

Kapitel 3: Stromverbrauch, lokale Erzeugung und Importkosten

Fachliche Erstfassung v0.9. Diese Seite ist ein Orientierungs- und Prüfraum; sie ersetzt keine Rechts-, Steuer-, Vergabe- oder Wirtschaftlichkeitsprüfung im Einzelfall.

Kapitel 3: Stromverbrauch, lokale Erzeugung und Importkosten

Leitgedanke für die Kämmerei

Strom ist in der kommunalen Haushaltssteuerung kein einfacher Kostenblock. Er ist Betriebsaufwand, Beschaffungsrisiko, Infrastrukturfrage, Messstellenfrage, Anlagen- und Betreiberfrage, Vertragsfrage und politischer Indikator zugleich. Genau deshalb führen einfache Stromzahlen schnell in die Irre. Eine Jahresrechnung zeigt, was bezahlt wurde. Sie zeigt nicht, wann der Strom verbraucht wurde, welche Leistungsspitzen entstanden, welcher Zählpunkt betroffen war, ob zeitgleich lokale Erzeugung vorhanden war, ob diese Erzeugung der Kommune rechtlich zugeordnet werden durfte und welcher Preisbestandteil am Ende im Haushalt wirkte.

Die Grundregel dieses Kapitels lautet:

Eine kommunale Stromaussage ist erst dann haushaltsfest, wenn Verbrauch, Last, Messpunkt, Erzeugung, Zeitfenster, Vertrag, Betreiberrolle und Haushaltsstelle gemeinsam geprüft sind.

Damit verschiebt sich der Blick. Die entscheidende Frage ist nicht, ob im Gemeindegebiet rechnerisch genug erneuerbarer Strom erzeugt wird. Die entscheidende Frage lautet: Welche

konkrete kommunale Marktllokation bezog in welchem Zeitfenster welchen Reststrom, welche lokale Erzeugung war dort rechtlich und messseitig zuordenbar, welcher Vertrag galt und welche Haushaltsposition wurde dadurch verändert?

Wer diese Ebenen nicht trennt, erzeugt Scheinpräzision. Typische Beispiele sind Aussagen wie "die Gemeinde deckt 50 Prozent ihres Strombedarfs selbst", "der lokale PV-Ausbau senkt die Importkosten um X Euro" oder "der Day-Ahead-Preis ist der kommunale Strompreis". Solche Aussagen können politisch verständlich wirken, sind aber ohne Messpunkt-, Zeit- und Vertragsbezug nicht beschlussreif.

Die Stromakte als Arbeitsinstrument

Für eine Kämmerei sollte das kommunale Stromlagebild als Stromakte geführt werden. Diese Akte ist kein Energiebericht mit schönen Jahresgrafiken, sondern ein Nachweissystem. Sie muss jede relevante Zahl einer Quelle, einem Zeitraum, einer Rolle und einer Haushaltswirkung zuordnen.

Die Stromakte besteht aus acht Ebenen:

Ebene	Leitfrage	Mindestnachweis
Objekt	Welche Liegenschaft, Anlage oder Organisationseinheit ist betroffen?	Objekt-ID, Adresse, Nutzung, Kostenstelle
Messpunkt	Wo wird energiewirtschaftlich gemessen und abgerechnet?	Marktllokation, Messlokation, Zählernummer, Messstellenbetreiber
Verbrauch	Welche Energiemenge wurde bezogen?	Jahres-, Monats- und möglichst Viertelstundenwerte
Last	Wann entstehen Leistungsspitzen?	Lastgang, Spitzenlast, Nutzungsprofil, Sonderereignisse
Erzeugung	Welche lokale Anlage ist relevant?	MaStR-Nummer, Anlagenakte, Betreiber, Leistung, Inbetriebnahme
Zuordnung	Darf Erzeugung dem kommunalen Verbrauch zugerechnet werden?	Messkonzept, Eigenverbrauchs-, Liefer-, Pacht-, Contracting- oder Sharing-Vertrag
Preis	Welche Preisbestandteile wirken?	Liefervertrag, Netzentgelt, Leistungspreis, Messentgelt, Steuern, Umlagen, Abgaben, Vergütung
Haushalt	Wo landet die Wirkung?	Haushaltsstelle, Investitionsnummer, Ergebnis-/Finanzhaushalt, Vertragslaufzeit

Diese Struktur schützt vor einer verbreiteten Verwechslung: Strom im Gemeindegebiet ist nicht automatisch Strom der Gemeinde. Eine Photovoltaikanlage auf einem kommunalen Dach kann einem Dritten gehören. Eine Anlage eines Eigenbetriebs kann nicht ohne Weiteres der Kernverwaltung zugerechnet werden. Eine Einspeisung ins Netz kann einen Systemnutzen haben, aber keine unmittelbare Senkung einer kommunalen Lieferrechnung auslösen. Eine Strompreiszeitreihe kann Marktrisiko sichtbar machen, aber nicht ohne Vertrag und Lastgang zur Haushaltszahl werden.

