

Energie, Klima, Umwelt

Eigenenergieerzeugung für Unternehmen

Leitfaden
Stand: März 2026

Die bayerische Wirtschaft

vbw



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Eigenenergieerzeugung als strategische Option für Unternehmen

Hohe und volatile Strompreise, steigende Anforderungen an Klimaschutz und Nachhaltigkeit sowie wachsende Unsicherheiten hinsichtlich der Versorgungssicherheit stellen Unternehmen zunehmend vor strategische energiepolitische Entscheidungen. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Eigenenergieerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich an Bedeutung. Insbesondere Photovoltaik und – standortabhängig – Windenergie bieten Unternehmen die Möglichkeit, Energiekosten langfristig zu stabilisieren, Abhängigkeiten vom Energiemarkt zu reduzieren und einen messbaren Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten.

Gleichzeitig ist die Entscheidung für eine eigene Erzeugungsanlage komplex. Wirtschaftlichkeit, technische Integration, Netzanschluss, Genehmigungsrecht, Förderbedingungen und Vermarktungsoptionen müssen frühzeitig und ganzheitlich betrachtet werden. Gerade vor dem Hintergrund zunehmend ausgelasteter Netze, veränderter Fördermechanismen und neuer regulatorischer Anforderungen ist eine strukturierte Herangehensweise entscheidend.

Mit diesem Leitfaden wollen wir Unternehmen eine praxisnahe Orientierung rund um das Thema Eigenenergieerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie geben. Im Fokus stehen zentrale Entscheidungskriterien sowie der Projektierungsprozess: von der ersten Standortbewertung über Genehmigung, Finanzierung und Vermarktung bis hin zu Bau, Betrieb und Rückbau. Ziel ist es, Potenziale realistisch einzuordnen, typische Fallstricke frühzeitig sichtbar zu machen und fundierte Entscheidungen vorzubereiten.

Bertram Brossardt
04. März 2026

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Eigenenergieerzeugung durch PV-Anlagen	2
2.1	PV-Anlagen: Das Wichtigste auf einen Blick	2
2.2	PV-Module	3
2.3	Entscheidungskriterien bei PV	3
2.3.1	Bauvorschriften	3
2.3.2	Ausrichtung und Schattenwurf	4
2.3.3	Dachform	5
2.3.4	Nutzbare Dach- und Freifläche	6
2.3.5	Statik der Dachkonstruktion	7
2.3.6	Synchronität von Stromverbrauchsprofil und PV-Produktion	8
2.3.7	Netzanschlussbedarf	8
2.3.8	Berechtigung für Fördermittelbezug	9
2.3.9	Wirtschaftlichkeit	11
2.3.10	Reduktion CO ₂ -Emissionen	17
2.4	Übersicht PV-Projektierungsprozess	18
2.4.1	Vorplanung und Machbarkeit	20
2.4.2	Konkrete Projektplanung	22
2.4.3	Bau und Inbetriebnahme	26
2.4.4	Anlagenbetrieb	28
2.4.5	Rückbau, Recycling und Verkauf	30
3	Eigenenergieerzeugung durch Windenergieanlagen	31
3.1	Windenergieanlagen: Das Wichtigste auf einen Blick	31
3.2	Entscheidungskriterien bei WEA	32
3.3	Relevante Aspekte des Projektierungsprozesses von WEA	35
3.3.1	Flächensicherung – Gebietskulisse Windkraft in Bayern	35
3.3.2	Planungs- und Genehmigungsschritte	36
3.3.3	10H-Regel	38
3.3.4	Netzanschluss	39
4	Power Purchase Agreement	41
	Literaturverzeichnis	43
	Ansprechpartner/Impressum	45

1 Einleitung

Warum Eigenenergieerzeugung für Unternehmen an Bedeutung gewinnt

Hohe und volatile Strompreise, wachsende Anforderungen an Klimaschutz und Nachhaltigkeit sowie der Wunsch nach größerer Versorgungssicherheit prägen die energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Unternehmen in Bayern. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Eigenenergieerzeugung aus erneuerbaren Energien an Bedeutung.

Stromerzeugung auf dem eigenen Unternehmensgelände kann Stromkosten stabilisieren, die Abhängigkeit vom Energiemarkt verringern und zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen. In Bayern lassen sich PV-Anlagen an vielen Standorten wirtschaftlich realisieren. In geeigneten Fällen kann auch Windenergie eine Option sein, etwa bei großen Freiflächen und kontinuierlichem Strombedarf.

