Narrowband IoT)**

- **Standardisierung:** 3GPP Release 13
- **Verwendung:** IoT-Anwendungen, Smart Cities, Energiemanagement, Gebäudeautomation

- **Entstehungsjahr:** 2016
- **Verwendete Topologie:** Stern (über Mobilfunknetz)
- **Arbeitsweise auf OSI-Schichten:** 1 (Physikalisch), 2 (Sicherung), 3 (Netzwerk)
- **Übertragungstechnik:** OFDM (Orthogonal Frequency-Division Multiplexing) im Downlink, SC-FDMA (Single Carrier Frequency Division Multiple Access) im Uplink
- **Frequenzband:** Lizensierte LTE-Bänder (z.B. 700 MHz, 800 MHz, 900 MHz)
- **Maximale Reichweite:** Bis zu 35 km (abhängig von der Netzwerkkonfiguration)
- **Maximale Teilnehmer:** Millionen von Geräten pro Zelle (theoretisch)
- **Maximale Datenrate:** Bis zu 250 kbps
- **Vorteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Sehr große Reichweite, ideal für weitläufige oder abgelegene Gebäude.
  - \* Unterstützt eine sehr hohe Anzahl von Geräten, geeignet für massive IoT-Anwendungen.
  - \* Gut integrierbar in bestehende Mobilfunkinfrastrukturen.
- **Nachteile im Gebäudemonitoring:**
  - \* Begrenzte Datenrate, nicht geeignet für Anwendungen mit hohen Bandbreitenanforderungen.
  - \* Abhängig von der Verfügbarkeit und Qualität des Mobilfunknetzes.
  - \* Latenzzeiten können höher sein als bei anderen drahtlosen Technologien.

## 4.6 Gebäudeleittechnik und speicherprogrammierbare Steuerung

Die Gebäudeleittechnik (GLT) ist ein zentrales Element der modernen Gebäudeautomation und dient der Überwachung, Steuerung und Optimierung der technischen Anlagen in Gebäuden. Sie ermöglicht die zentrale Verwaltung aller relevanten Systeme, wie Heizung, Lüftung, Klimaanlagen (HVAC), Beleuchtung, Energieversorgung und Sicherheitstechnik. Die GLT sammelt und verarbeitet kontinuierlich Daten von Sensoren und Aktoren im gesamten Gebäude und bietet so einen umfassenden Überblick über den Betriebszustand und die Leistungsfähigkeit der verschiedenen Systeme.

Wenn ein Gebäude über eine GLT verfügt, ist es sinnvoll, die Daten direkt aus dieser herauszuziehen, da die meisten der benötigten Informationen bereits vorhanden sind. Allerdings sollte überprüft werden, ob die Messgenauigkeit der Daten den Anforderungen des Monitorings entspricht, da für Regelungsaufgaben oft weniger präzise Messwerte ausreichen als für ein detailliertes Monitoring. Dank der fortschreitenden Entwicklung in

der Sensortechnologie sind die in der Gebäudetechnik standardmäßig verbauten Sensoren jedoch zunehmend genauer geworden. Da die Mehrkosten für präzisere Sensoren oft gering sind, sollte dies bereits vor der Ausschreibung geklärt werden.

Die Hardware einer GLT besteht in der Regel aus einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS oder PLC – Programmable Logic Controller). Diese dient der Steuerung von Anlagen sowie der Abfrage und Aufzeichnung von Messwerten. Eine SPS besteht typischerweise aus einem digital programmierbaren Mikroprozessor, mehreren Eingängen für Sensoren, Ausgängen zur Regelung und einem Speichermedium. Die Bauarten reichen von kompakten Modellen bis hin zu PC-Panels und PCs und sind von verschiedenen Herstellern erhältlich.

Moderne SPS-Systeme führender Hersteller sind modular aufgebaut. Ein Controller übernimmt die Steuerungsaufgaben, während verschiedene Module für Ein- und Ausgänge (sowohl digital als auch analog) je nach Bedarf hinzugefügt werden können. In Abbildung 4.7 ist der Controller auf der linken Seite zu erkennen, und die Module sind rechts daneben dargestellt.

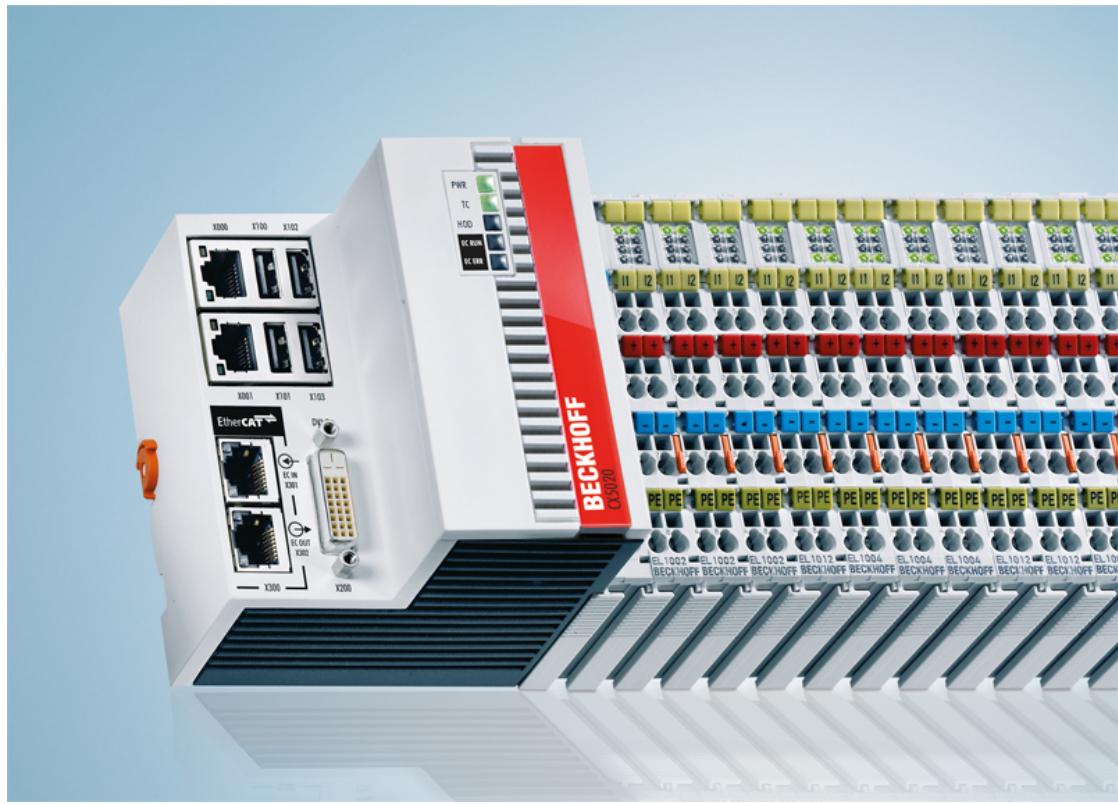


Abbildung 4.7: Beispielhafte Abbildung einer SPS [Beckhoff]

Die Module sind auch in spezialisierten Ausführungen erhältlich, wie z.B. Eingangsklemmen, die direkt auf Thermoelemente ausgelegt sind. Diese Thermoelemente können

direkt in die Klemmen eingesteckt werden und sind nach der richtigen Konfiguration sofort einsatzbereit, da die entsprechenden Kennlinien bereits enthalten sind.

Neben vielen Vorteilen haben SPS jedoch auch den Nachteil, dass sie in der Regel in einer proprietären Programmierumgebung des Herstellers konfiguriert werden müssen. Viele Hersteller gestalten ihre GLT als geschlossene Systeme, um ihr Geschäftsmodell für die Zukunft abzusichern. Erfahrungsgemäß sind nachträgliche Änderungen an der Software oft mit hohen Kosten verbunden. Daher sollte die Datenweitergabe aus der GLT unbedingt bereits in der Ausschreibung festgelegt werden, da die Hersteller in dieser Phase noch um die Vergabe konkurrieren und die Datenweitergabe kostengünstig bereitgestellt werden kann. Zudem steigen namhafte Hersteller von GLT-Systemen zunehmend in das Monitoringgeschäft ein. Es bleibt abzuwarten, wie sich das Preis-Leistungs-Verhältnis in diesem Bereich entwickelt. Für die Datenweitergabe bieten die Hersteller meist mehrere Optionen an, die sich leicht in ein Monitoring-System außerhalb der GLT integrieren lassen.

# 5 Datenspeicherung

Die Speicherung der Daten kann auf verschiedenste Art und Weisen erfolgen. Je nach Größe des Gesamtsystems können heutzutage mehrere Tausend Datenpunkte zusammenkommen. Die Speicherung der Messdaten selbst stellt aufgrund günstig verfügbarer Festplatten keine große Herausforderung mehr dar. Viel wichtiger ist es, den Datensatz in einer vernünftigen Struktur zur Verfügung zu haben, die ein zügiges Filtern der Daten zulässt. Weitere Punkte, auf die man achten sollte, sind eine schnelle Verfügbarkeit sowie die Möglichkeit, die Daten zur Überprüfung darstellen zu können.

Am wichtigsten ist jedoch, stets die Rohdaten zu speichern und diese in keiner Weise, auch wenn sie nicht plausibel erscheinen, zu verändern. Alle Auswertungen müssen auf Basis des Rohdatensatzes erfolgen. Zusätzlich sollte man über die gesamten Messdaten stets die gleichen Einheiten für die physikalischen Größen verwenden.

Im Folgenden werden verschiedene Methoden zur Speicherung der Monitoringdaten aufgezeigt.

## 5.1 CSV-Datei

Eine immer noch weit verbreitete und einfache Lösung ist das Speichern der Messdaten in einer comma separated value Datei (CSV). Bei einer CSV-Datei handelt es sich im Prinzip um eine einfache Textdatei mit einer definierten Formatierung. Dadurch und durch die weite Verbreitung sind die Daten von fast allen Programmen lesbar und richtig interpretierbar. Es gibt allerdings zwei leicht unterschiedliche Formatvarianten, die durch das Komma als Dezimaltrennzeichen im deutschsprachigen Raum verursacht werden. Im Standardfall sind die Daten durch Kommas getrennt, beim Komma als Dezimaltrennzeichen wird in der csv-Datei das Semikolon als Datentrennzeichen verwendet. Das führt leider im deutschsprachigen Raum sehr oft zu einem extra Aufwand, da eine internationale csv-Datei von auf Deutsch eingestellten Programmen oft falsch interpretiert wird. Hat man viel mit entsprechenden csv-Dateien zu tun, empiehlt es sich, den Rechner auf internationales Zahlenformat umzustellen. Ein Beispiel für eine Zeile in einer kommaseparierten Datei sieht wie folgt aus:

01.01.2022 01:00:00;7,5;52;0

Betrachtet man diese Datei in Tabellenform, stellt sich dies wie folgt dar:

01.01.2022	01:00:00	7,5	52	0
------------	----------	-----	----	---

Die Zeile stellt dabei einen Zeitpunkt dar, welcher drei Messwerte enthält. Um diese Messpunkte zu benennen, werden vor dem ersten Messwert weitere Zeilen, der sogenannte Header, mit den Bezeichnungen für die Messpunkte in die Datei geschrieben.

Eine zulässige Darstellung sieht laut der AMEV Richtlinie Nr. 158 ist Tabelle 5.1 zu entnehmen.

Tabelle 5.1: Datenpunkte und ihre Werte

Datenpunktadresse	DP001 Außenlufttemperatur °C	DP002 Stellung Ventil 17 % 0	DP003 Betriebsmeldung WP3 - 0 1
Klartext			
Einheit			
Min	-10	0	0
Max	50	100	1
01.01.2022 00:00:00	5,3	0	0
01.01.2022 00:15:00	6,5	0	1
01.01.2022 00:30:00	7,2	25	1
01.01.2022 00:45:00	7,3	37	1
01.01.2022 01:00:00	7,5	52	0

Wie zu erkennen ist, enthält der Header neben dem Datenpunktnamen auch weitere Informationen. Diese zusätzlichen Daten werden als Metadaten bezeichnet und stellen zusätzliche Informationen wie die Einheit, die Grenzen des Messwertes dar. Diese Metadaten können noch weitere Informationen, wie zum Beispiel den Einbauort und Ähnliches enthalten.

## 5.2 Datenbanken

Datenbanken sind spezialisierte Programme zur Speicherung und Verwaltung von Daten. Ein wesentlicher Vorteil von Datenbanken ist die hohe Automatisierbarkeit beim Einfügen und Abrufen von Daten. In den letzten Jahren haben sich verschiedene Datenbanktypen für unterschiedliche Anwendungszwecke etabliert.

Monitoringdaten stellen eine Form von Zeitreihendaten dar, bei denen in regelmäßigen Abständen ein oder mehrere Messwerte erfasst werden. Für diese Art von Daten haben sich verschiedene Datenbanken bewährt. Ein prominentes Beispiel ist die frei verfügbare InfluxDB, die sich besonders durch ihre hohe Geschwindigkeit beim Schreiben und Auslesen von Daten auszeichnet. Dank spezieller Schnittstellen können hier mehrere Tausend Messwerte pro Sekunde verarbeitet werden. Diese Eigenschaften machen InfluxDB besonders sinnvoll für technisches Monitoring, etwa in der Überwachung von Servern, Netzwerken oder Anwendungen, wo zeitnahe Entscheidungen auf Basis von aktuellen Leistungsdaten getroffen werden müssen.

Eine weitere leistungsstarke Option für die Speicherung von Zeitreihendaten ist Ti-

mescaleDB. Diese auf PostgreSQL basierende Datenbank wurde speziell für Zeitreihendaten entwickelt und kombiniert die Vorteile relationaler Datenbanken mit einer effizienten Verwaltung großer Datenmengen. TimescaleDB nutzt Hypertables, die eine einfache Handhabung und automatische Partitionierung von Zeitreihendaten ermöglichen. Diese Eigenschaften machen TimescaleDB besonders geeignet für technisches Monitoring, insbesondere in der Überwachung von IT-Infrastrukturen, wo eine umfangreiche historische Analyse und Aggregation von Leistungsdaten erforderlich sind. Die Unterstützung von SQL und Funktionen zur Aggregation und Kompression von Daten tragen dazu bei, dass Nutzer sowohl schnelle Abfragen als auch eine effiziente Datenspeicherung durchführen können.