Verbrauch, Last und Reststrom

Der Unterschied zwischen Verbrauch und Last ist für kommunale Entscheidungen zentral. Verbrauch beschreibt eine Energiemenge über einen Zeitraum. Last beschreibt Leistung zu einem Zeitpunkt oder in einem Intervall. Eine Liegenschaft mit moderatem Jahresverbrauch kann hohe Lastspitzen haben. Eine Anlage mit hohem Jahresverbrauch kann gut steuerbar sein. Für Beschaffung, Netzanschluss, Eigenverbrauch, Speicher, § 14a EnWG und dynamische Tarife entscheidet deshalb nicht nur die Menge, sondern der Verlauf.

Typische kommunale Profile unterscheiden sich stark:

- Verwaltungsgebäude sind meist werktags tagsüber geprägt.
- Schulen und Kitas folgen Unterrichts-, Ferien- und Küchenzeiten.
- Sporthallen, Kulturhäuser und Bäder erzeugen Abend-, Wochenend- und Lüftungslasten.
- Bauhöfe werden durch Werkstatt, Maschinen, Ladeinfrastruktur und saisonale Einsätze geprägt.
- Kläranlagen, Wasserwerke und Pumpwerke haben prozessnahe Dauer- und Spitzenlasten.
- Straßenbeleuchtung folgt Nacht-, Jahreszeiten- und Schaltprofilen.

Für die Kämmerei ist daraus eine harte methodische Konsequenz abzuleiten: Jahresverbrauch reicht für eine erste Priorisierung, aber nicht für Investitions-, Beschaffungs- oder Eigenverbrauchsentscheidungen. Sobald lokale Erzeugung, Speicher, Wärmepumpen, Ladepunkte, Gebäudestrommodelle oder spotmarktnahe Tarife geprüft werden, braucht die Verwaltung Viertelstundenwerte oder muss die Aussage als Schätzung kennzeichnen.

Der wichtigste Begriff ist deshalb nicht Autarkie, sondern Reststrom. Reststrom ist der Strom, der nach lokaler Erzeugung, zulässiger Eigenverbrauchszuordnung, Speicherentladung, Lastverschiebung und sonstiger Vertragszuordnung weiterhin aus dem Netz bezogen wird. Er entscheidet über Kosten, Preisrisiko, Leistungsspitzen und Beschaffungsstrategie.

Eine Reststromrechnung darf nicht mit Jahreswerten gefüllt werden, wenn die Entscheidung vom Zeitfenster abhängt. Der einfache Prüfansatz lautet:

$$\text{Reststrom je Intervall} = \text{Verbrauch je Intervall} - \text{zuordenbare lokale Erzeugung je Intervall} - \text{zuordenbare Speicherentladung je Intervall} + \text{Speicherladung je Intervall}$$

Diese Formel ist nur eine Arbeitsformel. Sie wird erst belastbar, wenn alle vier Mengen demselben Intervall, derselben Messlogik und derselben Betreiber- und Vertragszuordnung folgen. Installierte Leistung ist keine Erzeugung. Erzeugung ist noch kein Eigenverbrauch. Eigenverbrauch ist noch keine Haushaltsersparnis, solange Preisbestandteile, Investition, Betreiberkosten und Vertragsrisiken nicht eingeordnet sind.

Marktstammdatenregister: Anlagenhinweis, nicht Erzeugungsbeweis

Das Marktstammdatenregister ist der wichtigste öffentliche Einstieg in lokale Anlagenrecherche. Die Bundesnetzagentur beschreibt das Register als zentrales Verzeichnis energiewirtschaftlicher Stammdaten; fast alle Daten sind öffentlich zugänglich, können gefiltert, ausgewertet und heruntergeladen werden. Der Gesamtdatenauszug wird im XML-Format bereitgestellt und nach Angaben des Registers regelmäßig morgens aktualisiert.

Rechtlich ist vor allem die Marktstammdatenregisterverordnung relevant. § 5 MaStRV verpflichtet Betreiber, ihre Einheiten sowie EEG- und KWK-Anlagen im Marktstammdatenregister zu registrieren. Für Einheiten und EEG-Anlagen gilt grundsätzlich eine Frist von einem Monat nach Inbetriebnahme. § 13 MaStRV regelt die Überprüfung gespeicherter Daten durch Netzbetreiber nach Aufforderung durch die Bundesnetzagentur; Netzbetreiber teilen das Prüfergebnis der Bundesnetzagentur mit, und die erfolgte Prüfung kann im Register gekennzeichnet werden.