Gleichzeitig ist die Entscheidung für eine eigene Erzeugungsanlage mit Unsicherheiten verbunden. Technische Anforderungen, baurechtliche Vorgaben, Netzanschlussfragen, Förderbedingungen und wirtschaftliche Risiken müssen frühzeitig berücksichtigt werden. Hinzu kommen systemische Veränderungen wie Einspeisespitzen, angepasste Fördermechanismen und steigende Anforderungen an Netzintegration. Fehlende Abstimmung oder eine zu späte Einbindung relevanter Akteure können zu Verzögerungen und Mehrkosten führen.

Dieser Leitfaden stellt zentrale Entscheidungskriterien sowie den typischen Projektierungsprozess für PV- und Windenergieanlagen dar – von der Vorplanung über Genehmigung und Finanzierung bis hin zu Bau, Inbetriebnahme und Betrieb. Ergänzend werden relevante Stakeholder sowie typische Fallstricke entlang des Projektverlaufs aufgezeigt. Der Leitfaden bietet eine praxisnahe Orientierung zur Einordnung von Chancen, Aufwand und Risiken, ohne eine standortspezifische Planung oder rechtliche Beratung zu ersetzen.

2 Eigenenergieerzeugung durch PV-Anlagen

Günstige Rahmenbedingungen, aber kein Selbstläufer

Die Rahmenbedingungen in Bayern sind für Photovoltaikanlagen grundsätzlich günstig. Hohe Sonneneinstrahlung, regulatorische Vorgaben im Gebäudebereich sowie Förder- und Abschreibungsmöglichkeiten erhöhen die wirtschaftliche Attraktivität. Dennoch ist jede PV-Anlage standort- und unternehmensspezifisch zu bewerten, denn nicht jede Dach- oder Freifläche eignet sich gleichermaßen; technische, baurechtliche und wirtschaftliche Faktoren sind frühzeitig zu prüfen.

Für die Wirtschaftlichkeit ist neben Ausrichtung und Modulwahl vor allem die Integration in den Unternehmensstandort entscheidend (vgl. Kapitel 2.3.9). Maßgeblich sind insbesondere Flächeneignung, Netzanschluss, Eigenverbrauchspotenzial sowie die Einbindung in betriebliche Prozesse.

2.1 PV-Anlagen: Das Wichtigste auf einen Blick

Die folgende Checkliste strukturiert die zentralen Prüfschritte von der Vorplanung bis zur konkreten Projektierung.

Entscheidungsfindung, Vorplanung und Machbarkeit

- Dach- bzw. Freiflächen systematisch prüfen (Statik, Verschattung, rechtliche Restriktionen).
- Frühzeitige Netzabfrage beim Verteilnetzbetreiber (Kapazität, Spannungsebene, Einspeisepunkt, technische Anforderungen).
- Vorläufige Anlagengröße, Ausrichtung und ggf. Speicheroption festlegen (Einstrahlungsdaten und Modulkonfiguration berücksichtigen).
- Förderfähigkeit, Vermarktungsoptionen (EEG, Marktprämie), steuerliche Aspekte und Finanzierung klären.
- Eigenverbrauch, Einspeisemengen und Amortisation inkl. Sensitivitätsanalyse abschätzen.
- Belastbare Wirtschaftlichkeitsbewertung durchführen.

Konkrete Projektplanung

- Genehmigungsstatus prüfen (Verfahrensfreiheit nach BayBO oder bau-/naturschutzrechtliche Verfahren).
- Netzanschluss formell beantragen; technische Unterlagen vollständig einreichen; Anschlusskosten und -punkt verbindlich klären.
- Relevante Stakeholder identifizieren und Zuständigkeiten festlegen.
- Frühzeitige Abstimmung mit Kommune und Fachbehörden.
- Zeitpuffer im Projektplan vorsehen; Zertifizierungsstelle rechtzeitig einbinden.

2.2 PV-Module

Für die Auswahl sind meist Leistung, Fläche, Kosten und Garantien entscheidend – die Zelltechnologie wirkt hier vor allem indirekt. Gängig sind kristalline Siliziummodule (mono-/polykristallin) und Dünnschichtmodule. Monokristalline Module erreichen in der Regel höhere Wirkungsgrade als polykristalline Module und haben sich mittlerweile weitgehend als Standard durchgesetzt. Dünnschichtmodule werden trotz geringerer Effizienz teils aus Kostengründen beziehungsweise für Nischenanwendungen eingesetzt. Bifaziale Module können Mehrerträge liefern, weil sie auch das reflektierte Licht auf der Rückseite nutzen. Das gilt aber vor allem bei Freiflächenanlagen; bei Dachanlagen sind die Vorteile oft begrenzt [1].