MySQL und die sehr ähnliche Abspaltung MariaDB hingegen sind ein weit verbreitetes relationales Datenbankmanagementsystem, das SQL zur Verwaltung und Abfrage von Daten verwendet. Es speichert Daten in Tabellen, die durch Beziehungen miteinander verbunden sind, was komplexe Abfragen und Datenintegrität ermöglicht. Obwohl MySQL nicht speziell für Zeitreihendaten optimiert ist, kann es dennoch im technischen Monitoring eingesetzt werden, beispielsweise zur Speicherung von Log-Daten oder zur Überwachung von Anwendungsmetriken, wo Zeitstempel eine Rolle spielen. Bei sehr großen Monitoring-Datensätzen wird die Verarbeitungszeit gegenüber den beiden anderen System deutlich länger.

Insgesamt bieten InfluxDB, TimescaleDB und MySQL unterschiedliche Ansätze zur Speicherung und Verwaltung von Daten. Die Wahl der richtigen Datenbank hängt von den spezifischen Anforderungen und Anwendungsfällen ab. Während InfluxDB und TimescaleDB besonders für die effiziente Verarbeitung von Zeitreihendaten im technischen Monitoring geeignet sind, bietet MySQL eine flexible Lösung für eine Vielzahl von Datenbankanforderungen.

### 5.3 Datenpunktbezeichnungen

Mit steigender Anzahl von Datenpunkten in Datensätzen wird die Verwaltung und Zuordnbarkeit der Einzeldaten umso wichtiger. Besonders wichtig bei der Verwaltung ist die Bezeichnung der Datenpunkte. Jeder Datenpunkt muss dabei zwingend eine eindeutige Bezeichnung besitzen, mit der die Messdaten dem Sensor bzw. Messgerät zugeordnet werden können.

Datenpunktbezeichnungen können grundsätzlich frei gewählt werden. Dabei gilt, je mehr Datenpunkte vorhanden sind, desto vorteilhafter sind Metadaten zur Bezeichnung der Datenpunkte. Metadaten können beispielsweise die Messgröße, den Einbauort und Ähnliches beschreiben. Neben der Beschreibung des Datenpunktes ermöglichen Metadaten automatisierbare Auswertungen. Eine Datenanalysesoftware kann durch eine eindeutige Bezeichnung oder Metadaten jede Zeitreihe automatisch erkennen und entsprechende Datenverarbeitungsschritte automatisch durchführen. Die Automatisierung wird erheblich vereinfacht und verbessert, wenn die Metadatenbezeichnungen einen maschinenlesbaren Teil enthalten, der nach einer vorgegebenen Struktur vergeben wird. Damit

kann beispielsweise die Plausibilisierung der Messwerte für alle Außentemperatursensungen in einer Datenbank automatisiert durchgeführt werden, wenn die entsprechenden Zeitreihen von der Software erkannt und gefunden werden können. So lassen sich diese auch bei vielen Messpunkten leicht zuordnen.

Für eine einfache Handhabung der Messdaten beim Inbetriebnahmemonitoring ist eine frühe Festlegung der Datenpunktbezeichnungen bzw. eines Metadatensystems wichtig. Bei großen und wachsenden Projekten sollte daher zu Beginn, am besten in der Planungsphase des Gebäudes, eine konsistente und eindeutige Datenpunktbezeichnung gewählt werden. Es ist sinnvoll, die Datenpunkte in einer Liste, der sogenannten Messpunktliste, zu speichern.

Für Datenpunktbezeichnungen gibt es viele Konzepte wie die GA-Funktionsliste der DIN EN ISO 16484-3 [10], BACtwin nach AMEV [12], oder das BUDO-Schema [15]. Datenpunktbezeichnungen werden auch Anlagenkennschlüssel (AKS), Benutzeradressierungsschlüssel (BAS), Datenpunktschlüssel oder Datenpunktadressierungsschlüssel genannt, da sie aus zusammengesetzten Abkürzungen, sogenannten Schlüsseln, bestehen. Die Schlüssel weisen auf funktionale Zusammenhänge hin, zum Beispiel eine Temperatur aus welcher Anlage, welchem Anlagenteil und welchem Gebäude. Prinzipiell kann ein AKS auch immer selbst kreiert werden, aber es empfiehlt sich auf eines der existierenden Systeme zurückzugreifen, da diese bei zukünftigen Softwartentwicklungen vermutlich hinterlegt werden und nicht mehr zur Erkennung eingelesen werden müssen.

Als ein Beispiel für ein solches Schema zur Bezeichnung der Datenpunkte ist das Building Unified Data point naming schema for operation Management (BUDO). BUDO ist ein Open Source Schema, welches in einer Zusammenarbeit von verschiedenen Instituten entwickelt wurde. Es ist auf der folgenden Seite erhältlich: <https://github.com/RWTH-EBC/BUDO>

Das BUDO Schema besteht aus zwei Komponenten, dem Bezeichnungsschema und dem dazugehörigen Vokabelbuch. In dem Vokabelbuch sind nahezu alle gebäudetechnischen Anlagen und Objekte, die für ein Gebäudemonitoring benötigt werden, aufgelistet und es wird ein Abkürzungsschlüssel benannt. So wird zum Beispiel ein Brennwertkessel mit der Abkürzung „COND“ (engl. condensing boiler) und eine Wärmepumpe als „HP“ (engl. Heat pump) bezeichnet.

Das Bezeichnungsschema ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

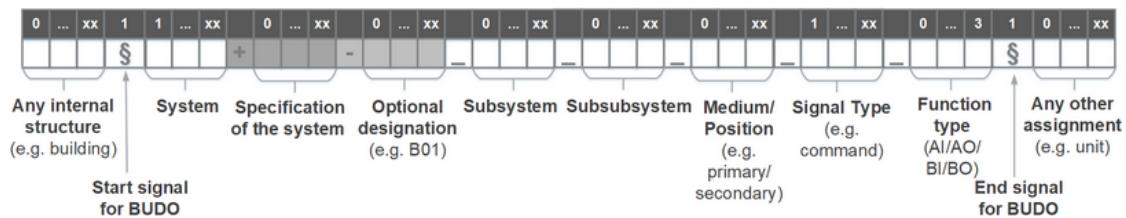


Abbildung 5.1: Struktur des BUDO-Schemas [15]

Wie in Abbildung 5.1 zu sehen, besteht das Bezeichnungsschema aus einer festgelegten

Reihenfolge an Informationen. Die Informationen sind durch festgelegte Zeichen getrennt und somit eindeutig zuordbar. Weiterhin ermöglicht es diese Festlegung auch, das maschinelle Lesen und Schreiben des Schlüssels. Weitere Informationen über das BUDO Schema sind auf der oben genannten GitHub Seite zu entnehmen.

Da bei großen Projekten mit hunderten oder tausenden Datenpunkten die Erstellung der AKS einen großen zeitlichen Aufwand bedeutet, werden hierfür entsprechende Tools benötigt. Vermutlich wird sich das Schema breit durchsetzen, das ein gut handhabbares Tool bereitstellt für die einfache und schnelle Vergabe der Bezeichnungen erlaubt. Die bisherigen Tools sind leider noch rudimentär.

## 5.4 Metadatensystem

In Abschnitt 5.3 wurde die Datenpunktbezeichnung als Benennung von Messpunkten eingeführt. Dieses System hat bei größeren Projekten den Nachteil, dass die Bezeichner oft unnötig lang werden. Damit wird es auch unübersichtlich. Daher gibt es mit dem Metadatensystem eine weitere Möglichkeit der Datenpunktbezeichnung.

Beim Metadatensystem werden die Metadaten nicht direkt im Messpunktnamen gespeichert. Während also die Datenpunktbezeichnung aus aneinander gereihten Zeichen besteht, die Informationen über den Datenpunkt enthalten, wird dies beim Metadatensystem entkoppelt. Das Metadatensystem ist also deutlich flexibler. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hier die Informationen nicht starr in den Messpunktschlüssel eingeschrieben sind. Stattdessen werden die Metadaten als Zusatzinformation in der Datenbank oder einer parallelen Datenbank gespeichert und mit der Datenreihe der Messdaten verknüpft.

Es gibt unterschiedliche Ansätze von Metadatensystemen:

- **Tabellarisch:** (bspw. mondas Metadatenstruktur)
- **Graphen mit Tags:** (bspw. Haystack, das auf Haystack basierende Brick Schema oder PLCont)

Graphen können gegenüber Tabellen einen höheren Informationsgehalt durch die Darstellung von Zusammenhängen besitzen. Der Aufwand bei der Pflege und dem Erstellen der Metadaten ist bei Graphen jedoch höher. Bisherige Ansätze, Metadaten automatisiert bspw. mit machine learning zu generieren, waren wenig erfolgreich. Bei guter maschinenlesbarer Informationsgrundlage, wie einheitlichen Datenpunktbezeichnern mit Beschreibungen oder durch BIM-Modelle, lassen sich viele Schritte bei der Erstellung der Metadaten durch Automatisierung erleichtern.

Ein Metadatensystem sollte die Identifizierung einzelner Sensoren ermöglichen. Die Unabhängigkeit von der Datenpunktbezeichnung ermöglicht ein standardisiertes „Finden“ von Sensoren bei unterschiedlichen Datenquellen. Werden beispielsweise Liegenschaften mit unterschiedlichen Datenpunktbezeichnungen überwacht, ist ein einheitliches Metadatensystem sehr hilfreich zum Identifizieren der einzelnen Sensoren. Durch ein vereinheitlichtes Metadatensystem lassen sich außerdem Auswertungen und Darstellungen automatisieren. So können beispielsweise leicht alle Vorlauftemperaturen von Heizkrei-

sen gefunden und überwacht werden. Ein einheitliches, von der Datenpunktbezeichnung unabhängiges Metadatensystem ist somit für modernes Monitoring unabdingbar.

In Abbildung 5.2 wird beispielhaft die mondias Metadatenstruktur gezeigt.

The screenshot shows the 'Administration / Metadata' interface. At the top, there are tabs for 'Raw' and 'Virtual', with 'Virtual' selected. Below the tabs are buttons for 'Import', 'Export', 'Actions', 'Clear search', 'Reset', and 'Save'. A search bar displays 'Show sensors (315)' and an 'Apply' button. The main area is titled 'Selector' and contains a search query:

```

AND
  DP equals MEA.T
  AND
    POS equals SUP
  AND
    Add rule
  Paste rules
  AND

```

Below the query is a table header with columns: DP, SYS, SUBSYS1, SUBSYS1\_EXT, Threshold, Unit, and Description. The table lists four sensor entries:

DP	SYS	SUBSYS1	SUBSYS1_EXT	Threshold	Unit	Description	
AT2(E101,E103)-S...	MEA.T	SCOL	WC.H	SOLAR	40	°C	Solarkreis WMZ VL-Temp.
AT2(E101,E103)-K...	MEA.T	SCOL	WC.H	COLLECTOR	40	°C	Kollektorkreis VL-Temp.
AT2(E101,E103)-H...	MEA.T	HHW	WC.H		50	°C	Heizkreis WMZ VL-Temp.
AT2(E101,E103)-W...	MEA.T	DHW	WC.H		60	°C	WWB WMZ VL-Temp.

At the bottom of the table, it says 'Showing 100 of 315 sensors' with page navigation buttons (1, 2, 3, 4, > 100 / page).

Abbildung 5.2: Anwendungsbeispiel der mondias Metadatenstruktur [mondias]

Die mondias Metadatenstruktur entspringt aus dem Kontext des Fraunhofer-ISE. Das Vokabular der Metadatenstruktur ist daher dem des BUDO-Schemas sehr ähnlich, das von der RWTH Aachen entwickelt wurde, aber auf dem Fraunhofer Verfahren basiert. Die Metadatenstruktur findet in der Praxis bereits Anwendung bei einer Vielzahl von Anlagentypen, wie PV-Anlagen, Fernwärmennetzen, TGA, Produktionsbetrieben. Es ist tabellarisch aufgebaut. Zusammengesetzte Komponenten, ähnlich eines AKS, sind aus einzelnen Tabellenspalten möglich. Verfügbar ist ein erweiterbarer Satz an Spaltennamen wie „SYS“, sogenannten Metadefinitionen und das dazugehörige Vokabular. Durch die Flexibilität der Metadefinitionen sind viele Zusatzinformationen zu den Sensoren speicherbar. Es gibt jedoch eine fest definierte Basis an Metadefinitionen und Vokabeln. Auch sind die Vokabeln wie DHW für Trinkwasser den Basis Metadefinitionen zugeordnet. Erfüllbar ist somit der Anspruch an automatisierte Auswertungen durch standardisierte Metadaten. Bei gleichzeitiger Flexibilität, um auf individuelle Anlageninformationen zu verknüpfen.

In Abbildung 5.2 ist beispielhaft eine Filtermöglichkeit der Metadaten zu sehen. Es werden alle Vorlauftemperaturen von den in der Plattform verfügbaren Sensoren gefunden. Außerdem ist ein individueller „Threshold“ festgelegt, welcher das automatische Überwachen der jeweiligen Vorlauftemperatur ermöglicht.

# 6 Auswertung mit Diagrammen

Diagramme können Zusammenhänge in Messdaten sichtbar machen und erleichtern deren Interpretation für den Menschen. Für das Monitoring sind sie elementar, da auf diese Weise schnell etwa das Anlagenverhalten nachvollzogen, bewertet und ggf. auf Fachwissen basierende Entscheidungen getroffen werden können. Zur Darstellung der beim Monitoring anfallenden Zeitreihendaten (Liste aus Messwerten mit dazugehörigem Erfassungszeitpunkten) sind je nach gesuchter Information in den Messwerten unterschiedliche Darstellungsarten unterschiedlich gut geeignet, um evtl. ableitbare Informationen sichtbar zu machen. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Darstellungsarten im Monitoring vorgestellt und deren Verwendung beschrieben.

## 6.1 Vorbereitung der Daten

Im Allgemeinen ist es hilfreich, vor der graphischen Darstellung von Messwerten diese entsprechend aufzubereiten. Messreihen (mehrere Messwerte über einen bestimmten Zeitraum) können im Rohformat ggf. für die Darstellung ungünstige Eigenschaften aufweisen, da die aufgezeichneten Werte zum Teil Fehlercodes oder Messausreißer enthalten. Bei der Aufbereitung ist allerdings immer mit Vorsicht vorzugehen, da durch die Bearbeitung der Daten auch enthaltene Informationen verloren gehen können. Je nach untersuchtem Zeitraum kann es für die Betrachtung hilfreich sein, die zeitliche Auflösung der Zeitreihen zu reduzieren (zeitliche Aggregation). So ist es beispielsweise bei der Betrachtung der elektrischen Leistung eines Verbrauchers über ein Jahr meistens übersichtlicher, Tages- oder auch Monatsmittelwerte statt minütlicher Werte darzustellen.

