Methodik: Agentic Asset-MDM im Netzanschlusswesen

Analyse des asynchronen Stammdaten-Zustands bei Verteilnetzbetreibern. Warum hochpräzise physikalische Netzmodelle in der Praxis an fragmentierten administrativen Datenströmen (MaStR, GIS, CRM, Leitsysteme) scheitern und wie sich dies auf die Bearbeitungsdauer von Anschlussbegehren auswirkt.

- Die 6-Schritt-Methodik (Validierungspipeline)
- Branchen-Benchmarks & Implementierung

Die 6-Schritt-Methodik (Validierungspipeline)

Vom statischen Datenabgleich zum autonomen Validierungsagenten

Die vorangegangene Analyse zeigt, dass das Problem nicht in einem einzelnen Datenfehler liegt, sondern in der **systemischen Asynchronität** zwischen den Quellsystemen. Ein manueller Abgleich skaliert nicht, ist nicht auditierbar und wiederholt sich bei jedem neuen Anschlussbegehren von vorn.

Agentic Asset-MDM ersetzt diesen manuellen Prozess durch eine formalisierte, sechsstufige Validierungslogik, die von einem autonomen Softwareagenten kontinuierlich durchlaufen wird. Der Agent operiert nicht auf Anfrage (Request-Response), sondern **permanent**: Er traversiert die Datenquellen in einem definierten Zyklus, erkennt Inkonsistenzen eigenständig und bereitet Entscheidungsgrundlagen vor, bevor ein menschlicher Sachbearbeiter den Vorgang überhaupt öffnet.

Die sechs Schritte bilden eine deterministische Pipeline, deren Ergebnis ein **maschinenlesbares Entscheidungsobjekt** ist. Im Folgenden wird die Pipeline anhand des Fallbeispiels durchlaufen: Ein Netzanschlussbegehren für einen **5-MW-Batteriespeicher auf Mittelspannungsebene**.

Schritt 1: Bestandsinventur — Autonomer Quellenabgleich

Der Agent gleicht die Einträge des Marktstammdatenregisters (MaStR) gegen die GIS-Daten und das ERP ab. Das Ergebnis ist ein **Delta-Report**:

```
{
 "agent": "agentic-asset-mdm",
 "step": "01_inventory_reconciliation",
 "grid_node": "UW-Mitte_MS-Abgang_04",
 "timestamp": "2026-03-28T06:14:22Z",
 "sources_reconciled": ["mastr", "gis", "erp"],
 "reconciled_capacity_kw": {
   "confirmed_active": 2140,
   "disputed": 1650,
   "requires_manual_review": 3
 },
 "deltas": [
   {
     "type": "status_conflict",
     "mastr_id": "SEE900487263910",
     "capacity_kw": 180,
     "status_mastr": "InBetrieb",
     "status_erp": "Vertrag_gekuendigt",
     "note": "MaStR zeigt aktiv, ERP zeigt gekündigten Vertrag seit 2025-06."
   }
 ]
}
```


Der Agent unterscheidet strikt zwischen **bestätigter** und **strittiger** Kapazität und quantifiziert die Latenz der Inkonsistenzen.

Schritt 2: Kapazitätsbewertung — Aggregation gegen Auslegungsgrenzen

Der Agent berechnet die elektrische Auslastung des Netzabgangs. Er aggregiert die bestätigten Anlagenleistungen (z.B. 2.140 kW) und setzt sie ins Verhältnis zur Auslegungsgrenze des Transformators (z.B. 10 MVA).

Schritt 3: Gleichzeitigkeitsfaktoren — Anlagentyp-spezifische Korrektur

Die nominale Auslastung aus Schritt 2 überschätzt die Realität. Agentic Asset-MDM verwendet daher anlagentyp-spezifische Gleichzeitigkeitsfaktoren (z.B. PV: 0,8 | Wallbox: 0,2). Der Agent wendet diese Faktoren auf den Bestand an und berechnet die **gleichzeitigkeitskorrigierte Auslastung**.

Schritt 4: Go/No-Go — Dreistufiges Entscheidungsraster

Der Agent klassifiziert das Ergebnis:

1. **Direktanschluss** (Restkapazität > 20 %)
2. **Bedingter Anschluss** (Restkapazität 10–20 %, z.B. §14a-Steuerung)
3. **Netzausbau erforderlich** (Restkapazität < 10 %)

Das System erzeugt ein auditierbares Entscheidungsobjekt:


```
{
 "agent": "agentic-asset-mdm",
 "step": "04_go_no_go_decision",
 "grid_node": "UW-Mitte_MS-Abgang_04",
 "decision": {
   "classification": "STUFE_1_DIREKTANSCHLUSS",
   "data_quality_flag": "YELLOW",
   "data_quality_note": "Entscheidung basiert auf bestätigter Kapazität. Bei Auflösung der strittigen Deltas (1.650 kW) zugunsten höherer Ist-Last verbleibt Restkapazität bei 21.0% (Stufe 1 stabil)."
 },
 "audit_trail": {
   "sources_used": ["mastr_2026-03-28", "gis_2026-03-15", "erp_2026-03-27"]
 }
}
```


Das Feld `data_quality_flag` quantifiziert die Unsicherheit. Die Entscheidung ist **revisionssicher**, da exakt dokumentiert ist, auf welcher Datenbasis sie getroffen wurde.