2.3 Entscheidungskriterien bei PV

Für Unternehmen ist PV vor allem eine Investitions- und Standortentscheidung. Entsprechend sind baurechtliche, technische und wirtschaftliche Kriterien gemeinsam zu betrachten. Die nachfolgenden Entscheidungskriterien ermöglichen eine strukturierte erste Einschätzung, ob eine PV-Anlage am jeweiligen Standort grundsätzlich sinnvoll ist. Sie ersetzen keine detaillierte Planung oder rechtliche Prüfung, bieten jedoch eine transparente Grundlage zur Einordnung von Chancen, Aufwand und zentralen Risiken.

2.3.1 Bauvorschriften

Für PV-Anlagen gelten landesspezifische bauordnungsrechtliche Vorgaben. In Bayern sind diese in der Bayerischen Bauordnung (BayBO) geregelt. Für Unternehmen ist insbesondere die in Art. 44a BayBO verankerte Solarpflicht relevant. Danach sind auf geeigneten Dachflächen neu errichteter Nichtwohngebäude sowie bei vollständigen Dachhautsanierungen PV-Anlagen „in angemessener Auslegung“ zu installieren und zu betreiben. Als angemessen gilt in der Regel eine Belegung von mindestens einem Drittel der geeigneten Dachfläche mit Modulen. Alternativ ist die Pflicht erfüllt, wenn mindestens 15 Prozent des Wärme- oder Kältebedarfs des Gebäudes durch Solarthermie oder PV gedeckt werden.

PV-Anlagen auf, an oder in Dach- und Außenwandflächen sind nach Art. 57 BayBO häufig verfahrensfrei. Eine Baugenehmigung ist dann nicht erforderlich, sofern alle öffentlich-rechtlichen Anforderungen, insbesondere zu Statik, Brandschutz und Abstandsflächen, eingehalten werden. Freiflächenanlagen sind grundsätzlich genehmigungspflichtig. Seit 2025 sind jedoch bestimmte privilegierte Anlagen im Außenbereich ebenfalls verfahrensfrei zulässig, etwa entlang von Autobahnen oder Schienenwegen oder sehr kleine Anlagen. Trafostationen und Speicher können gesonderten Regelungen unterliegen [2].

Besondere Einschränkungen bestehen bei denkmalgeschützten Gebäuden. Sichtbare Module auf prägenden Dachflächen sind häufig nicht genehmigungsfähig; die Entscheidung trifft die zuständige Denkmalschutzbehörde im Einzelfall. Die Installation auf asbesthaltigen Dächern ist in der Regel unzulässig und setzt eine fachgerechte Sanierung voraus.

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Ist die geplante PV-Anlage am Standort verfahrensfrei zulässig oder genehmigungspflichtig (z. B. Dach- vs. Freiflächenanlage)?
- 2 Bestehen standortbezogene Einschränkungen, etwa durch Denkmalschutz, kommunale Satzungen oder besondere Brandschutzanforderungen?
- 3 Sind zusätzliche Genehmigungen oder Abstimmungen (z. B. für Speicher oder Trafostationen) erforderlich?

2.3.2 Ausrichtung und Schattenwurf

Die Stromerzeugung einer PV-Anlage wird maßgeblich durch die Ausrichtung der Module, deren Neigungswinkel sowie mögliche Verschattung beeinflusst. Diese Faktoren bestimmen nicht nur den Jahresertrag, sondern auch den zeitlichen Verlauf der Stromproduktion und damit den Eigenverbrauchsanteil.

Verschattung

Verschattung ist eines der wichtigsten Ertragsrisiken bei PV-Anlagen. Bereits Teilverschattungen, etwa durch benachbarte Gebäude, Bäume oder Dachaufbauten, können den Ertrag deutlich reduzieren. Bereiche mit regelmäßig auftretender oder lang andauernder Verschattung sind daher für die Installation von PV-Modulen nur eingeschränkt geeignet.

Bei Flachdächern ist zusätzlich der Eigenschattenwurf durch die Aufständigung der Module zu berücksichtigen. Zu geringe Reihenabstände können insbesondere in den Wintermonaten zu erheblichen Ertragseinbußen führen. Für den Mindestreihenabstand haben sich praxisnahe Faustformeln bewährt [3]:

$$\text{Mindestreihenabstand (RA)} = 3 * \text{Modulkantenhöhe (H)}$$

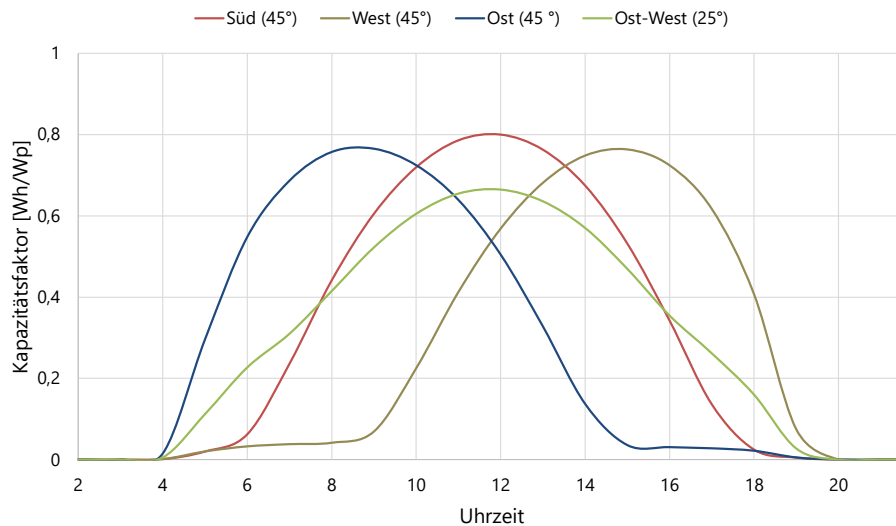
Eine standortbezogene Verschattungsanalyse über das Jahr liefert eine belastbare Entscheidungsgrundlage. Die konkrete Auslegung von Ausrichtung, Neigung und Reihenabständen erfolgt in der Regel durch den PV-Projektierer.

Ausrichtung und Neigung

Unter verschattungsfreien Bedingungen erzielt eine Südausrichtung mit einer Neigung von etwa 30–40 Grad den höchsten Jahresertrag [4]. Ost-West-Ausrichtungen mit geringerer Neigung führen zwar zu einem etwas niedrigeren Gesamtertrag, erzeugen jedoch ein breiteres Tagesprofil mit höheren Erträgen in den Morgen- und Abendstunden. Dies kann für Unternehmen mit entsprechenden Lastprofilen vorteilhaft sein und den Eigenverbrauch erhöhen. Die optimale Ausrichtung ist daher nicht allein eine technische Frage, sondern hängt wesentlich vom Stromverbrauchsprofil des Unternehmens ab. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Stromertragsprofile verschiedener Montagevarianten. Darin sind auch Systemverluste in Höhe von 15 Prozent aus u.a. Wechselrichter, Leitungen und Verschmutzung enthalten.

Abbildung 1

Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten



Quelle: Eigene Berechnungen (FfE) für den 14.05.2024 als Beispieltag im Landkreis Erding

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Stehen geeignete, weitgehend verschattungsfreie Flächen zur Verfügung?
- 2 Welche Ausrichtung (Süd oder Ost-West) passt zum Stromverbrauchsprofil?
- 3 Welcher Neigungswinkel ist technisch und statisch umsetzbar?
- 4 Ist eine standortbezogene Verschattungsanalyse sinnvoll?
- 5 Bei Flachdächern: Sind ausreichende Reihenabstände vorgesehen?

2.3.3 Dachform

Die Dachform beeinflusst die Eignung eines Gebäudes für eine PV-Anlage, insbesondere im Hinblick auf Neigungswinkel, Montageaufwand und Ertrag. Bei industriell genutzten Nichtwohngebäuden dominieren Flachdächer, die sich grundsätzlich gut für PV-Anlagen eignen.

Dachneigungen zwischen etwa 20 und 30 Grad ermöglichen – insbesondere bei Südausrichtung – unter günstigen Bedingungen hohe Jahreserträge. Flachdächer erzielen ohne Aufständigung geringere Erträge, können jedoch durch geeignete Unterkonstruktionen in einen vorteilhaften Neigungsbereich gebracht werden. Aufständigungen erhöhen zwar die Investitionskosten, verbessern jedoch den Ertrag und begünstigen die Selbstreinigung der Module.

Sehr steile Dachneigungen über 45 Grad sind für PV-Anlagen weniger geeignet, spielen im industriellen Gebäudebestand jedoch meist keine relevante Rolle.

Unabhängig von der Dachform ist der bauliche Zustand entscheidend. Sanierungsbedürftige Dächer oder Dächer mit begrenzter Restlebensdauer eignen sich nur eingeschränkt, da PV-Anlagen typischerweise über mehrere Jahrzehnte betrieben werden.