Für kommunale Stromakten bedeutet das:

- Das MaStR ist ein starker Stammdatenanker.
- Es ist kein vollständiges kommunales Anlageninventar.
- Es beweist keine Viertelstunden-Erzeugung.
- Es beweist keine kommunale Eigentümer- oder Betreiberrolle.
- Es ersetzt keine Einspeise-, Eigenverbrauchs- oder Abrechnungsdaten.

Die Kämmerei sollte MaStR-Daten in vier Stufen verwenden:

1. **Registerfund:** Welche Erzeugungsanlagen, Speicher und energiewirtschaftlichen Akteure sind im Gemeindegebiet oder an kommunalen Adressen auffindbar?
2. **Objektabgleich:** Welche Einträge gehören zu kommunalem Eigentum, kommunaler Nutzung, Eigenbetrieben, Beteiligungen, Stadtwerken oder Dritten?
3. **Betreiberabgleich:** Wer ist energiewirtschaftlicher Betreiber, wer ist Eigentümer, wer trägt Kosten und wer darf Erlöse vereinnahmen?

4. **Erzeugungsabgleich:** Welche Zeitreihen, Zählerstände, Einspeiseabrechnungen oder Eigenverbrauchsdaten belegen die tatsächliche Strommenge?

Erst die vierte Stufe erlaubt eine Erzeugungsaussage. Vorher ist der Registereintrag eine qualifizierte Hypothese. Das ist für Beschlussvorlagen entscheidend: Eine Kommune darf aus einem MaStR-Fund keine Einsparung berechnen, solange nicht klar ist, ob die Anlage überhaupt der Kommune, ihrer Liegenschaft, ihrem Verbrauch und ihrer Haushaltsstelle zugeordnet werden kann.

SMARD: Marktdaten, keine kommunale Rechnung

SMARD ist die Informationsplattform der Bundesnetzagentur für Strom- und Gasmarktdaten. Die gesetzliche Grundlage liegt in § 111d EnWG. Danach betreibt die Bundesnetzagentur eine elektronische Plattform, um der Öffentlichkeit aktuelle Informationen insbesondere zu Erzeugung, Last, Importen, Exporten, Netz- und Anlagenverfügbarkeit sowie grenzüberschreitenden Kapazitäten bereitzustellen. Die Plattform arbeitet für die Gebotszone Deutschland in aggregierter Form; Daten müssen frei zugänglich sein und gespeichert werden können.

Für die Kämmerei folgt daraus eine wichtige Quellenregel: SMARD ist ein belastbarer Anker für nationale und marktbezogene Stromdaten, aber keine lokale Rechnung. SMARD beantwortet Fragen zur Gebotszone, zu Marktpreisen, Erzeugung, Last und Außenhandel. SMARD beantwortet nicht, was eine konkrete Schule, Kläranlage oder Straßenbeleuchtung bezahlt hat.

Besonders wichtig ist die Unterscheidung zwischen kommerziellem Außenhandel und physikalischem Stromfluss. Handelsdaten zeigen geplante Marktpositionen. Physikalische Flüsse folgen Netzgesetzen. Strom lässt sich aus diesen öffentlichen Marktdaten nicht so auf ein Rathaus zurückverfolgen, dass daraus eine lokale Herkunfts- oder Importkostenbehauptung entstünde. Wer schreibt, eine Kommune habe Strom aus einem bestimmten Nachbarland "importiert", braucht dafür einen anderen Nachweis als SMARD-Außenhandelsdaten.

Strommarkt 2025 als Systemkontext

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte am 5. Januar 2026 Strommarktdaten für das Jahr 2025. Danach betrug die realisierte Stromerzeugung 437,6 TWh; 257,5 TWh entfielen auf erneuerbare Energieträger, entsprechend 58,8 Prozent. Photovoltaikanlagen speisten 74,1 TWh ins Netz der allgemeinen Versorgung ein. Die Behörde weist ausdrücklich darauf hin, dass bei privaten Photovoltaikanlagen in der SMARD-Erzeugung nur eingespeiste Strommengen erfasst werden;

direkt im Haushalt verbrauchter PV-Eigenverbrauch ist dort nicht enthalten.

Für Großhandelsstrompreise meldete die Bundesnetzagentur einen durchschnittlichen Day-Ahead-Preis von 89,32 EUR/MWh im Jahr 2025. Negative Großhandelspreise traten in 573 von 8.760 Stunden auf. Preise über 300 EUR/MWh traten in 40 Stunden auf. Im kommerziellen Außenhandel importierte Deutschland 76,2 TWh und exportierte 54,3 TWh; der Nettoimport sank gegenüber 2024 auf 21,9 TWh.

Diese Zahlen gehören in Kapitel 3, aber nur als Systemkontext. Sie erlauben Aussagen wie:

- Deutschland war 2025 im kommerziellen Außenhandel Nettoimporteur.
- Der Day-Ahead-Markt zeigte im Jahresverlauf erhebliche Preisunterschiede.
- PV-Eigenverbrauch ist in bestimmten SMARD-Erzeugungswerten nicht vollständig abgebildet.