Die Aufbereitung und Visualisierung der Daten (Filterung und zeitliche Aggregation) wird oft als iterativer Prozess durchgeführt. In einem ersten Schritt ist ein Zeitverlaufsdigramm, auch Zeitplot genannt, zur Datensichtung am besten geeignet. Dabei wird üblicherweise wie folgt verfahren:

1. Plotten der Daten - hier eignet sich meist der Zeitplot (siehe Unterabschnitt 6.2.1) am besten.
2. Prüfen, ob Messwerte tatsächlich plausiblen Werten entsprechen und ggf. unerwünschte Werte filtern.
3. Prüfen, ob der Zeitverlauf gut erkennbar ist und ggf. zeitliche Aggregierung durchführen.
4. Zurück zu Punkt 1.

## 6.2 Arten der Darstellung

Anhand eines Zeitplots lassen sich zwar die zeitlichen Abfolgen und Zusammenhänge gut erkennen, aber es ist schwierig zu erkennen, wie zum Beispiel verschiedenen Messwerte von einander abhängen. Hierzu ist ein sogenannter Scatterplot wesentlich besser geeignet. Die Anwendung verschiedener Plots in der praktischen Auswertung wird u.a. am Beispiel der Messwerte einer Wärmepumpe einer Schule, die im Rahmen eines Monitoringprojektes der Technischen Hochschule Rosenheim ausgewertet wurden, erklärt.

Bei der Ausarbeitung der Diagramme sollte noch auf verschiedene generelle Dinge geachtet werden. Bei der Auswahl der Linienfarben ist es beim Betrachten hilfreich, wenn auf gewohnte Farbschemata zurückgegriffen wird, also zum Beispiel rot für warm und blau für kalt. In Abbildung 6.3 ist dies nicht beachtet worden, dadurch fällt es dem Betrachter schwerer, diese beiden Linien schnell und richtig zuzuordnen. Falls mehrere Graphen mit den gleichen Datenreihen gemacht werden, ist es wichtig, die Farben und Liniendarstellungen für die gleiche Datenreihe beizubehalten.

Im gezeigten Diagramm wurde auch eine zu kleine Schriftgröße gewählt und die Bezeichnung der Datenpunkte in der Legende wurde nicht auf Verständlichkeit angepasst. Es ist leicht zu erkennen, dass dies für eine schnelle Erfassung der Inhalte hinderlich ist. Will man eine quantitative Betrachtung durchführen, dann sollten im Diagramm Gitternetzlinien wie in Abbildung 6.5 eingefügt werden, da sie für eine visuelle Abschätzung der Werte hilfreich sind, wie der Vergleich der beiden Diagramme zeigt. Zu guter Letzt benötigen alle verwendeten Achsen eine Beschriftung inklusive der Angabe der Einheiten.

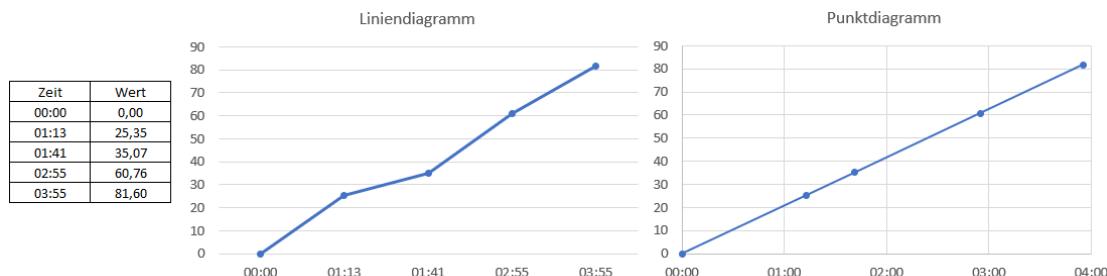


Abbildung 6.1: Unterschied von Liniendiagramm und Punktdiagramm in Excel

Bei der Nutzung von Excel muss man sich den Unterschied zwischen Liniendiagramm und Punktdiagramm klar machen, da beide sehr ähnliche Ergebnisse liefern, eine unglückliche Bezeichnung haben und daher oft falsch verwendet werden. Beim Liniendiagramm muss auf der x-Achse keine Zahl verwendet werden. Werden Zahlen verwendet, werden sie wie Text interpretiert und werden unabhängig vom Wert von Datenpunkt zu Datenpunkt äquidistant dargestellt. Wenn damit z.B. eine Zeitreihendarstellung gemacht, bei der die Zeitpunkte unterschiedlichen Abstand haben oder Zeitpunkte fehlen, wird dies im Diagramm falsch dargestellt. Beim Punkt- bzw. x-y-Diagramm werden die x-Werte als Zahl interpretiert und richtig im Diagramm eingetragen. In Abbildung 6.1 wird der

Unterschied in der Darstellung eines mit der Zeit linear ansteigenden Wertes gezeigt.

### 6.2.1 Zeitplot

Da die Daten im Zeitreihenformat vorliegen, ist es naheliegend, die Messwerte über der Zeit aufzutragen (Zeitplot). Im sich ergebenden Zeitverlauf werden dann bei der Betrachtung von Messwerten beispielsweise Lastspitzen, Betriebsphasen von Anlagen oder periodisches Verhalten sichtbar. Zudem können mehrere Messreihen direkt in ihrem zeitlichen Verlauf miteinander verglichen werden.

Die Darstellung im Zeitplot enthält alle Informationen und bildet den zeitlichen Verlauf und die Werte am genauesten ab, jedoch nicht immer gut geeignet, um bestimmte Aspekte sichtbar zu machen. Während andere Darstellungsarten oft deutlich besser geeignet sind, bestimmte Sachverhalte darzustellen, ist der Zeitplot dennoch in den meisten Fällen hilfreich, um evtl. über andere Plots gewonnene Kenntnisse zu verifizieren.

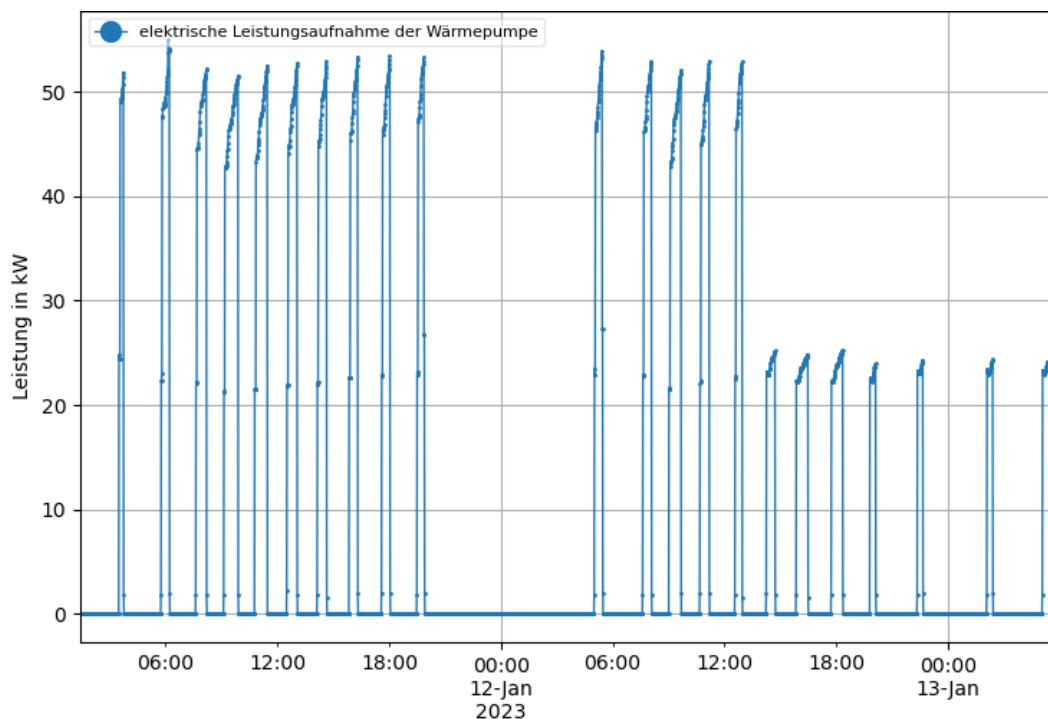


Abbildung 6.2: Elektrischer Leistungsverlauf der Wärmepumpe

Abbildung 6.2 zeigt den elektrischen Leistungsverlauf der Wärmepumpe. An den Zeitabschnitten mit hohen Leistungen sind die Betriebsphasen der Wärmepumpe erkennbar.

Abbildung 6.3 zeigt den elektrischen und den thermischen Leistungsverlauf der Wärmepumpe. Zusätzlich sind die Sole- und Wasseraustrittstemperaturen aufgetragen. Die Betriebsphasen der Wärmepumpe sind hier an den Zeiträumen mit hoher elektrischer und

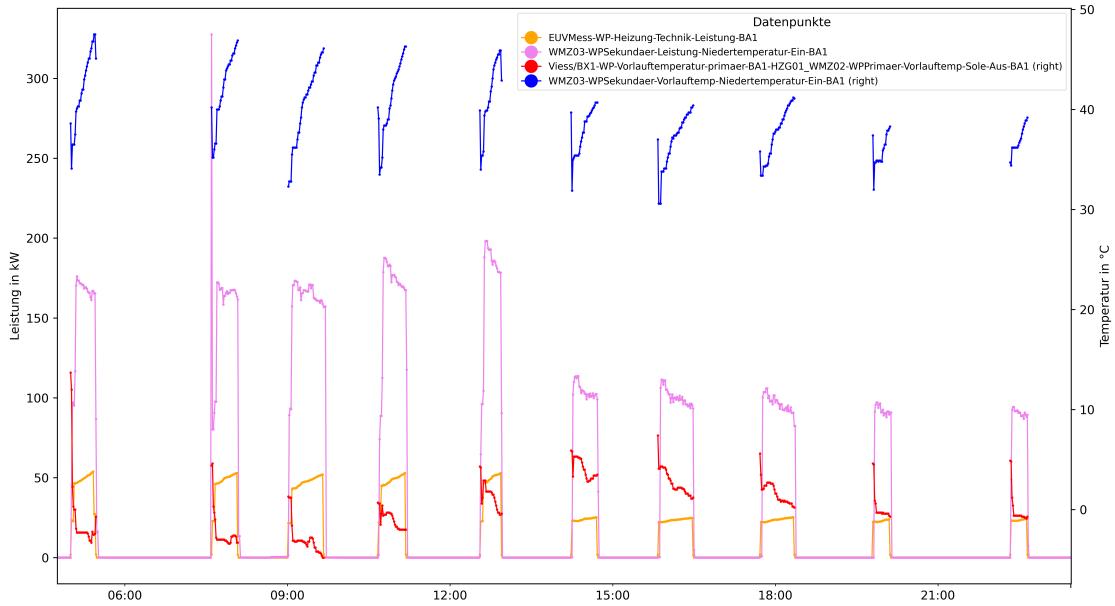


Abbildung 6.3: Elektrischer und thermischer Leistungsverlauf der Wärmepumpe sowie Sole- und Wasseraustrittstemperaturen im Zeitverlauf

thermischer Leistung erkennbar. Betrachtet man den Verlauf genauer, lässt sich erkennen, dass die Betriebsphasen alle einen prinzipiell ähnlichen Verlauf haben. Innerhalb des Zyklus steigt die Heizungsvorlauftemperatur (blau) während die Soletemperatur (rot) sinkt. Ähnlich ist es mit der elektrischen Leistung und der Heizleistung, erste steigt im Zyklus an, zweite sinkt. Augenscheinlich steigt die Vorlauftemperatur bis zu einem bestimmten Wert an und dann schaltet die Wärmepumpe ab. Diese Erklärung ist die wahrscheinlichste, da dies dem typischen Regelverhalten eines getakteten Wärmeerzeugers entspricht. Interessanterweise gibt es aber noch Betriebsphasen, die etwa die halbe Leistung haben. Die Erklärung ist einfach, es handelt sich um eine zweistufige Wärmepumpe. Will man die Wärmepumpe vertieft untersuchen, müssen in den Daten die Betriebszustände für eine Filterung hinterlegt werden. In diesem Fall wurden die Daten aus der Steuerung der Wärmepumpe aufgezeichnet.

Der COP der Wärmepumpe sinkt also innerhalb des Zyklus immer weiter ab. Um dies darzustellen, muss man den COP für jeden Punkt berechnen und als einen sogenannten virtuellen Datenpunkt ablegen (dies sind errechnete Datenpunkte). Der sinkende COP wird durch die sich ändernden Temperaturen verursacht. Im Zeitverlauf lässt sich diese Korrelation zwar vermuten, aber nicht darstellen. Welches Diagramm dafür geeignet ist, wird in Unterabschnitt 6.2.2 gezeigt.

Bei der Darstellung von Zeitreihen im Zeitplot, die eine Bilanz bilden (beispielsweise zu- und abgehende Wärmeströme der Niedertemperaturwärmeverteilung), kann es sinnvoll sein, dies entsprechend dem Vorzeichen nach oben oder nach unten gestapelter und

ausgefüllter Zeitreihen zu verdeutlichen. Ein entsprechender Plot ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Zu erkennen ist hier nicht nur der Zeitverlauf der einzelnen Wärmeströme, sondern auch der Zeitverlauf der Summe sowohl aller ein- als auch aller ausfließenden Wärmeströme. In einem Heizkreis sollten die zu- und abgeführten Wärmeströme Null ergeben. Ist das wie in der Abbildung nicht zu jedem Zeitpunkt der Fall, muss im Heizkreis eine Speichermöglichkeit vorhanden sein. Im Beispiel ist das ein Pufferspeicher zwischen WP und Heizkreisverteiler. Für diesen Fall müssen die Integrale der Wärmeströme, also im Diagramm die Flächen, bei einem längeren Zeitraum annähernd gleich sein. Unterschiede lassen sich dann nur über Fehler in der Bilanzierung, Messfehler oder Verlustströme erklären.