Tabelle 1

Dachformen und deren Eigenschaften für PV-Anlagen

Neigung	Dachform	Eignung für PV	Anmerkung
0 bis 5°	Flachdach	Gut	Aufständigung empfohlen
10 bis 15°	Flaches Dach, Pultdach	Gut bis sehr gut	Häufig Ost-West-Ausrichtung
20 bis 30°	Pult- oder Satteldach	Sehr gut	Nahe am Ertragsoptimum
>45°	Stark geneigtes Dach	Eingeschränkt	Im Industriebereich selten

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Welche Dachform liegt vor und ist sie grundsätzlich für eine PV-Anlage geeignet?
- 2 Ist eine Aufständigung erforderlich und wirtschaftlich sinnvoll?
- 3 Reicht die Restlebensdauer des Dachs für den Anlagenbetrieb aus?
- 4 Sind zusätzliche Prüfungen (Statik, Denkmalschutz, Dachzustand) erforderlich?

2.3.4 Nutzbare Dach- und Freifläche

Die nutzbare Dach- oder Freifläche bestimmt maßgeblich die mögliche Anlagenleistung und damit den Beitrag der Eigenenergieerzeugung zum Strombedarf des Unternehmens.

Auf Flachdächern steht häufig ein großer Teil der Fläche grundsätzlich zur Verfügung. Durch Reihenabstände, Aufständigung und Eigenschatten reduziert sich die tatsächlich belegbare Modulfläche jedoch deutlich. In der Praxis können so häufig nur rund ein Viertel der Dachfläche mit Modulen belegt werden.

Geneigte Dächer verfügen meist über eine geringere nutzbare Gesamtfläche, ermöglichen jedoch eine dichtere Modulbelegung. Dadurch kann der Anteil der tatsächlich belegbaren Fläche höher ausfallen als bei Flachdächern. Welche Variante günstiger ist, hängt von der konkreten Dachgeometrie und den statischen Rahmenbedingungen ab.

Freiflächenanlagen ermöglichen grundsätzlich größere installierbare Leistungen, sind jedoch flächenintensiv und mit zusätzlichen planungs- und genehmigungsrechtlichen Anforderungen verbunden. Sie kommen vor allem für Unternehmen mit entsprechend großen Grundstücken in Betracht.

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Wie groß sind die verfügbaren Dach- oder Freiflächen?
- 2 Handelt es sich um ein Flachdach, ein geneigtes Dach oder eine Freifläche?
- 3 Reicht die mögliche Anlagenleistung für einen relevanten Eigenverbrauch?
- 4 Sind Einschränkungen (Aufbauten, Abstände, Nutzungskonflikte) zu erwarten?

2.3.5 Statik der Dachkonstruktion

Die Tragfähigkeit der Dachkonstruktion ist eine zentrale Voraussetzung für die Installation einer PV-Anlage. Reichen die statischen Reserven nicht aus, ist eine Installation entweder nicht möglich oder mit zusätzlichen baulichen Maßnahmen verbunden. Die Statik stellt damit häufig einen frühen Ausschlussgrund oder Kostentreiber dar.

Die statische Auslegung beeinflusst sowohl die Anzahl der installierbaren Module als auch die mögliche Installationsform (z. B. Aufständering oder Dachdurchdringung). Insbesondere bei älteren Gebäuden ist eine statische Vorprüfung unerlässlich.

PV-Anlagen verursachen zusätzliche ständige Lasten durch das Eigengewicht der Module, Unterkonstruktionen und gegebenenfalls Ballastierung. Diese variieren je nach Dachform und Montageart (Tabelle 2) [5].

Tabelle 2

Typische zusätzliche Dachlasten durch PV-Anlagen (Richtwerte)

Dachform	Zusatzlast in kg/m ² (ca.)
Schrägdach	16–24
Flachdach ohne Dachdurchdringung	7–12
Flachdach mit Dachdurchdringung	18–30
Flachdach mit Wanne (gebäudeabhängig)	30–120

Neben den ständigen Lasten sind Wind- und Schneelasten zu berücksichtigen, die sich je nach Gebäudehöhe, Region und Neigung erheblich unterscheiden können.

Für die statische Bewertung sind Bestandspläne und frühere Nachweise hilfreich. Fehlen diese oder bestehen Zweifel, ist eine Begutachtung durch einen qualifizierten Statiker erforderlich [6]. Die Prüfung erfolgt in der Regel im Rahmen der Vorplanung.

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Reicht die Tragkraft des Daches für eine PV-Anlage grundsätzlich aus?
- 2 Welche Installationsform ist statisch möglich?
- 3 Liegen verwertbare Bestandsunterlagen zur Dachstatik vor?
- 4 Ist eine zusätzliche statische Begutachtung erforderlich?

2.3.6 Synchronität von Stromverbrauchsprofil und PV-Produktion

Die zeitliche Übereinstimmung von Stromverbrauch und PV-Erzeugung beeinflusst den Eigenverbrauchsanteil und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Je höher der direkt genutzte Anteil, desto geringer sind Einspeisemengen und Abhängigkeiten vom Strommarkt.