Sie erlauben ohne lokale Zusatzdaten nicht:

- eine kommunale Importkostenrechnung,
- eine Herkunftsaussage für den Strom einzelner Liegenschaften,
- eine automatische Einsparrechnung durch lokale PV,
- eine Aussage über Haushaltsentlastung ohne Liefervertrag und Lastgang.

Gerade die SMARD-Fußnote zum PV-Eigenverbrauch ist für Kämmerer wichtig. Wenn nationale Erzeugungsdaten eingespeiste Mengen erfassen, aber Eigenverbrauch teilweise nicht, darf eine Kommune nicht unbesehen nationale PV-Werte mit lokalen Eigenverbrauchsannahmen vermischen.

Day-Ahead-Preise als Zeitfenster-Signal

Day-Ahead-Preise machen sichtbar, dass Strom kein Jahresmittelprodukt ist. Die Bundesnetzagentur ordnet Day-Ahead-Großhandelspreise als wichtigen Referenzwert für den Strommarkt ein. SMARD erläutert, dass Börsenstrompreise trotz begrenztem Börsenhandelsanteil als Indikator für allgemeine Großhandelspreise gelten.

Für diesen Lauf wurde zusätzlich read-only über Cernion der DE-LU-Day-Ahead-Zeitreihenbereich vom 14. bis 15. Juli 2026 abgefragt. Der Endpunkt `/api/entsoe/day-ahead-prices` lieferte 96 Viertelstundenwerte in EUR/MWh mit folgenden Kennwerten:

Kennwert	Wert
Minimum	45,30 EUR/MWh
Maximum	194,12 EUR/MWh

Kennwert	Wert
Durchschnitt	125,95 EUR/MWh
Median	133,55 EUR/MWh
Auflösung	15 Minuten
Region	DE-LU

Diese Werte werden nicht als kommunaler Strompreis verwendet. Sie belegen nur die methodische Notwendigkeit einer Zeitfensteranalyse. Am selben Tag lagen niedrige Preisfenster um die Mittagszeit und hohe Preisfenster am Abend. Eine kommunale PV-Anlage, ein Speicher, ein Ladepark oder eine Wärmepumpe wirkt haushaltsseitig deshalb nicht nach Jahresertrag, sondern nach zeitlicher Überdeckung, Vertrag und Preisbestandteil.

Für Beschlussvorlagen sollte daraus eine klare Sperrregel folgen:

Day-Ahead-Preise dürfen als Marktsignal verwendet werden. Sie werden erst durch Liefervertrag, Lastgang, Preisbestandteile und Messkonzept zur kommunalen Kosteninformation.

Dynamische Tarife und kommunale Beschaffung

§ 41a EnWG verankert lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische Stromtarife. Stromlieferanten müssen, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, Tarife anbieten, die Anreize zur Energieeinsparung oder Steuerung des Verbrauchs setzen. Seit dem 1. Januar 2025 gilt die Pflicht, Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen anzubieten, für alle Stromlieferanten, wenn Letztverbraucher über ein intelligentes Messsystem verfügen. Die Norm enthält zudem Informationspflichten zu Kosten, Vorteilen, Nachteilen und Risiken.

Für Kommunen ist daraus keine Pflicht zur dynamischen Beschaffung abzuleiten. Es entsteht aber ein Prüfauftrag. Dynamische oder spotmarktnahe Modelle können bei steuerbaren Lasten, Speichern, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen oder planbaren Betriebsprozessen sinnvoll sein. Sie können aber auch Haushaltsrisiken erhöhen, wenn Betrieb und Steuerung nicht klar geregelt sind.

Eine Kommune sollte dynamische Beschaffung nur prüfen, wenn mindestens sieben Voraussetzungen erfüllt sind:

1. intelligentes Messsystem oder belastbare Viertelstundenmessung,
2. repräsentative Verbrauchszeitreihe,
3. geklärte Betriebsgrenzen und Verantwortlichkeit für Steuerung,
4. Simulation gegen Festpreis-, Tranchen- oder Bestandsvertrag,

5. getrennte Darstellung von Energiepreis, Netzentgelt, Messentgelt, Steuern, Umlagen und Abgaben,
6. Risikoregel für extreme Preise, negative Preise, Prognosefehler und Steuerungsausfall,
7. haushaltsrechtliche Einordnung von Mehr- und Minderkosten.

Ohne diese Voraussetzungen ist ein dynamischer Tarif keine Innovation, sondern eine offene Wette. Mit ihnen kann er ein Baustein der Beschaffungsstrategie sein. Der Kämmerer sollte deshalb nicht fragen, ob dynamische Tarife modern sind. Er sollte fragen, welche Verbrauchsstellen tatsächlich steuerbar sind, wer die Steuerung verantwortet und wie Preisrisiken begrenzt werden.