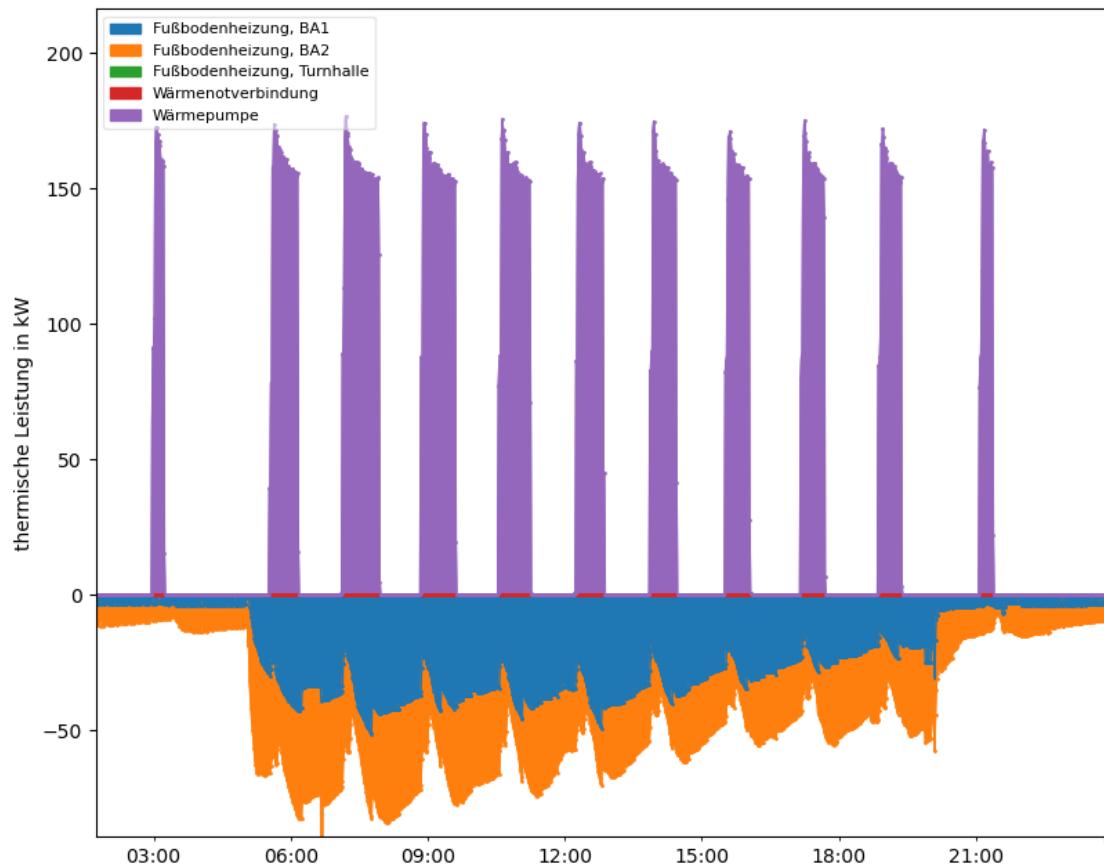


Abbildung 6.4: zu- und abgehende Wärmeströme der Niedertemperaturwärmeverteilung bilanziell dargestellt

### 6.2.2 Scatterplot

Will man funktionale Zusammenhänge darstellen, so muss man die zeitliche Abfolge auflösen und stattdessen die Messpunkte, bei denen man einen Zusammenhang vermutet,

in einem x-Y-Diagramm (Scatterplot) gegeneinander auftragen. Dazu werden von jedem Zeitpunkt aus dem zu untersuchenden Zeitraum die beiden Messwerte, bei denen eine Korrelation vermutet wird, als Datenpunkt in ein x-y-Diagramm eingetragen. Dadurch sind mitunter interessante Details zum Anlagenverhalten deutlicher erkennbar (Korrelationen, Muster, statistischer Zusammenhang der Messwerte sowie statistische Verteilung). Diese Beobachtungen können im Anschluss wiederum mit den Daten im Zeitverlauf abgeglichen werden. Mithilfe dieses Vorgehens können dann ggf. weitere Erkenntnisse über das Anlagenverhalten erlangt werden, die zuvor im Zeitverlauf nicht erkennbar waren.

Abbildung 6.5 zeigt hierzu einen Scatterplot, in dem die abgegebene thermische Leistung über der aufgenommenen elektrischen Leistung einer Wärmepumpe abgebildet wird. Für jeden Punkt im Diagramm entspricht die x-Koordinate der elektrischen Leistung und die y-Koordinate der thermischen Leistung, jeweils zu einem bestimmten Zeitpunkt. Es handelt sich um Messwerte des Zeitraums vom 1.1.2023 – 14.1.2023. Die Daten liegen in minütlicher Auflösung vor. Es sind somit  $15 \times 24 \times 60 = 21600$  Punkte abgebildet, welche sich hier ggf. überdecken. Dennoch lassen sich in diesem Fall bestimmte, von-einander unterscheidbare Betriebszustände beobachten. Natürlich kann man dabei nur Betriebszustände erkennen, die im betrachteten Zeitraum auch aufgetreten sind.

Bei zu starker Überdeckung der Punkte bzw. bei scheinbar starker Streuung der Werte kann es hilfreich sein, die Punkte transparent abzubilden, sodass die Häufigkeit der Punkte sichtbar wird. Alternativ kann die zeitliche Auflösung der Daten reduziert werden (zeitliche Aggregierung, z.B. durch Verwenden von 15 min - Mittelwerten), durch diese Aggregierung gehen allerdings ggf. wichtige Informationen zum Anlagenverhalten verloren.

#### **Mögliche Interpretation der Punktgruppierungen in Abbildung 6.5:**

1. Keine elektrische Leistung, breite Spanne an thermischen Leistungswerten: Kompressor und UWPs Sind ausgeschaltet, der Wärmezähler misst aber Werte. Dies kann beim vor allem beim Abschalten der Pumpe passieren, entweder durch einen leichten Zeitversatz zwischen Strom- und Wärmezählermessung oder durch die zeitliche Unschärfe verursacht durch den Impulsausgang des Wärmezähler (Unterabschnitt 3.3.1)  
⇒ Fehlmessung.  
Prinzipiell kann kurz nach dem Ausschalten der Pumpen auch noch eine Nachströmung durch Massenträgheit bestehen oder weitere Pumpen im Heizkreis, die über einen anderen Stromzähler laufen verursachen einen Volumenstrom durch die Wärmepumpe. Plausibilitätscheck: z.B. diese Punkte markieren, im Zeitplot optisch hervorheben und kontrollieren, wo sie im Betriebszyklus der Wärmepumpe liegen.
2. Geringe elektrische Leistung, breite Spanne an thermischen Leistungswerten: Pumpe noch/schon eingeschaltet, Bezug von Restwärme aus der Wärmepumpe, kann aber auch wie im vorherigen Punkt eventuell mit Zeitversatz erklärt werden.
3. Halbe elektrische Leistung, kaum thermische Leistung: Betrieb mit einem von zwei Kompressoren, Pumpen in Betrieb, thermische Leistung hat sich noch nicht voll

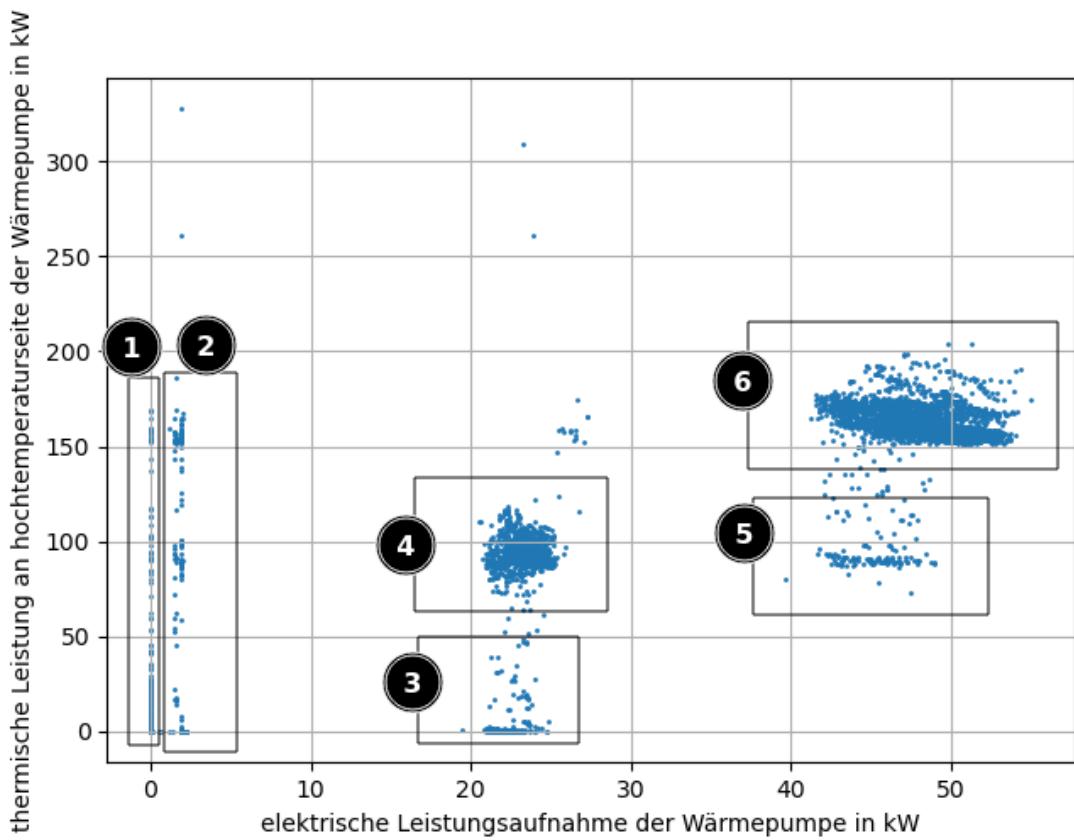


Abbildung 6.5: Scatterplot der thermischen Leistung über der elektrischen Leistung der Wärmepumpe

eingestellt

⇒ Anfahren der Wärmepumpe auf Stufe 1

4. Halbe elektrische Leistung, halbe thermische Leistung: Betrieb mit einem von zwei Kompressoren  
⇒ Betrieb der Wärmepumpe auf Stufe 1
5. Volle elektrische Leistung, relativ geringe thermische Leistung: Anlage hat gerade zweiten Kompressor hinzugeschaltet, Pumpen in Betrieb; thermische Leistung hat sich noch nicht voll eingestellt  
⇒ Umschalten der Wärmepumpe auf Stufe 2
6. Volle elektrische Leistung, volle thermische Leistung:  
⇒ Betrieb der Wärmepumpe auf Stufe 2

Zusätzlich lässt sich eine breite Streuung der Werte in den beiden Betriebszustände erkennen. Dies ist bei Wärmepumpen normal und liegt an der Temperaturabhängigkeit der Leistung von Wärmepumpen. Um dies genauer zu untersuchen, müssen die Leistungen über den Temperaturen aufgetragen werden, was in Abbildung 6.6 mit dem COP der

Wärmepumpe gezeigt wird. Zusätzlich zur Platzierung der Punkte können außerdem, von bestimmten Parametern abhängige zusätzliche Punkteigenschaften (wie Größe, Farbe, Transparenzgrad, etc.) helfen, dem Scatterplot noch mehr Informationen und damit ggf. Aussagekraft hinzuzufügen. In Abbildung 6.6 ist für jeden Betriebszyklus die mittleren Arbeitszahl über dem mittleren Temperaturhub als ein Punkt dargestellt. Die Punkte haben dabei unterschiedliche Eigenschaften, die sich aus zusätzlichen Eigenschaften der zugehörigen Betriebsphase wie folgt ergeben:

- Farbe:
  - Betrieb in Teillast (1 Verdichter) → blau
  - Betrieb in Volllast (2 Verdichter) → rot
- Größe: Proportional zu mittlerer abgegebener Wärmeleistung
- Farbsättigung: Proportional zur Dauer der Betriebsphase

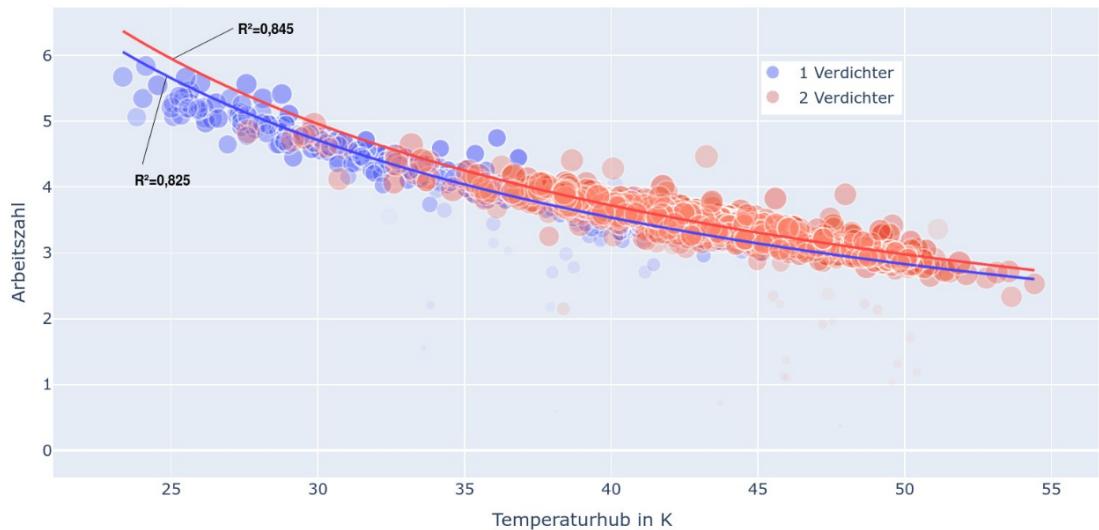


Abbildung 6.6: Zusammenhang zwischen den Mittelwerten von Arbeitszahl und Temperaturhub je Betriebszyklus, differenziert nach Leistungsstufe (Betrieb mit 1 oder 2 Verdichtern) und berechneten AZ-Werten aus gefitteten Gütegrad

Mit diesem Diagramm sollte die Frage geklärt werden, ob die Effizienz der Wärmepumpe im einstufigen Betrieb (Teillast) besser als im zweistufigen (Volllast) ist. Da sich visuell kein Unterschied zwischen den Betriebsmodi ausmachen lies, wurde zusätzlich für jeden Modus eine Kurve gefittet. Da die Arbeitszahl der Wärmepumpe stets von den Temperaturen abhängt, kann die Maschineneffizienz temperaturunabhängig als Gütegrad dargestellt werden, dem Verhältnis aus realer AZ und Carnot-AZ:

$$\eta_{wp} = \frac{AZ}{\varepsilon_{carnot}} \quad \text{mit} \quad \varepsilon_{carnot} = \frac{\vartheta_{o,vl} + 273 \text{ K}}{\vartheta_{o,vl} - \vartheta_{u,vl}}$$

Zudem kann die Funktion der Arbeitszahl in Abhängigkeit von Temperaturhub und Gütegrad über den Messpunkten gefittet werden. Wie zu sehen ist, passen die Messdaten sehr gut zum erwarteten Zusammenhang (Arbeitszahl nimmt bei niedrigerem Temperaturhub zu). Überraschend war hier, dass der Teillastbetrieb schlechter ist als der Volllastbetrieb. Dies ist bei drehzahlgeregelten Wärmepumpen anders.