Das Verbrauchsprofil eines Unternehmens ist meist durch Betriebsabläufe vorgegeben. Das Erzeugungsprofil der PV-Anlage lässt sich über die Modulausrichtung beeinflussen.

Unternehmen mit gleichmäßigem Tagesverbrauch oder Lastspitzen am Morgen und Abend profitieren häufig von einer Ost-West-Ausrichtung, da sie breitere Tageserzeugungsprofile ermöglicht und trotz geringerer Jahreserträge den Eigenverbrauch erhöhen kann. Unternehmen mit hohem Strombedarf zur Mittagszeit oder mit Speichermöglichkeiten erzielen hingegen meist mit einer Südausrichtung höhere wirtschaftliche Vorteile, weil die Stromerzeugung zeitlich besser mit dem Verbrauch zusammenfällt.

Batteriespeicher und Flexibilitätsmaßnahmen können die Synchronität weiter erhöhen, indem beispielsweise zur Mittagszeit von der PV-Anlage produzierter Strom für Lastspitzen in den Abendstunden gespeichert wird oder Strombedarfe in Zeiten hoher PV-Produktion verschoben werden. Allgemein steigern solche Maßnahmen jedoch Komplexität und Investitionskosten. Mehrere Optionen und Konfigurationen zu bewerten und zu vergleichen ist hier oft sinnvoll. Vertiefende Informationen zu Batteriespeichern und weiteren Flexibilitätsoptionen finden sich in den Leitfäden *Stromspeicher für Unternehmen* (vbw/FfE, September 2025) und *Energieflexibilitätsoptionen in der Industrie* (vbw/FfE, Oktober 2024).

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Wie verläuft das eigene Stromverbrauchsprofil über den Tag?
- 2 Welche PV-Ausrichtung passt am besten zu den betrieblichen Lastspitzen?
- 3 Soll der Eigenverbrauch primär durch Ausrichtung oder durch zusätzliche Speicherlösungen erhöht werden?
- 4 Welche Auswirkungen ergeben sich auf Netzanschluss und Einspeisung?

2.3.7 Netzanschlussbedarf

Der Netzanschluss ist ein zentraler Erfolgsfaktor für PV-Projekte. Der Netzbetreiber legt Anschlusspunkt und Spannungsebene fest und definiert technische Anforderungen, etwa an Schutztechnik, Messkonzepte oder Einspeisebegrenzungen.

Messung und Abrechnung erfolgen in der Regel über getrennte Zähler für Strombezug und Einspeisung. Die Kosten für Netzanschluss, Messeinrichtungen und erforderliche Anpassungen trägt grundsätzlich der Anlagenbetreiber. Bei notwendigem Netzausbau können zusätzliche Kosten entstehen.

Die Netzverträglichkeitsprüfung sollte frühzeitig angestoßen werden, da sie je nach Netz-situation mehrere Monate dauern und den Projektzeitplan maßgeblich beeinflussen kann.

Batteriespeicher können dazu beitragen, den Eigenverbrauch zu erhöhen und Lastspitzen zu reduzieren. Dadurch lassen sich unter Umständen die erforderliche Anschlussleistung und laufende Netzentgelte senken. Ein vollständiger Inselbetrieb ist hingegen in der Regel weder wirtschaftlich noch organisatorisch sinnvoll und erfordert zusätzliche Schutz- und Umschaltkonzepte. In bestimmten Konstellationen kann die elektrische Verteilung als Kundenanlage betrieben werden, was die Weiterverteilung von Strom auf dem Betriebsge-lände ermöglicht. Dabei sind jedoch die geltenden Vorgaben zu Messung, Umlagen und energierechtlichen Pflichten zu beachten.

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Ist am vorgesehenen Anschlusspunkt ausreichend Netzkapazität für die geplante PV-Leistung verfügbar?
- 2 Welche Vorgaben ergeben sich aus Anschlussbedingungen, Messkonzepten und möglichen Einspeisebegrenzungen?
- 3 Ist eine frühzeitige Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich und wie wirkt sich deren Dauer auf den Projektzeitplan aus?
- 4 Können Batteriespeicher oder andere Maßnahmen den Netzanschlussbedarf reduzieren?
- 5 Entstehen zusätzliche Kosten durch Netzverstärkungen oder -ausbau?

2.3.8 Berechtigung für Fördermittelbezug

Für PV-Anlagen stehen Unternehmen verschiedene Fördermöglichkeiten zur Verfügung. Diese betreffen zum einen den Betrieb der Anlage, zum anderen die Finanzierung der Investition. Förderregelungen können die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage deutlich beeinflussen.