Lokale Erzeugung richtig zuordnen

Lokale Erzeugung kann haushaltswirksam sein, muss es aber nicht. Eine Anlage kann vollständig einspeisen, teilweise Eigenverbrauch decken, einem Dritten gehören, über Pacht betrieben werden, Teil eines Contractingmodells sein oder in ein Gebäudestrom-, Mieterstrom-, Direktlieferungs- oder Energy-Sharing-Modell eingebunden sein. Jede Variante verändert andere Zahlungsströme und Pflichten.

Für Kapitel 3 genügt eine strenge Grundgliederung:

Verwendungsart	Haushaltsfrage
Eigenverbrauch hinter dem Netzanschlusspunkt	Mindert die Anlage tatsächlich den Bezug an einer kommunalen Lieferstelle?
Einspeisung	Wer erhält Vergütung oder Vermarktungserlös?
Pacht oder Contracting	Welche Zahlungen, Pflichten und Risiken liegen bei der Kommune?
Direktlieferung	Wer ist Lieferant, wer Letztverbraucher, welcher Vertrag gilt?
Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG	Liegen 15-Minuten-Messung, Gebäudestromnutzungsvertrag und Aufteilungsschlüssel vor?
Energy Sharing nach § 42c EnWG	Sind Rollen, Bilanzierung, Plattformprozess, Reststrom und Messung geklärt?

§ 42b EnWG zeigt besonders deutlich, warum Jahreswerte nicht reichen. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung setzt unter anderem viertelstündliche Messung voraus. Die rechnerisch aufteilbare Strommenge ist auf die geringere Menge aus Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls begrenzt. Diese Logik ist ein guter allgemeiner Merksatz für kommunale Stromprojekte: **Zuordnung entsteht im Zeitintervall, nicht im Jahresmittel.**

KAV, GEG und WPG als Grenzprüfungen

Kapitel 3 ist kein Konzessionsabgaben-, Gebäudeenergie- oder Wärmeplanungskapitel. Trotzdem müssen KAV, GEG und WPG als Grenzprüfungen mitgeführt werden, weil Stromprojekte häufig an ihren Schnittstellen scheitern.

Die Konzessionsabgabenverordnung betrifft die Entgelte für die Einräumung von Wegerechten zur Verlegung und zum Betrieb von Leitungen für die unmittelbare Versorgung von Letztverbrauchern. § 2 KAV arbeitet mit Höchstbeträgen je gelieferter Kilowattstunde und unterscheidet Tarfkunden und Sondervertragskunden. Für Sondervertragskunden nennt § 2 Absatz 3 KAV bei Strom einen Höchstbetrag von 0,11 Cent je Kilowattstunde. § 2 Absatz 7 KAV enthält die wichtige Niederspannungsabgrenzung: Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz gelten konzessionsabgabenrechtlich als Tarfkundenlieferungen, es sei denn, die gemessene Leistung überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 kW und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30.000 kWh.

Für Kapitel 3 folgt daraus: Konzessionsabgabe ist ein Preis- und Haushaltsbestandteil, aber keine Erzeugungs- oder Eigenverbrauchskennzahl. Bei großen kommunalen Abnahmestellen muss geprüft werden, ob Tarfkunden-, Sondervertragskunden- oder Schwachlastlogik greift und wie die Konzessionsabgabe im Liefervertrag oder Netzentgelt ausgewiesen wird.

Das Gebäudeenergiegesetz wird relevant, wenn Stromverbrauch durch Wärmepumpen, Stromdirektheizungen oder elektrische Warmwasserbereitung steigt. § 71 GEG ordnet die 65-Prozent-Erneuerbare-Energien-Anforderung für Heizungsanlagen ein und nennt unter anderem elektrisch angetriebene Wärmepumpen als Erfüllungsoption. Für die Kämmerei bedeutet das: Elektrifizierung kann GEG-seitig sinnvoll oder geboten sein, erzeugt aber neue Last-, Mess-, Netzanschluss- und Beschaffungsfragen. Eine Wärmepumpe ist haushaltsseitig nicht nur Wärmetechnik, sondern eine neue Stromlast.

Das Wärmeplanungsgesetz wird relevant, weil der kommunale Wärmeplan nach WPG den Rahmen für Gebietsentwicklungen, Wärmenetzoptionen und dezentrale Lösungen liefert. Für Strom bedeutet das: Wenn Wärmeplanung zu dezentraler Elektrifizierung führt, muss Kapitel 3 die Folgelast in der Stromakte aufnehmen. Wenn ein Wärmenetzpfad plausibel wird, darf die Strombedarfsprognose für Wärmepumpen nicht unkritisch fortgeschrieben werden.

Diese Grenzprüfung verhindert Doppelzählungen. Ein Heizungsprojekt kann nicht gleichzeitig als sichere Wärmenetzlösung, als sichere Wasserstoffoption und als sichere elektrische Last angesetzt werden. Die Stromakte muss den jeweils beschlossenen oder geprüften Wärmepfad ausweisen.