### 6.2.3 Carpetplot

Soll eine Zeitreihe mit unterschiedlichen sich überlagernden Perioden (z.B. Tagesverlauf und Wochenverlauf) betrachtet werden, eignet sich der Carpetplot besonders gut. Diese Darstellungsart erlaubt durch die Aufteilung der zeitlichen Komponente der Zeitreihe auf die x- und y-Achse eine gleichzeitige Betrachtung von zwei Zeitmustern über einen längeren Zeitraum. Dabei werden auf der x-Achse z.B. Wochen als kleinste Zeiteinheit aufgetragen und auf der y-Achse dann die Einheit der x-Achse in eine kleinere Zeiteinheit unterteilt aufgetragen, also z.B. die Stunden oder Minuten der Woche. Die Achsen lassen sich natürlich je nach Präferenz auch vertauschen. Die entsprechenden Zeiträume sind bei der Erstellung des Carpetplots dabei so zu wählen, dass sie möglichst der zeitlichen Charakteristik des Messwertes entsprechen, die dargestellt werden soll. Weil die x- und y-Koordinaten schon für die Darstellung der Zeitwerte verwendet wird, werden die eigentlichen Messwerte als Farbwerte kodiert. Damit handelt es sich beim Carpetplot um einen besonderen Fall der Heatmap.

Abbildung 6.7 zeigt als Beispiel den 3-Jahres-Zeitverlauf der elektrischen Leistung, die von der Wärmepumpe bezogen wurde. in einem Carpetplot mit Jahr-Woche Darstellung auf der x-Achse und Wochentag-Uhrzeit Darstellung auf der Y-Achse. Gut zu erkennen sind die Heizperioden in den Wintern der Jahre entlang der x-Achse, wobei auffällt, dass die Wärmepumpe in den ersten beiden Wintern (aufgrund von Ausfällen) häufiger außer Betrieb war. Entlang der y-Achse ist klar zu erkennen, dass die Wärmepumpe in der Nacht aufgrund der Nachtabsenkung weit weniger in Betrieb ist. Im dritten Jahr sind vereinzelt längere Betriebsphasen mit verringelter Leistung aufgrund Teillastbetrieb erkennbar.

### 6.2.4 Heatmap

Eine Heatmap ist eine Darstellungsform, bei der Werte in einer Matrix durch eine farbliche Kodierung repräsentiert werden. Die x- und y-Koordinaten können dabei sowohl zeitlicher als auch nicht-zeitlicher Natur sein. Heatmaps bieten sich als übersichtliche Alternative zu Zeitplots an, insbesondere wenn viele Zeitreihen in einem Plot verglichen werden sollen. In Fällen, in denen große Unterschiede zwischen den Werten bestehen, sollten die Daten vor der Darstellung normalisiert werden, um eine sinnvolle Zuordnbarkeit mittels Farbskala sicherzustellen. Aufgrund der unschärferen Zuordnung eines Wertes zu einem bestimmten Farbton ist die Genauigkeit der Darstellung eingeschränkt. Allerdings ermöglicht die farbliche Kodierung der Werte eine zusätzliche Dimension in der Darstellung, was die Übersichtlichkeit bei der Visualisierung vieler Zeitreihen erhöht. Die Zeitreihen können nebeneinander dargestellt werden, ohne sich gegenseitig zu überlagern,

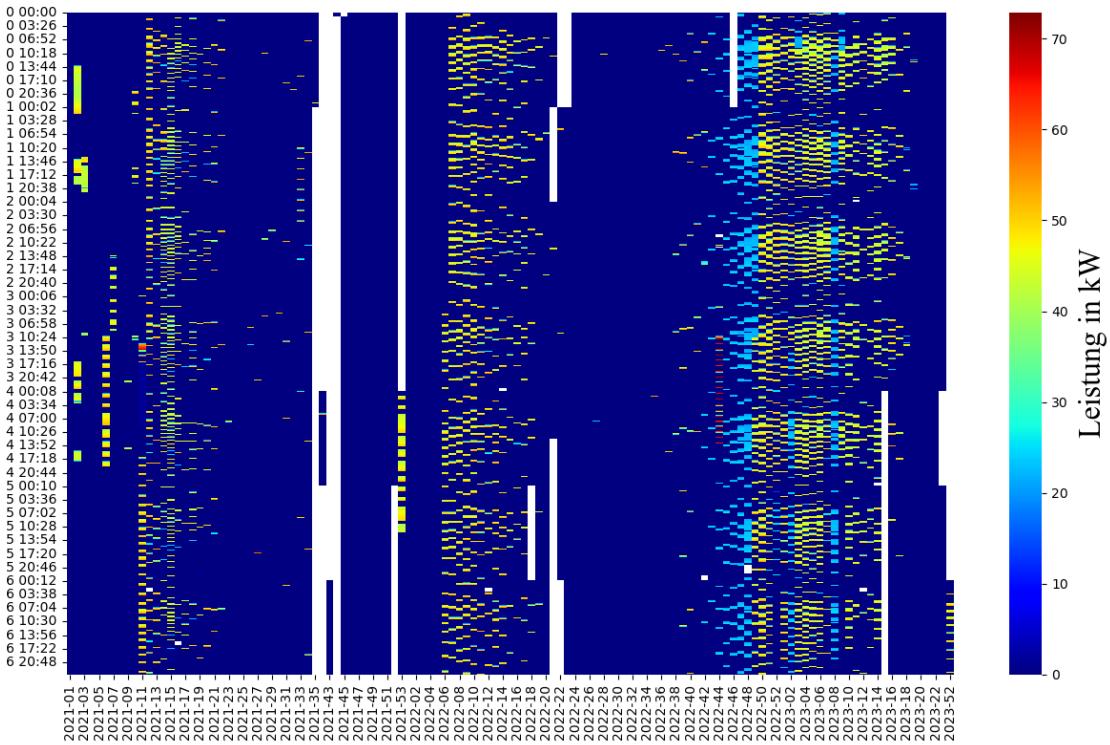


Abbildung 6.7: Carpetplot der durch die Wärmepumpe bezogenen, elektrischen Leistung mit Wochen-Auflösung auf der x-Achse und Minuten-Auflösung auf der y-Achse

was den Vergleich des zeitlichen Verhaltens erleichtert.

Heatmaps sind nicht geeignet für Zeitreihen mit stetig ansteigenden Werten, wie z.B. Zählerzeitreihen, da sie in solchen Fällen kein klares Bild über das Anlagenverhalten liefern können. Eine sinnvolle Anwendung von Heatmaps ohne zeitliche Komponente liegt beispielsweise in der Darstellung von Korrelationskoeffizienten verschiedener Zeitreihen in einer Matrix. Dies kann nützlich sein, um Zusammenhänge zwischen bestimmten elektrischen Verbrauchern und den zugehörigen gezählten elektrischen Abgängen zu identifizieren.

Ein Anwendungsbeispiel ist die Darstellung der Korrelationsmatrix verschiedener Zeitreihen, wie in Abbildung 6.8 gezeigt. Diese Darstellung verdeutlicht die Korrelationen zwischen der Abluftventilatorleistung unterschiedlicher Lüftungsanlagen und den dazugehörigen elektrischen Abgängen. Besonders interessant ist hierbei, dass bestimmte Leistungsgrade der Abluftventilatoren stark (hoher Korrelationskoeffizient) oder schwach (niedriger Korrelationskoeffizient) mit bestimmten elektrischen Leistungen korrelieren. Eine starke Korrelation kann darauf hinweisen, welche Lüftungsanlage an welchem elektrischen Abgang angeschlossen ist. In diesem konkreten Fall sind jedoch nicht alle Lüftungsanlagen allein an einem elektrischen Abgang angeschlossen, was bedeutet, dass die Lüftungsan-

lage einen großen Teil der Leistung am Abgang beziehen sollte, um auf diesem Weg detektierbar zu sein.

Wenn eine starke Korrelation beobachtet wird (z.B. bei RLT03 und EUVMess-MSR-VerteilerISP02 oder RLT01 und EUVMess-MSR-VerteilerISP03), sollte dies zunächst als Hinweis auf einen möglichen Zusammenhang verstanden werden. Im Anschluss können die Zeitreihen mit starker Korrelation gemeinsam im Zeitplot betrachtet werden. Eine Vor-Ort-Überprüfung kann durch dieses Vorgehen erleichtert, aber nicht vollständig ersetzt werden, da eine Korrelation immer nur auf einen potenziellen kausalen Zusammenhang hinweist.

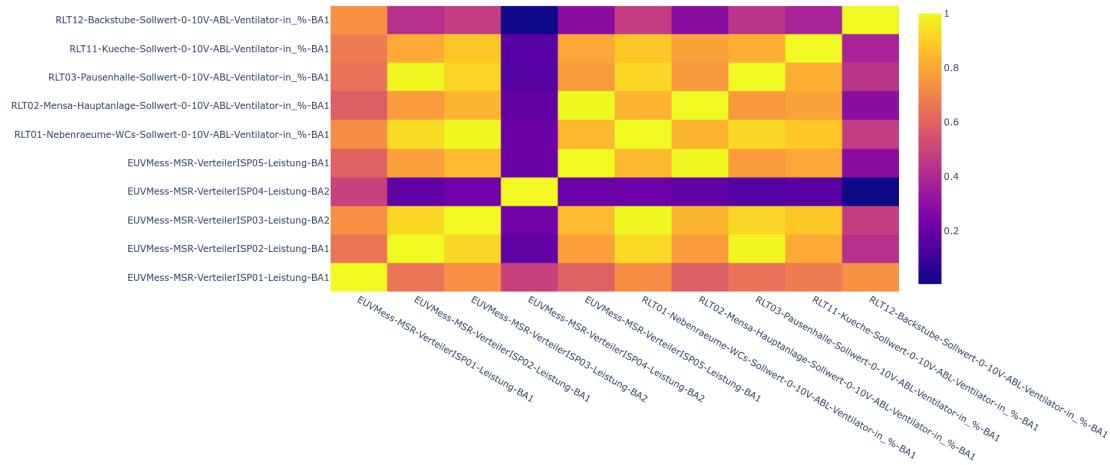


Abbildung 6.8: Matrix-Darstellung der zeitlichen Korrelation (Pearson-Korrelationskoeffizient) von Ventilatorleistungsgraden und elektrischen Leistungen an evtl. dazugehörigen elektrischen Abgängen in einer Heatmap

## 6.2.5 Histogramm

Soll ein schneller Überblick über den Wertebereich und die Verteilung der Werte einer Zeitreihe geschaffen werden, um z.B. häufige Betriebszustände zu erkennen, kann die Darstellung als Histogramm hilfreich sein. Beim Histogramm wird der Wertebereich in Abschnitte gleicher Größe (Klassen oder Container) unterteilt und anschließend für jeden Abschnitt die Anzahl der Werte, die in diesem Abschnitt liegen über dem Wert (Mittelpunkt) dieses Abschnitts aufgetragen. Es handelt sich damit um eine Häufigkeitsverteilung der Werte. Die zeitliche Information ist hier nicht mehr sichtbar. Ähnlich wie beim Scatterplot können auf diese Weise Wertehäufungen visualisiert werden. Im Histogramm werden diese allerdings besonders bei vielen Werten, welche nahe beieinander liegen, noch besser sichtbar. Allerdings wird hier nur eine Zeitreihe betrachtet. Zudem sind keine einzelnen Punkte mit der exakten Position sichtbar, da diese immer nur über dem Mittelpunkt des jeweiligen Abschnitts aufgetragen werden.

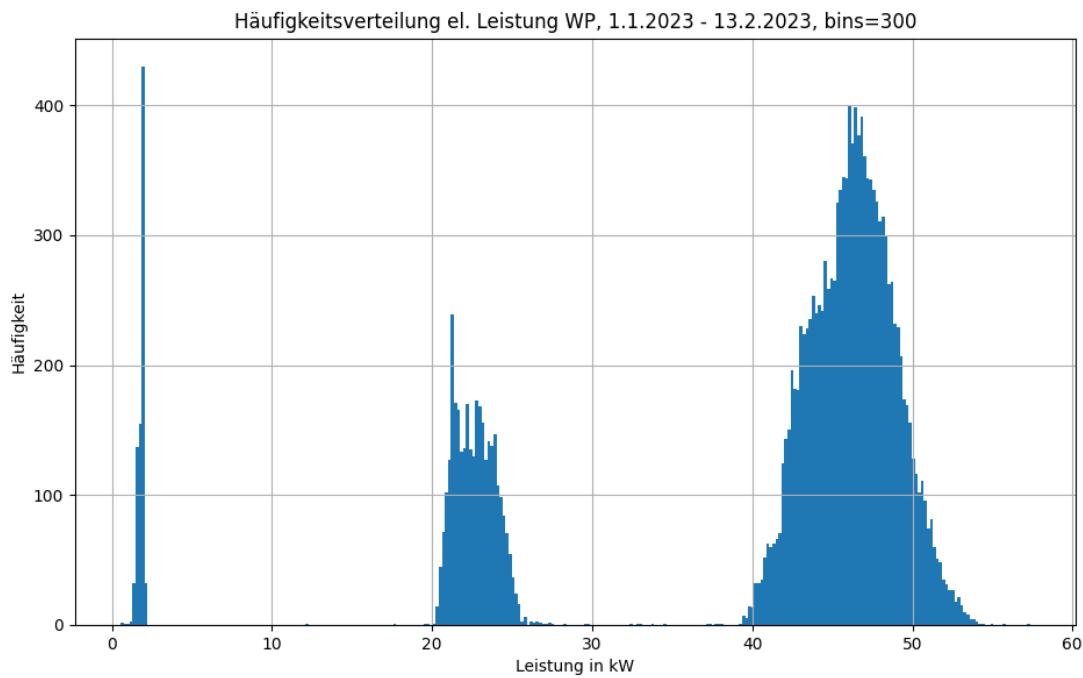


Abbildung 6.9: Histogrammdarstellung der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe

Abbildung Abbildung 6.9 zeigt eine Histogrammdarstellung der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe. Zeitpunkte, an denen die Leistung nahezu 0 betrug (Wärmepumpe aus), wurden zuvor herausgefiltert, um den Fokus auf die interessanten Betriebspunkte zu legen. Zu erkennen sind vor allem drei Häufungen:

- ca. 2 kW: ausschließlicher Umwälzpumpenbetrieb
- 20 - 27 kW: Betrieb mit einem Verdichter
- 39 – 54 kW: Betrieb mit zwei Verdichtern

Ein wichtiger Parameter beim Histogramm ist die Containeranzahl bzw. die Breite der Container (engl.: bins) (verhält sich invers zur Containeranzahl). Die Containeranzahl sollte so hoch gewählt werden, dass alle ggf. vorhandenen Betriebszustände detailliert dargestellt werden können. Eine zu hohe Containeranzahl kann allerdings dazu führen, dass eigentlich zusammenhängende Betriebszustände aufgrund der Messschwankungen und der begrenzten Anzahl der Messungen aufgeteilt werden. Generell können bei mehr verfügbaren Werten auch mehr Container sinnvoll dargestellt werden.