Die Förderung des Anlagenbetriebs richtet sich insbesondere nach der installierten Leistung und der Art der Vermarktung des erzeugten Stroms. Je nach Anlagengröße kommen unterschiedliche Förderinstrumente zum Einsatz. Bei Anlagen mit bis zu 200 kWp kann zwischen fester EEG-Förderung und Direktvermarktung mit Marktprämie gewählt werden, zwischen 200 und 1.000 kWp ist die Direktvermarktung verpflichtend. Die im EEG geregelte Einspeisevergütung liegt zwischen 6,26 und 7,78 ct/kWh (Teileinspeisung) bzw. 12,34 ct/kWh (Volleinspeisung). Die Marktprämie für Anlagen zwischen 400 und 1.000 kWp liegt derzeit bei 5,90 ct/kWh (Teileinspeisung) bzw. 7,70 ct/kWh (Volleinspeisung). Anlagen mit weniger als 400 kWp erhalten höhere Marktprämien von bis zu 12,74 ct/kWh [7].

Abbildung 2

Überblick Fördermöglichkeiten für PV-Anlagen (Stand: Februar 2026)

EEG-Förderung (< 100 kWp)	Feste Einspeisevergütung Sätze werden halbjährlich von der BNetzA angepasst und sind für Volleinspeisung höher als für Überschusseinspeisung
Direktvermarktung mit Marktprämie (> 100 kWp)	<u>Direktvermarktung</u> : erzeugter Strom wird über Vermarkter an der Börse abgesetzt. <u>Marktprämie</u> : monatliche Kompensation der Differenz zwischen anzulegendem Wert (Förderhöhe) und durchschnittlichem Marktwert Solar. Liegt Börsenpreis darüber, entfällt die Prämie.
Mieterstrom (bis 1.000 kWp)	PV-Strom innerhalb derselben Liegenschaft direkt an Letztverbraucher (z.B. gewerbliche Mieter) geliefert.

Quelle: Bundesnetzagentur [8]

Die geltenden Fördersätze sowie der Mieterstromzuschlag werden von der Bundesnetzagentur veröffentlicht [8]. Mit dem im Mai 2024 in Kraft getretenen Solarpaket I wurde die Direktvermarktungsschwelle auf 200 kWp angehoben und die Ausschreibungspflicht für Gebäude-PV auf 750 kWp abgesenkt [7]. Zudem entfällt die Marktprämie in Stunden mit negativen Börsenstrompreisen; diese Förderstunden werden jedoch zeitlich angerechnet, sodass sich die Förderdauer entsprechend verlängert. Für Unternehmen bedeutet dies eine veränderte Erlösstruktur, jedoch keinen vollständigen Förderverlust.

Neben der Betriebsförderung spielt die Finanzierung eine zentrale Rolle. Für PV-Anlagen stehen zinsgünstige Förderdarlehen zur Verfügung, die Investitionen erleichtern und die Kapitalkosten senken können. Auf Bundesebene ist insbesondere das Programm KfW 270 relevant, das PV-Anlagen auf Dächern, an Fassaden und auf Freiflächen fördert. Ergänzend bietet der Freistaat Bayern über die LfA Förderbank Bayern spezielle Kreditprogramme für Unternehmen an. Darüber hinaus können regional begrenzte Förderprogramme einzelner Kommunen zur Verfügung stehen, die jedoch häufig zeitlich oder finanziell begrenzt sind. Förderprogramme unterliegen regelmäßigen Anpassungen. Art, Umfang und Kombinierbarkeit der Förderinstrumente sollten daher im Projektzeitpunkt geprüft werden.

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Welche Förderprogramme sind für die geplante PV-Anlage relevant?
- 2 Wie hoch sind die aktuellen Fördersätze?
- 3 Welche Auswirkungen haben Förderbedingungen auf Erlöse, Laufzeiten und Vermarktung?
- 4 Soll die Finanzierung über zinsgünstige Förderdarlehen erfolgen?
- 5 Gibt es zusätzliche regionale oder kommunale Förderprogramme?
- 6 Wie stabil sind die Förderbedingungen über die geplante Projektdauer?

2.3.9 Wirtschaftlichkeit

Für eine erste Einordnung lässt sich die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage anhand weniger zentraler Annahmen überschlägig bewerten. Die nachfolgende Beispielrechnung zeigt in neun aufeinander aufbauenden Schritten, wie Unternehmen mit begrenztem Datenaufwand eine erste energetische und wirtschaftliche Bewertung vornehmen können. Ziel ist keine Detailkalkulation, sondern eine belastbare Entscheidungsgrundlage für die weitere Projektierung.