Lokale Beispiele nur mit Datenpaket

Heidelberg, Mauer und Stuttgart sind als mögliche Lokalbeispiele im Projektkontext genannt. Sie dürfen im Kapitel aber erst mit belastbarem Datenpaket verwendet werden. Ein Ortsname ist kein Nachweis. Ein Presseartikel ist kein Lastgang. Eine MaStR-Liste ist keine Eigenverbrauchsquote. Eine Day-Ahead-Zeitreihe ist kein kommunaler Strompreis.

Für jedes Lokalbeispiel braucht es mindestens:

- definierte Gebietskulisse oder konkrete Liegenschaft,
- Datenstand und Zeitraum,
- MaStR-Filter mit Exportdatum,
- Zuordnung der Anlagen zu Betreiber, Eigentümer, Standort und Rolle,
- Verbrauchsdaten oder Lastgänge,
- Messpunkt-/Zählerbezug,
- Liefer-, Einspeise-, Pacht-, Contracting- oder Reststromvertrag,
- Preisbestandteile und Haushaltsstelle,
- Gegenprüfung durch Kommune, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber oder Betreiberunterlage,
- Kennzeichnung, welche Werte öffentlich, intern, geschätzt oder gesperrt sind.

Cernion wurde in diesem Lauf read-only als zusätzliche Evidenzquelle geprüft. Der Evidence Router empfahl Marktsignal-Endpunkte. Die Knowledge-RAG-Treffer waren für harte kommunale Stromlagebildaussagen unscharf und hatten niedrige Konfidenz. Ein OSM-Grid-Kontext für Heidelberg im Mittelspannungsbereich lieferte keine belastbare Substations-Evidence und darf nicht als Netzkapazitäts-, Anschluss- oder Standortnachweis verwendet werden. Für lokale Lastgänge, Anlagen-/Asset-Tabellen, MaStR-Filter, Haushaltsstellen und Netzbetreiberantworten lag in diesem Lauf keine belastbare Cernion-Evidence vor.

Das ist keine Schwäche des Kapitels, sondern eine notwendige Grenze. Das Kapitel soll Kämmerer davor schützen, aus verfügbaren Marktdaten lokale Sicherheit abzuleiten.

Rechenweg mit Abbruchpunkten

Ein kämmereitauglicher Rechenweg beginnt mit der Frage, wann nicht weitergerechnet werden darf. Jede Rechenstufe braucht einen Abbruchpunkt.

Schritt	Rechnung	Abbruchpunkt
---------	----------	--------------

1. Lieferstellenliste	alle Stromlieferstellen mit Kostenstelle erfassen	Marktllokation, Messlokation oder Zählerbezug fehlt
2. Verbrauch	Jahres-, Monats- und Viertelstundenwerte erfassen	nur Summenrechnung ohne Zeitraum oder Quelle
3. Last	Spitzenlast und Lastfenster bestimmen	kein Lastgang für relevante Verbraucher
4. Erzeugung	MaStR-Fund mit Anlagenakte abgleichen	Betreiberrolle oder Standortzuordnung ungeklärt
5. Zeitgleichheit	Verbrauch und Erzeugung im gleichen Intervall abgleichen	unterschiedliche Intervalle oder keine Messdaten
6. Zuordnung	Eigenverbrauch, Einspeisung, Direktlieferung, Speicher und Reststrom trennen	Messkonzept oder Vertrag fehlt
7. Preis	Preisbestandteile ergänzen	nur Börsenpreis ohne Liefervertrag
8. Haushalt	Ergebnis-/Finanzhaushalt, Kostenstelle und Folgekosten zuordnen	keine Haushaltsstelle oder kein Bewirtschaftungsverantwortlicher

Die Regel lautet: Wenn ein Abbruchpunkt erreicht ist, wird nicht weitergerechnet, sondern der nächste Prüfschritt beschlossen. Eine Vorlage kann dann weiterhin sinnvoll sein, aber sie muss anders heißen. Statt "Umsetzung der lokalen Stromautarkie" lautet der Beschluss dann etwa "Beauftragung eines prüffähigen Stromlagebilds mit Lastgang-, Anlagen- und Vertragsabgleich".

Datenanforderung an Verwaltung und Dienstleister

Die Kämmerei sollte ein Standardpaket anfordern, das wiederholbar und revisionsfähig ist. Es sollte nicht als einmalige Excel-Sammlung verstanden werden, sondern als Datenmodell für Energieentscheidungen.