Abbildung Abbildung 6.10 zeigt eine beispielhafte Histogrammdarstellung für den Fall, dass die Containeranzahl zu hoch gewählt wurde. Eine Häufung der Werte ist hier nicht mehr auf der y-Achse zu erkennen, da sich die Werte auf die Vielzahl an Containern verstreuhen.

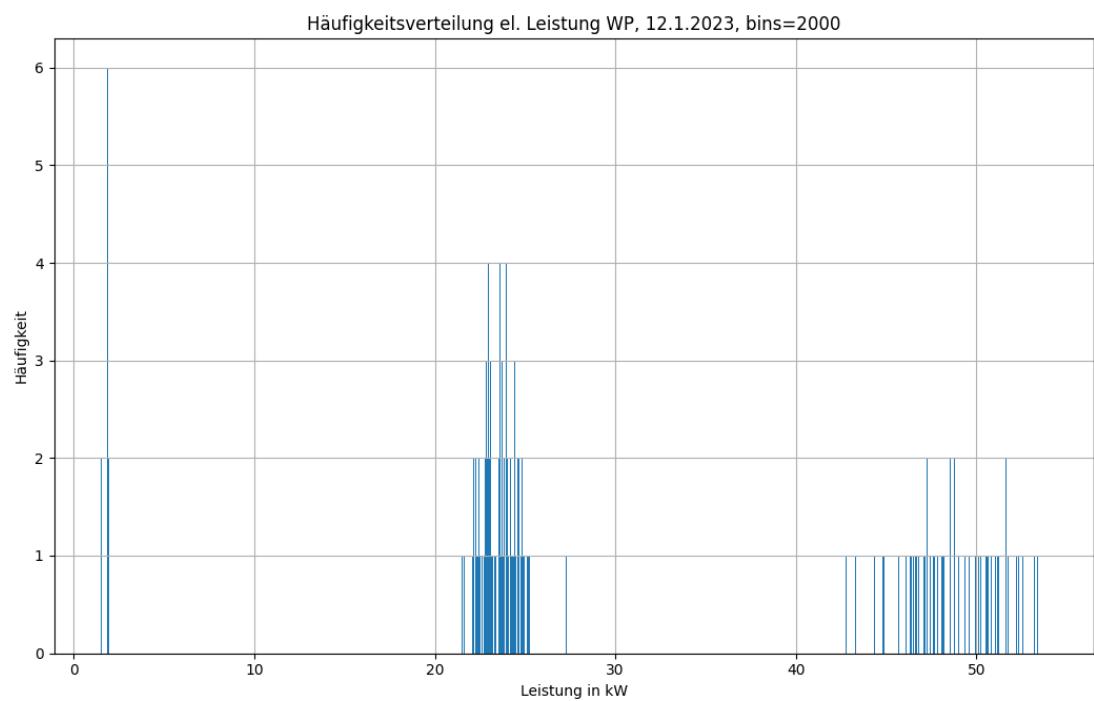


Abbildung 6.10: Beispielhafte Histogrammdarstellung für eine zu hohe Containeranzahl

## **7 Beispielhafte Implementierung von Monitoringsystemen nach AMEV**

Um den Einstieg in die Planung, Hardwareauswahl und den Aufbau eines Monitorings zu erleichtern, sind sieben Monitoring-Szenarien aus der AMEV 158 dargestellt. In der AMEV Empfehlung 158 sind die zu erfassenden Messgrößen für die relevantesten Erzeuger und Verbraucher im Gebäude aufgelistet, allerdings bietet die AMEV keine Informationen zu einsetzbarer Hardware. Deshalb wurde die Auflistung der zu erfassenden Messgrößen aus der AMEV um geeignete Hardwarekomponenten erweitert. Folgenden Abbildungen zeigen eine Beispieldurchführung der Messwerterfassung im Gesamtgebäude (Abbildung 7.1), Heizkreis (Abbildung 7.2), Pufferspeicher (Abbildung 7.3), Raumklima (Abbildung 7.4), Solarthermie (Abbildung 7.5), Photovoltaik (Abbildung 7.6) und Wärmeerzeuger (Abbildung 7.7). Der Fokus bei der Auswahl der Hardware lag auf einfacher Umsetzbarkeit der Messwerterfassung und -weiterleitung sowie niedrigen Kosten. Die ausgewählten Komponenten sind beispielhaft zu sehen und stellen keine Empfehlung der Autoren dar.

A Prüfungsläng Gesamtgebäude

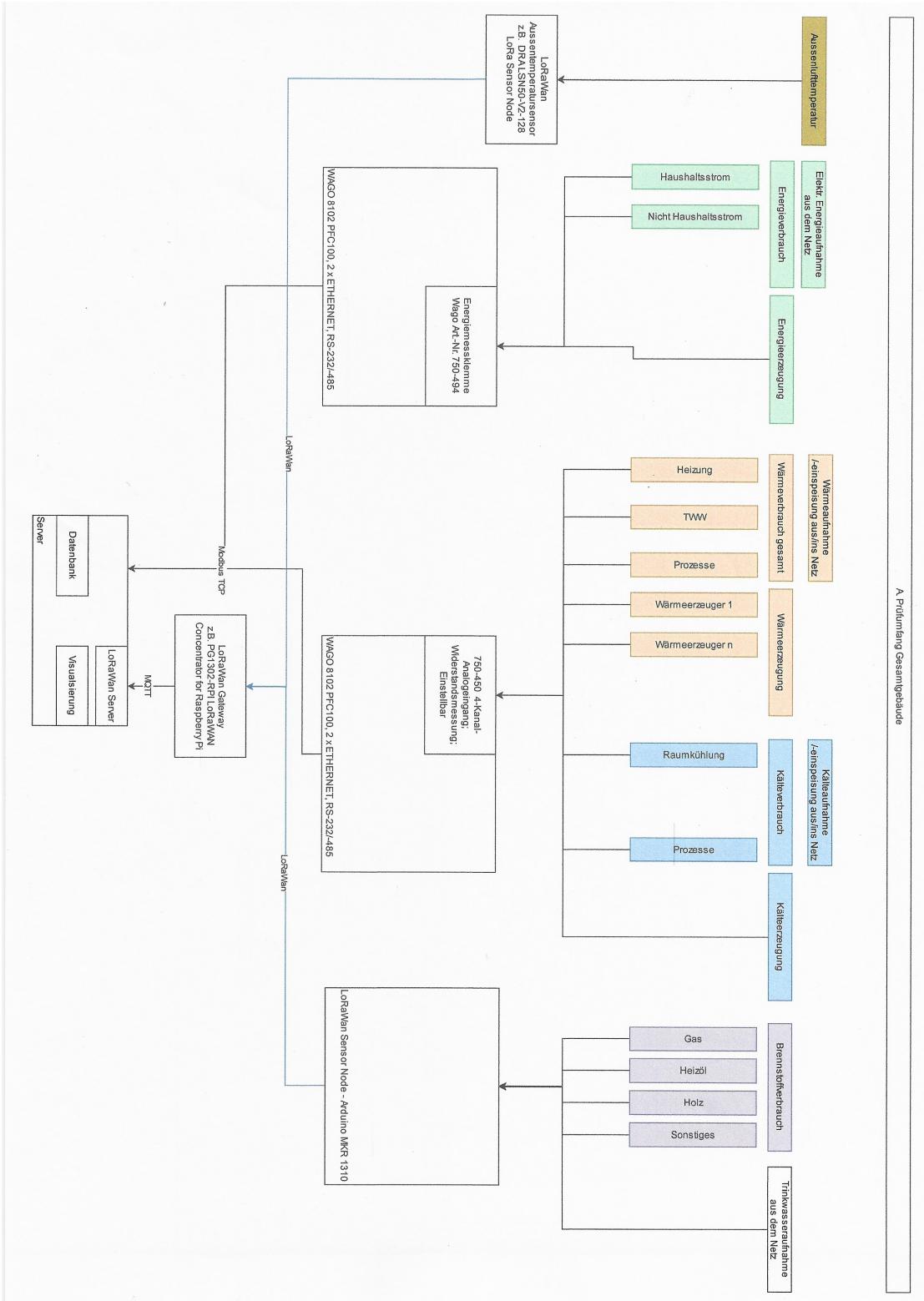


Abbildung 7.1: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Gesamtgebäude nach AMEV Empfehlung 158

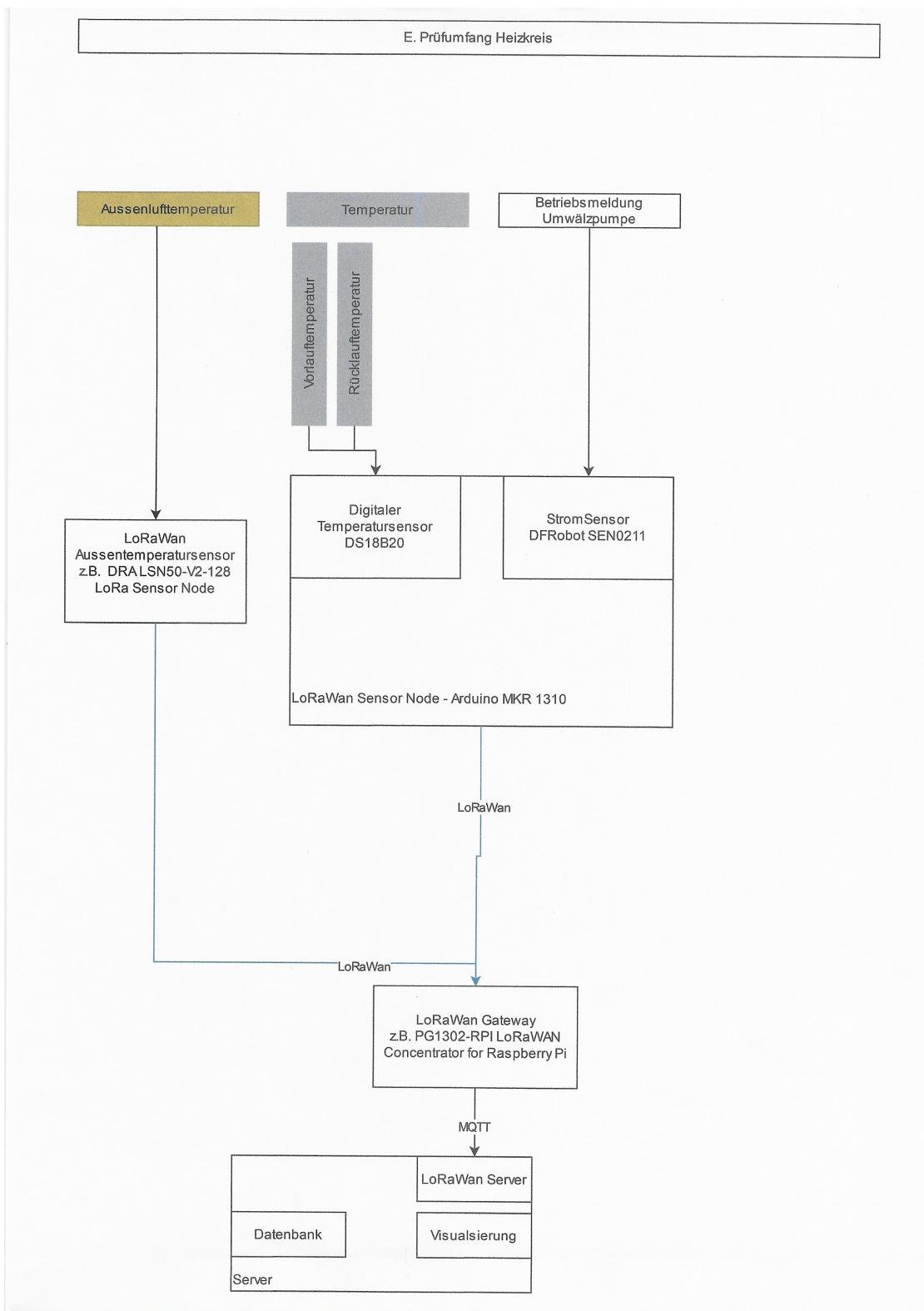


Abbildung 7.2: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Heizkreis nach AMEV Empfehlung 158