Schritt 5: Alternativ-Anschlusspunkte

Führt Schritt 4 zu einem “No-Go”, identifiziert der Agent automatisch benachbarte Netzknoten mit höherer Restkapazität basierend auf der GIS-Topologie.

Schritt 6: Kosten- und Zeitlinien-Prognose

Abschließend aggregiert die Pipeline die Ergebnisse zu einer Aufwands- und Zeitschätzung (z.B. 15.000 – 50.000 € / 12 – 30 Wochen für Mittelspannung) als erste Planungsgrundlage für den Antragsteller.

Branchen-Benchmarks & Implementierung

EWK-Monitoring 2024 — Der Status Quo in Zahlen

Seit dem Berichtsjahr 2024 erfasst die Bundesnetzagentur im Rahmen des **Energiewendekompetenz-Monitorings (EWK)** erstmals systematisch, wie schnell und wie vollständig Verteilnetzbetreiber Netzanschlussbegehren bearbeiten.

Anschlussdauer: Mediane Wartezeiten nach Spannungsebene

Kategorie	Anzahl VNBs	Q25	Median	Q75	Maximum
EE-Anlagen, Niederspannung	740	20 Wo	**40 Wo**	65 Wo	285 Wo
EE-Anlagen, Mittelspannung	502	50 Wo	**120 Wo**	236 Wo	1.102 Wo
Verbrauchsanlagen, Niederspannung	708	16 Wo	**30 Wo**	51 Wo	385 Wo

Die Spreizung ist enorm: Auf Mittelspannungsebene schließen die schnellsten Verteilnetzbetreiber EE-Anlagen in 4 Wochen an, während das schlechteste Quartil über 236 Wochen benötigt.

Umsetzungsquote: Wie viele Anschlussbegehren werden realisiert?

Kategorie	Anzahl VNBs	Q25	Median	Mittelwert	Minimum
EE-Anlagen, Mittelspannung	288	57,1 %	100 %	78,1 %	1,1 %
EE-Anlagen, Hochspannung	17	9,0 %	100 %	57,3 %	0,4 %
Verbrauchsanlagen, Niederspannung	668	54,2 %	100 %	77,4 %	1,2 %

Quelle: BNetzA EWK-Monitoring 2024 via vnb-transparenz.de.

Das untere Quartil bei Verbrauchsanlagen auf Niederspannung beginnt bei **54,2 %**. Mindestens ein Viertel aller VNBs realisiert weniger als die Hälfte der eingereichten Begehren. Wenn Netzbetreiber mit vergleichbaren Netzstrukturen um den Faktor 50 bei der Anschlussdauer auseinanderliegen, ist die physische Netzkapazität nicht der primäre Erklärungsfaktor. Es ist die **Geschwindigkeit und Konsistenz der administrativen Bearbeitung**.

Nächste Schritte: Von der Erkenntnis zur Implementierung

Der Weg vom heutigen Zustand zu einem konsistenten, auditierbaren Datenbestand lässt sich auf drei Stufen beschreiben:

Option 1: Manueller Abgleich (Status Quo). Exporte aus Einzelsystemen, Abgleich in Excel. Skaliert nicht mit der Energiewende und führt zu den extremen Bearbeitungszeiten des EWK-Monitorings.

Option 2: Klassisches MDM (Batch-basiert). Ein Master-Data-Management-System synchronisiert in Intervallen (täglich/wöchentlich). Verbessert die Qualität, bleibt aber reaktiv: Inkonsistenzen werden erst beim nächsten Batch erkannt und von Menschen manuell geheilt.

Option 3: Agentic Asset-MDM (autonom, kontinuierlich). Ein agentisches System traversiert die Datenquellen permanent, erkennt Inkonsistenzen in Echtzeit und heilt den Stammdaten-Zustand proaktiv. Die sechsstufige Validierungspipeline läuft für jeden Netzknoten autonom und erzeugt auditierbare Entscheidungsobjekte.

Der Aufwand: Build vs. Buy

Eine interne IT-Abteilung kann die beschriebene Pipeline auf Basis eigener Schnittstellen (MaStR-APIs, GIS-Exporte, SAP-RFC) implementieren. Der Aufwand liegt hier in der Orchestrierung der kontinuierlichen Datenheilung.

Wer diese Komplexität nicht selbst aufbauen und betreiben möchte, findet mit **Cernion** eine schlüsselfertige B2B-SaaS-Lösung.

Cernion liefert exakt diese autonomen Validierungsagenten für Verteilnetzbetreiber “out-of-the-box” und integriert sich nahtlos in bestehende Systemlandschaften (MaStR, SAP, GIS). Die Plattform beinhaltet den kontinuierlichen Abgleich der Quellsysteme, die automatische Kapazitätsbewertung und die Erzeugung auditierbarer Entscheidungsobjekte inklusive Worst-Case-Sensitivitätsanalyse.

Datenquellen: BNetzA EWK-Monitoring 2024 (vnb-transparenz.de), Marktstammdatenregister (mastr.bundesnetzagentur.de). Abrufdatum: März 2026.