Erforderlich sind mindestens:

- Liste aller Stromlieferstellen mit Marktllokation, Messlokation, Zählernummer, Adresse, Kostenstelle, Lieferant, Vertragslaufzeit und Jahresverbrauch.
- Viertelstundenlastgänge für große Verbraucher, Eigenerzeugungsstandorte, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und geplante Projektstandorte.
- Stromrechnungen und Preisblätter mit Arbeitspreis, Leistungspreis, Netzentgelt, Messentgelt, Steuern, Umlagen, Abgaben und sonstigen Bestandteilen.
- MaStR-Export oder Anlagenliste für kommunale und potenziell kommunal relevante Erzeugungs- und Speichieranlagen.

- Betreiber-, Eigentums- und Vertragsunterlagen zu PV, KWK, Speichern, Ladepunkten und sonstigen Anlagen.
- Einspeise-, Eigenverbrauchs- und Reststromabrechnungen.
- Netzanschlussverträge, Netzbetreiberantworten, Messkonzepte und MSB-Unterlagen.
- Haushaltsstellen, Investitionsnummern, Bewirtschaftungstitel, Fördermittelbescheide und interne Leistungsverrechnungen.

Jede Datei braucht vier Metadaten: Quelle, Zeitraum, Erstellungsdatum und Verantwortlicher. Zusätzlich sollte der Freigabestatus markiert werden: öffentlich, intern, vertraulich oder gesperrt. Nur so kann später entschieden werden, welche Zahl in eine öffentliche Vorlage, welche in eine nicht öffentliche Anlage und welche nur in die interne Prüfsakte gehört.

Beschlussreife-Gate

Ein Stromprojekt oder eine Importkostenanalyse ist beschlussreif, wenn zwölf Fragen beantwortet sind:

1. Welche Lieferstellen, Marktlösungen, Messlösungen und Kostenstellen sind betroffen?
2. Für welchen Zeitraum liegen Verbrauchs- und Lastdaten vor?
3. Welche lokalen Erzeugungsanlagen sind relevant?
4. Wer ist Betreiber, Eigentümer und wirtschaftlich Begünstigter dieser Anlagen?
5. Liegen MaStR-Nummern, Inbetriebnahmedaten, Leistungen und Zählerkonzepte vor?
6. Gibt es tatsächliche Erzeugungs-, Einspeise- oder Eigenverbrauchsdaten?
7. Wie werden Verbrauch und Erzeugung zeitlich zusammengeführt?
8. Welcher Reststrom bleibt je relevantem Zeitfenster?
9. Welcher Liefervertrag und welche Preisbestandteile gelten für diesen Reststrom?
10. Welche Investitions-, Betriebs-, Wartungs-, Mess- und Steuerungskosten entstehen?
11. Welche Haushaltsstellen, Vertragslaufzeiten und Zuständigkeiten sind betroffen?
12. Welche Rechts-, Vergabe-, Steuer-, Beteiligungs-, Datenschutz- oder Beihilfefragen sind offen?

Wenn eine Frage offen bleibt, muss die Vorlage nicht scheitern. Aber die Entscheidung muss begrenzt werden. Der Gemeinderat kann ein Datenpaket, eine Planung, eine Ausschreibungsvorbereitung oder einen Prüfauftrag beschließen. Er sollte keine Einsparung, Autarkie oder Importkostenminderung beschließen, die nicht auf Messpunkt, Zeitfenster, Vertrag und Haushalt zurückgeführt ist.

Ampel für Stromzahlen

Für die tägliche Arbeit hilft eine einfache Ampel:

Status	Bedeutung	Verwendung
Grün	Messpunkt, Zeitraum, Quelle, Vertrag, Betreiberrolle und Haushaltsstelle sind belegt	Beschlussfähige Haushalts- oder Projektzahl
Gelb	Quelle und Zeitraum sind bekannt, aber Zuordnung, Vertrag oder Preisbestandteil fehlt	Prüfwert, Szenario oder nicht öffentliche Anlage
Rot	Zahl stammt aus Jahresmittel, Presseangabe, MaStR-Fund, Börsenpreis oder Ortsbezug ohne lokale Zuordnung	Keine Haushalts- oder Einsparbehauptung

Diese Ampel ist streng, aber praktisch. Sie erlaubt Fortschritt, ohne Scheingenauigkeit zu produzieren. Ein roter Wert kann ein guter Rechercheanlass sein. Ein gelber Wert kann eine Planung begründen. Ein grüner Wert kann in die Wirtschaftlichkeits- und Haushaltsprüfung.