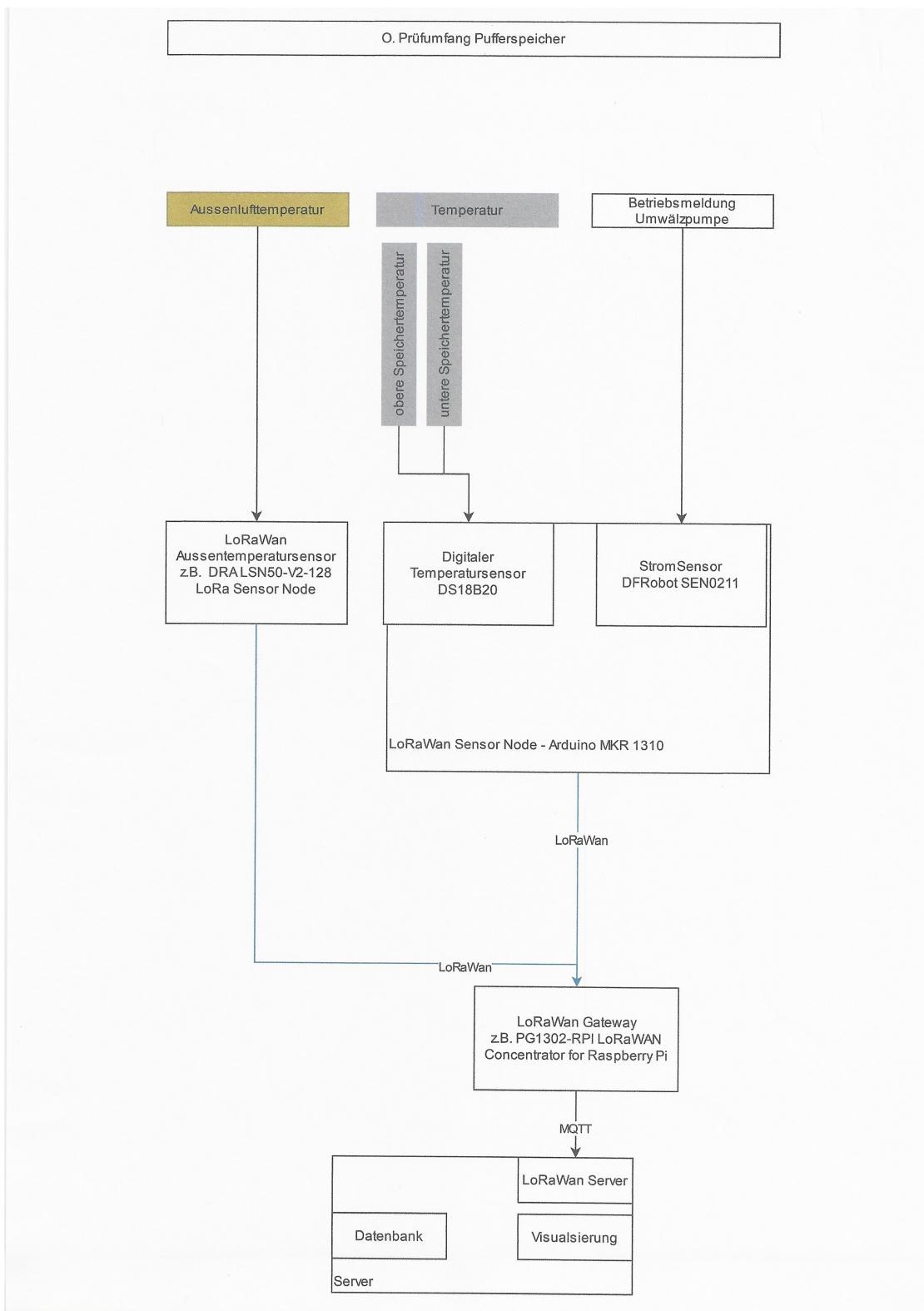


Abbildung 7.3: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Pufferspeicher nach AMEV Empfehlung 158

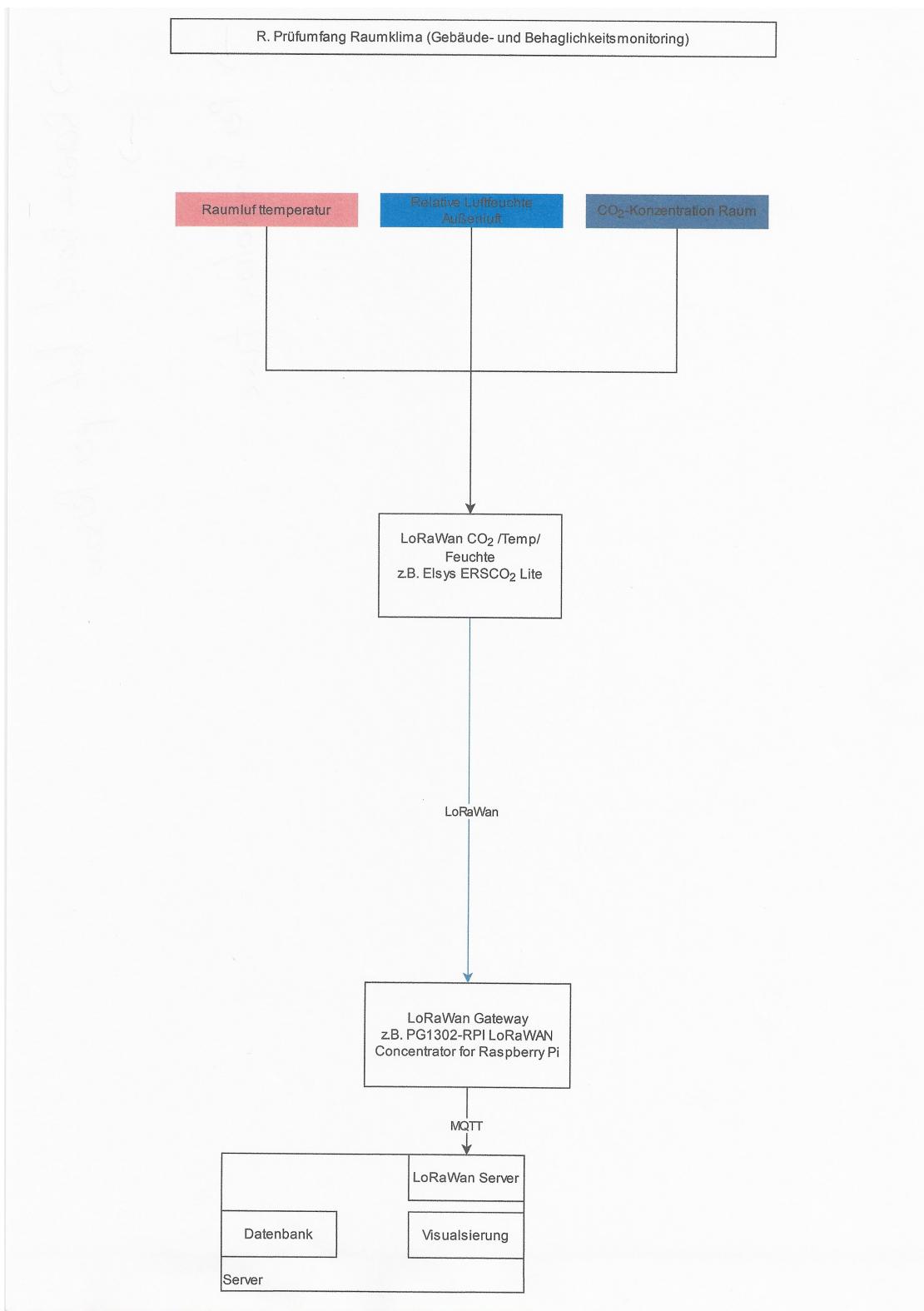


Abbildung 7.4: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Prüfung Raumklima nach AMEV Empfehlung 158

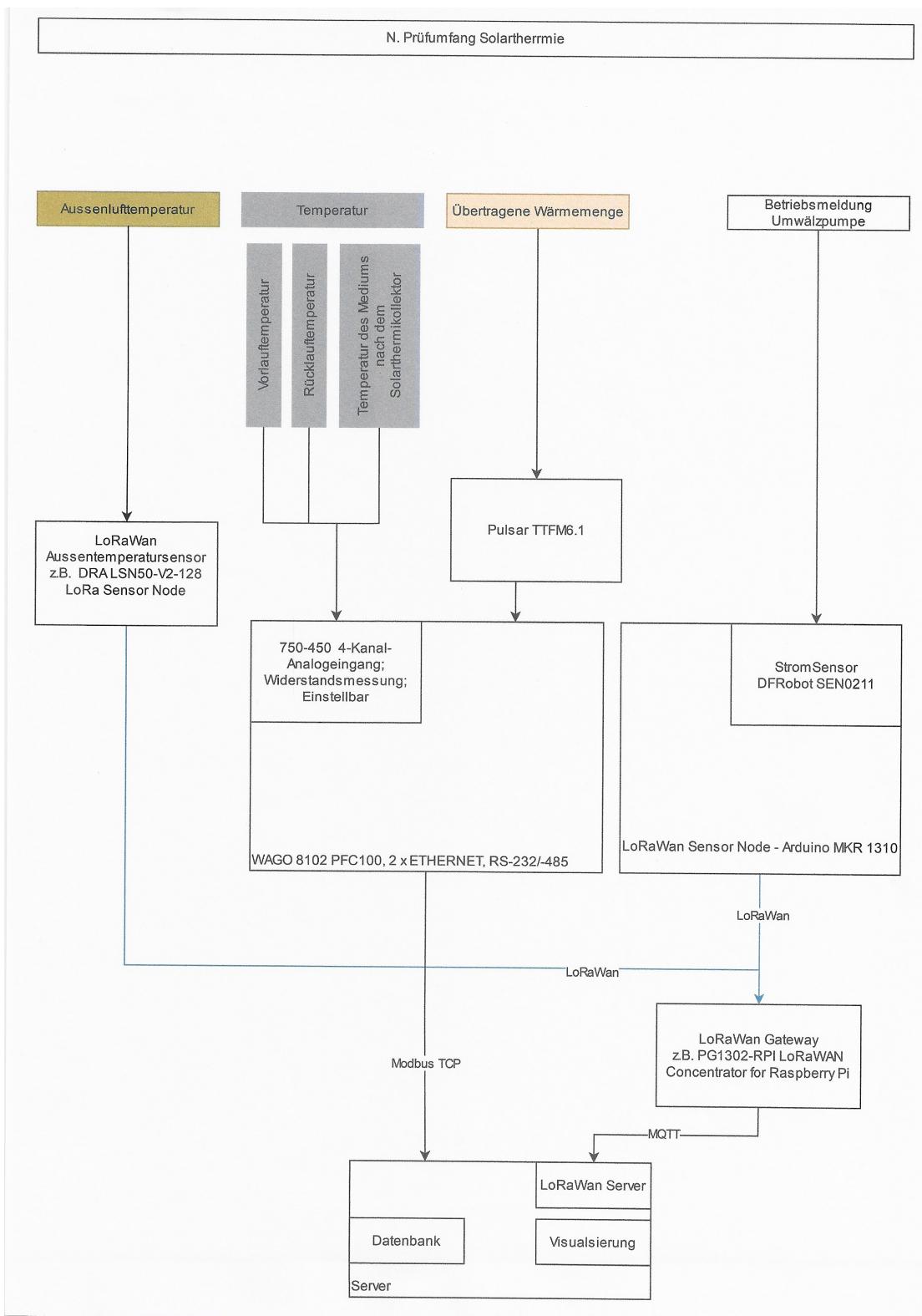


Abbildung 7.5: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Solarthermie nach AMEV Empfehlung 158

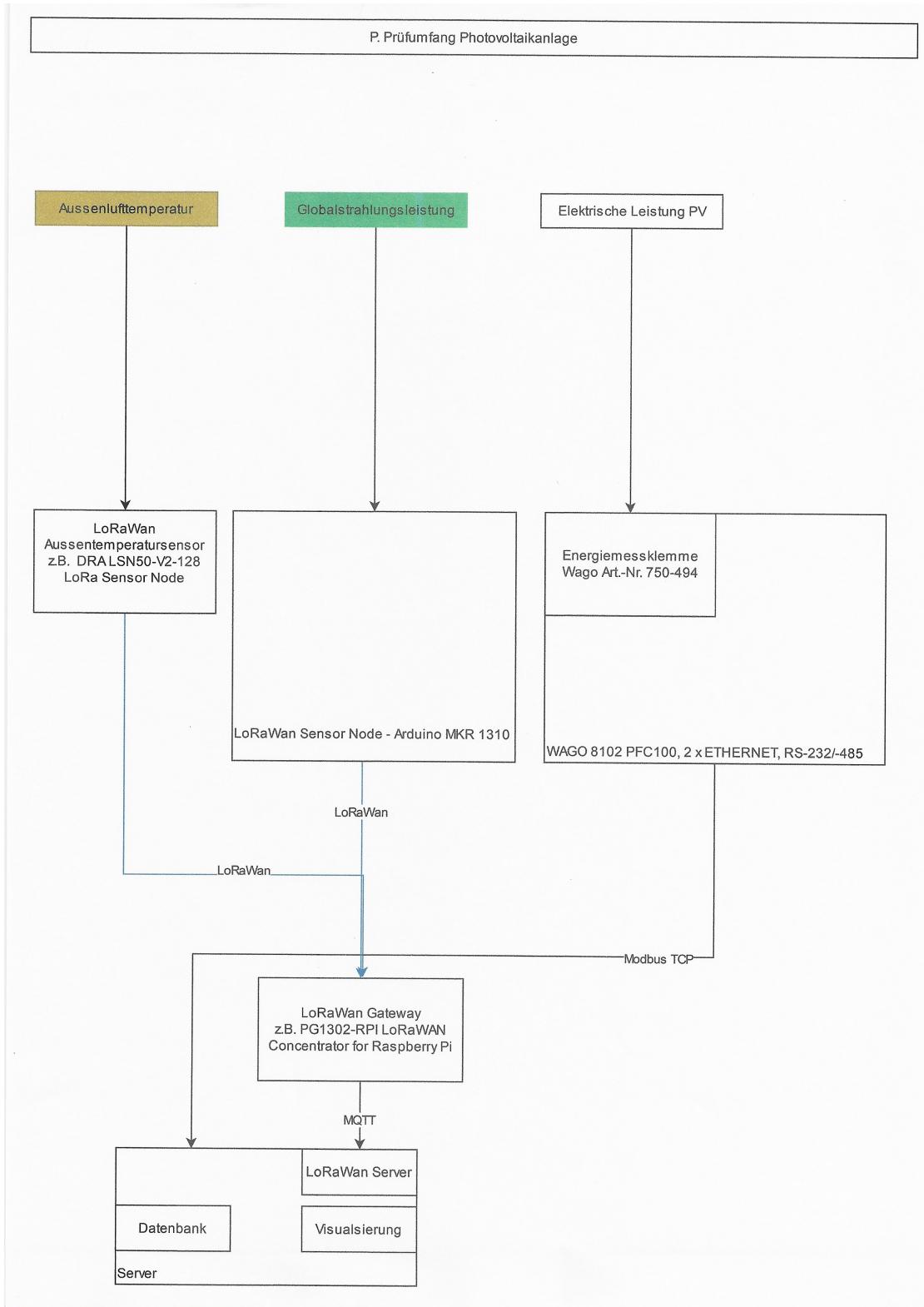


Abbildung 7.6: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Photovoltaikanlage nach AMEV Empfehlung 158