Zusammenfassung für Kämmerer

Kapitel 3 liefert die methodische Grundlage für alle strombezogenen Entscheidungen im Buch. Die wichtigsten Regeln sind:

- Jahresverbrauch ist ein Einstieg, aber keine Lastanalyse.
- MaStR zeigt Stammdaten und Anlagenhinweise, nicht automatisch kommunale Erzeugung oder Eigenverbrauch.
- SMARD zeigt nationale und marktbezogene Stromdaten, nicht die kommunale Rechnung.
- Nationale Importzahlen sind Systemkontext, keine lokale Herkunfts- oder Kostenbehauptung.
- Day-Ahead-Preise sind Marktsignale; sie werden erst über Vertrag, Lastgang und Preisbestandteile zur Haushaltsinformation.
- Lokale Erzeugung muss nach Betreiberrolle, Eigenverbrauch, Einspeisung, Vertragsmodell und Haushaltswirkung getrennt werden.
- GEG, WPG und KAV sind Grenzprüfungen: Sie verändern Lastannahmen, Preisbestandteile und Projektlogik, ersetzen aber keine Stromakte.
- Lokale Beispiele dürfen erst mit reproduzierbarem Datenpaket in das Kapitel.

Für die Kämmerei heißt das: Nicht jede Stromzahl gehört sofort in eine Beschlussvorlage. Aber jede Stromzahl braucht einen Platz in der Stromakte. Aus dieser Akte entsteht die Fähigkeit, lokale Erzeugung realistisch zu bewerten, Reststromrisiken sichtbar zu machen und Haushaltsentscheidungen gegen Scheinpräzision zu schützen.

Quellen- und Prüfnotizen

- EnWG § 111d: nationale Informationsplattform der Bundesnetzagentur für Strommarktdaten, aggregierte Veröffentlichung für die Gebotszone Deutschland, freie Zugänglichkeit und Speicherbarkeit der Daten.
- EnWG § 41a: lastvariable, tageszeitabhängige und dynamische Stromtarife; seit 1. Januar 2025 Angebotspflicht dynamischer Tarife für alle Stromlieferanten bei Letztverbrauchern mit intelligentem Messsystem; Informationspflichten zu Kosten, Vorteilen, Nachteilen und Risiken.
- EnWG § 42b: gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, viertelstündliche Messung, Gebäudestromnutzungsvertrag und rechnerische Aufteilung innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls.
- EnWG § 14a: steuerbare Verbrauchseinrichtungen als Querbezug für Wärmepumpen, Ladepunkte, Speicher und neue elektrische Lasten; Detailprüfung in Kapitel 10.
- MaStRV § 5: Registrierungspflicht für Einheiten sowie EEG- und KWK-Anlagen im Marktstammdatenregister, grundsätzlich innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme.
- MaStRV § 13: Netzbetreiberprüfung gespeicherter Daten nach Aufforderung durch die Bundesnetzagentur.
- KAV § 2: Konzessionsabgaben als Höchstbeträge je gelieferter Kilowattstunde; Sondervertragskundenhöchstbetrag Strom 0,11 Cent/kWh; Niederspannungsabgrenzung mit 30-kW-/30.000-kWh-Schwelle.
- GEG § 71: 65-Prozent-Erneuerbare-Energien-Anforderung für Heizungsanlagen und elektrisch angetriebene Wärmepumpe als Erfüllungsoption; Relevanz für neue Stromlasten.
- WPG: Wärmeplanung als Rahmen für Wärmenetz-, dezentrale und Elektrifizierungsentscheidungen; Relevanz für Strombedarfsprognosen, aber kein Ersatz für lokale Lastdaten.
- Bundesnetzagentur Marktstammdatenregister: öffentliche Filter-, Download- und Auswertungsmöglichkeiten; Gesamtdatenauszug im XML-Format.
- Bundesnetzagentur SMARD/Strommarktdaten 2025: realisierte Stromerzeugung 437,6 TWh; erneuerbare Energieträger 257,5 TWh beziehungsweise 58,8 Prozent; Day-Ahead-Durchschnitt 89,32 EUR/MWh; 573 Stunden mit negativen Großhandelspreisen; 40 Stunden über 300 EUR/MWh; kommerzieller Außenhandel mit 76,2 TWh Importen, 54,3 TWh Exporten und 21,9 TWh Nettoimport; Hinweis, dass PV-Eigenverbrauch privater Anlagen in der SMARD-Erzeugung nicht erfasst ist.
- Bundesnetzagentur/SMARD Großhandelspreise: Day-Ahead-Börsenstrompreise für das relevante Marktgebiet als Indikator für allgemeine Großhandelspreise.
- Cernion Energy Tools, read-only, 2026-07-14: Evidence Router empfahl Marktsignal-Endpunkte; `/api/entsoe/day-ahead-prices` lieferte DE-LU-15-Minutenwerte für 2026-07-14/15 mit Minimum 45,30 EUR/MWh, Maximum 194,12 EUR/MWh, Durchschnitt 125,95 EUR/MWh und Median 133,55 EUR/MWh. Nutzung ausschließlich als methodisches Marktsignal, nicht als kommunaler Kosten-, Erlös-, Rechts-, Anschluss-, Kapazitäts- oder Standortnachweis. Knowledge-RAG mit niedriger Primärquellen-Eignung; OSM-Grid-Kontext Heidelberg ohne belastbare MS-Evidence.