C. Prüfumfang Wärmeerzeuger

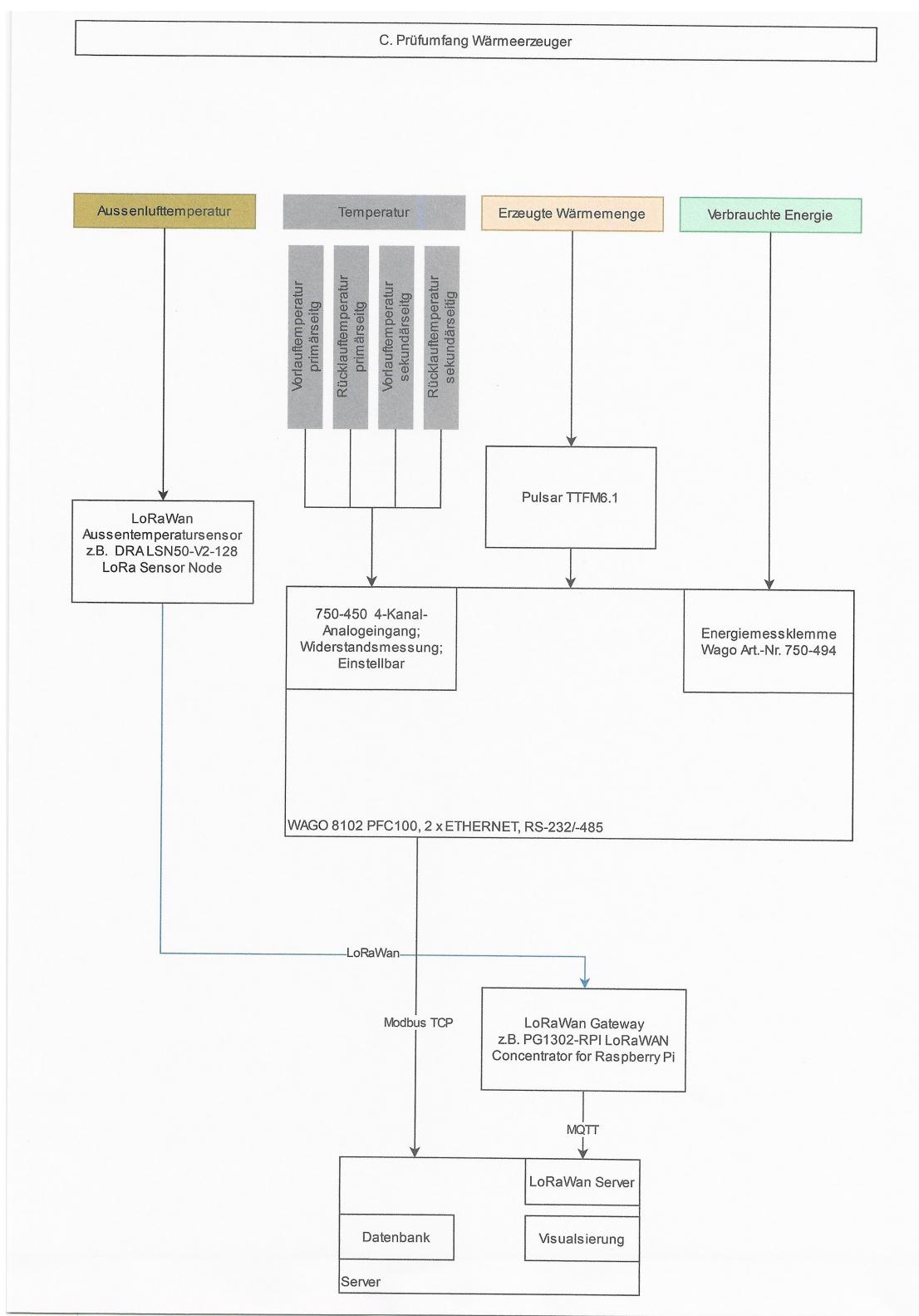


Abbildung 7.7: Beispielimplementierung der Messwerterfassung für Wärmeerzeuger nach AMEV Empfehlung 158

## 8 Weitere wichtige Monitoring Leitfäden

Der hier vorliegende Leitfaden betrachtet vor allem die Ausführungspraxis eines Monitoring. Es gibt einige weitere Leitfäden, die andere Ebenen des Monitorings wie Definitionen, Planung und Ausschreibung mit unterschiedlichen Aspekten sehr gut erklären und die zusätzliche wichtige Informationen bieten. Im folgenden sind sie kurz mit ihrer Ausrichtung beschrieben.

- **Verein Deutscher Ingenieure: VDI 6041: Technisches Monitoring von Gebäuden und gebäudetechnischen Anlagen [17]**

Der VDI 6041 Leitfaden beschreibt detaillierte Methoden und Vorgehensweisen für das technische Monitoring von Gebäuden und deren technischen Anlagen. Der Schwerpunkt liegt auf der Definition von Standards und Prozessen für die kontinuierliche Überwachung und Optimierung des Betriebsverhaltens. Der Leitfaden richtet sich an Ingenieure und Fachplaner und bietet eine umfassende Grundlage für die Einführung eines Monitoringsystems zur Sicherstellung der energetischen Effizienz und Betriebsqualität.

- **Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen: AMEV Empfehlung Nr. 158: Technisches Monitoring als Instrument zur Qualitätssicherung [11]**

Der AMEV-Leitfaden stellt das technische Monitoring als zentrales Instrument zur Qualitätssicherung in staatlichen und kommunalen Bauprojekten vor. Im Vergleich zum VDI 6041 fokussiert sich dieser Leitfaden stärker auf die praktischen Aspekte der Qualitätssicherung während des Planungs- und Bauprozesses sowie des Betriebs, insbesondere für öffentliche Bauherren. Er enthält Empfehlungen und Vorgaben zur Umsetzung von Monitoringprozessen in öffentlichen Gebäuden.

- **Forschung für Energieoptimiertes Bauen: EnOB: Leitfaden für das Monitoring der Demonstrationsbauten im Förderkonzept EnBau und EnSan [14]**

Der EnOB-Leitfaden richtet sich speziell an Projekte, die im Rahmen des Förderkonzepts "Energieoptimiertes Bauen" (EnBau) und "Energetische Sanierung" (EnSan) durchgeführt werden. Er beschreibt das Monitoring von Demonstrationsbauten mit einem besonderen Fokus auf die wissenschaftliche Begleitung und Evaluierung der Bauprojekte. Der Unterschied zu anderen Leitfäden liegt in der detaillierten Be trachtung der Anforderungen und Methoden für Forschungsvorhaben im Bereich energieeffizientes Bauen.

- **Energiewendebauen – Wissenschaftliche Begleitforschung: Messleitfaden für Demonstrationsvorhaben im Bereich Energie in Gebäude und Quar-**

## tiere [13]

Der Messeitfaden des Projekts Energiewendebauen ist auf Demonstrationsvorhaben im Kontext der Energiewende ausgerichtet. Er betont die wissenschaftliche Begleitforschung und die systematische Erfassung von Monitoringdaten zur Bewertung und Optimierung der energetischen Leistung von Gebäuden und Quartieren. Der Leitfaden unterscheidet sich durch seinen Fokus auf integrative, quartiersbezogene Ansätze und die Einbindung der wissenschaftlichen Begleitforschung in die Evaluierung von Pilotprojekten.

- **Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin: Leitfaden zum Technischen Monitoring von öffentlichen Gebäuden zur Betriebsoptimierung und Effizienzsteigerung [18]**

Dieser Leitfaden konzentriert sich auf das technische Monitoring öffentlicher Gebäude zur Verbesserung der Betriebseffizienz und zur Identifizierung von Einsparpotenzialen. Im Vergleich zu anderen Leitfäden legt er besonderen Wert auf die praktische Anwendbarkeit und die Umsetzbarkeit von Monitoringkonzepten speziell für öffentliche Gebäude. Er bietet praxisnahe Empfehlungen zur Integration von Monitoring in den laufenden Betrieb und zur Nutzung der gewonnenen Daten für die Optimierung der Gebäudetechnik.

Ergänzend sei noch auf die Leitfäden und Dokumentationen der Open Meter Systems (OMS) Group auf <https://oms-group.org/open-metering-system/technical-reports> verwiesen. Dort finden sich die aktuellsten technischen Informationen zum OMS-Standard.

# **9 Impressum**

## **Herausgeber:**

Technische Hochschule Rosenheim  
Technical University of Applied Sciences  
Rosenheimer Technologiezentrum Energie und Gebäude (roteg)  
Forschungsgruppe Monitoring  
Hochschulstraße 1  
83024 Rosenheim  
Telefon +49 8031 805-0  
Fax +49 8031 805-2105  
email [monitoring@th-rosenheim.de](mailto:monitoring@th-rosenheim.de)  
[www.th-rosenheim.de](http://www.th-rosenheim.de)

## **Verantwortlich i.S.d.P.:**

Prof. Heinrich Köster, Präsident

## **Redaktion:**

Markus Hartmann, MSc  
Dominik Aimer, MSc  
Prof. Dipl.-Phys. Uli Spindler  
Studiengang Energie- und Gebäudetechnologie

# Literaturverzeichnis

- [1] Lichtmessung - Teil 7: Klasseneinteilung von Beleuchtungsstärke- und Leuchtdichtheitsmessgeräten. Standard, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, DE, February 2017.
- [2] Licht und Beleuchtung - Beleuchtung von Arbeitsstätten - Teil 1: Arbeitsstätten in Innenräumen; Deutsche Fassung EN 12464-1:2021. Standard, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, DE, November 2021.
- [3] Lüftung von Gebäuden - Prüf- und Messverfahren für die Übergabe raumlufttechnischer Anlagen; Deutsche Fassung EN 12599:2012. Standard, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, DE, January 2013.
- [4] Kommunikationssysteme für zähler - teil 1: Datenaustausch. Standard, CEN/TC 294, 2022. Deutsche Fassung EN 13757-1:2021; Erarbeitet vom Technischen Komitee CEN/TC 294 „Kommunikationssysteme für Zähler“; Sekretariat von DIN (Deutschland).
- [5] Wechselstrom-elektrizitätszähler - teil 1: Allgemeine anforderungen, prüfungen und prüfbedingungen – messeinrichtungen (genauigkeitsklassen a, b und c). Standard, VDE, August 2019. Deutsche Fassung EN 50470-1:2006 + A1:2018; Art/Status: Norm, gültig.
- [6] Thermoelemente - Teil 1: Thermospannungen und Grenzabweichungen (IEC 60584-1:2013); Deutsche Fassung EN 60584-1:2013. Standard, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, DE, July 2014.
- [7] Einrichtungen zur messung der elektrischen energie (ac) - besondere anforderungen - teil 31: Impulseinrichtungen für induktionszähler oder elektronische zähler (nur zweidrahtsysteme). Standard, VDE, 1999. Deutsche Fassung EN 62053-31:1998; IEC 62053-31:1998.
- [8] Messung der elektrischen energie - zählerstandübertragung, tarif- und laststeuerung - teil 21: Datenübertragung für festen und mobilen anschluss. Standard, VDE, 2003. Deutsche Fassung EN 62056-21:2002; IEC 62056-21:2002, Text in Englisch.
- [9] Industrielle platin-widerstandsthermometer und platin-temperatursensoren (iec 60751:2022); deutsche fassung en iec 60751:2022. Standard, June 2023. Original language: Deutsch.
- [10] Systeme der Gebäudeautomation (GA) - Teil 3: Funktionen (ISO 16484-3:2005); Deutsche Fassung EN ISO 16484-3:2005. Standard, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, DE, December 2005.

- [11] Technisches monitoring als instrument zur qualitätssicherung. Recommendation, Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV), Berlin, Germany, 2020. Lfd. Nr. 158, Herausgegeben vom Arbeitskreis AMEV, Geschäftsstelle des AMEV im Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (BMI).
- [12] Bactwin in öffentlichen gebäuden. Recommendation, AMEV - Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen, April 2024.
- [13] Dipl.-Ing. Heike Erhorn-Kluttig, Dipl.-Ing. Hans Erhorn, Dipl.-Ing. Johann Reiß, Dipl.-Ing. Herbert Sinnesbichler, M.Sc. Lev Kirnats, Dr.-Ing. Jérôme Frisch, M.Sc. Ben Krämer, and Dipl.-Ing. Martin Möhlenkamp. Messleitfaden für demonstrationsvorhaben im bereich „energie in gebäuden und quartieren“. Guide, Wissenschaftliche Begleitforschung ENERGIEWENDEBAUEN, RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik, Mathieustraße 10, 52074 Aachen, Germany, January 2018. Update: 06.01.2018.
- [14] Leitfaden für das monitoring der demonstrationsbauten im förderkonzept enbau und ensan. Guide, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IBP, Bergische Universität Wuppertal, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Universität Kassel, September 2012. Bearbeitung durch Fraunhofer ISE, Fraunhofer IBP, Bergische Universität Wuppertal, KIT, Universität Kassel.
- [15] RWTH Aachen University. Budo: Building data for urban development and optimization, 2024. Accessed: 2024-08-22.
- [16] Umweltmeteorologie - wechselwirkungen zwischen atmosphäre und oberflächen - berechnung der spektralen kurz- und der langwelligen strahlung. Standard, Verein Deutscher Ingenieure, April 2019.
- [17] Facility-management - technisches monitoring von gebäuden und gebäudetechnischen anlagen. Standard, Verein Deutscher Ingenieure (VDI) - Fachbereich Facility-Management, 2017.
- [18] Prof. Dr.-Ing. Olaf Zeidler, B.Eng. Hamit-Batuhan Özbek, M.Eng. Manuel Bagans, Dipl.-Ing. Wolfram Müller, and Dipl.-Ing. Kathrin Richter-Kowalewski. Leitfaden zum technischen monitoring von öffentlichen gebäuden zur betriebsoptimierung und effizienzsteigerung. Guide, Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, Württembergische Straße 6, 10707 Berlin, Germany, September 2018. Redaktionsstand: 20.09.2018. Dieser Leitfaden wurde unter Beteiligung von Vertretern anderer Senatsverwaltungen und der Bezirksämter erarbeitet.