Prüffragen für die Projektentscheidung

- 1 Beruht die Wirtschaftlichkeitsabschätzung auf realistischen, standort- und projektspezifischen Annahmen?
- 2 Wie hoch ist der wirtschaftlich nutzbare Eigenverbrauchsanteil und welche Erlöse ergeben sich aus Einspeisung oder Direktvermarktung?
- 3 Wie robust ist das Ergebnis gegenüber veränderten Annahmen (z. B. Strompreise, Investitionskosten, Förderbedingungen)?

Die folgenden Schritte greifen diese Fragen systematisch auf und machen transparent, wie sich einzelne Annahmen auf das wirtschaftliche Gesamtergebnis auswirken.

Schritt I: Ausgangsdaten für Kennzahlen ermitteln

Die zentralen Ausgangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung charakterisieren die zu betrachtende Anlage. Dazu werden benötigt:

- Verfügbare Fläche (Dach- oder Freifläche) in m²,
- Faktor Modulfläche (siehe Abschnitt *Nutzbare Dach- und Freifläche*) und
- Spezifische Leistung der Module (typisch 200 – 220 $\frac{W_p}{m^2}$) [9].

Schritt II: Leistung der PV-Anlage berechnen

Mit den in Schritt I ermittelten Daten kann die Leistung der PV-Anlage wie folgt berechnet werden:

$$\text{Anlagenleistung in kW}_p = \frac{\text{Verfügbare Fläche} * \text{Faktor Modulfläche} * \text{Spez. Leistung der Module}}{1.000 \frac{W_p}{kW_p}}$$

Beispiel

Verfügbare Fläche: 1.200 m² | Spez. Leistung: 220 $\frac{W_p}{m^2}$ | Faktor Modulfläche: 0,6

$$\text{Anlagenleistung in kW}_p = \frac{1.200 \text{ m}^2 * 0,6 * 220 \frac{W_p}{m^2}}{1.000 \frac{W_p}{kW_p}} = 158 \text{ kW}_p$$

Schritt III: Spezifischen Ertrag abschätzen

Um später den Jahresertrag zu bestimmen, wird zunächst der spezifische Ertrag benötigt. Dieser ist abhängig von Standort und Ausrichtung der PV-Anlage und in Datenbanken abrufbar [10]. Der spezifische Ertrag liegt in Bayern bei ca. $1.000 - 1.100 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$ und in Deutschland durchschnittlich bei ca. $900 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$ [11].

In manchen Datenbanken wird statt dem spezifischen Ertrag ein Capacity Factor (CF) angegeben. In Deutschland liegt der CF im Bereich zwischen 0,10 und 0,13 [10]. Der Spezifische Ertrag lässt sich mit dem CF wie folgt berechnen:

$$\text{Spezifischer Ertrag} = \text{Capacity Factor} * 8.760 * \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$$

Beispiel: CF von 0,12

$$\text{Spezifischer Ertrag} = 0,12 * 8.760 * \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} = 1.051 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$$

Schritt IV: Jahresertrag bestimmen

Die Formel zur Berechnung des Jahresertrags über Anlagenleistung und spezifischen Ertrag lautet:

$$\text{Jahresertrag PV in kWh} = \text{Anlagenleistung in kW}_p * \text{spez. Ertrag in } \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p}$$

Beispiel

$$\text{Jahresertrag PV} = 158 \text{ kW}_p * 1.051 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} = 166 \text{ MWh}$$

Schritt V: Lastgangdaten einbinden

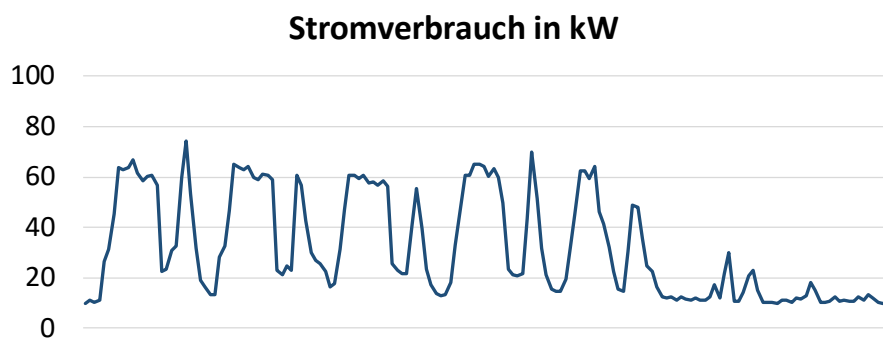
Um den Eigenverbrauch zu ermitteln, wird der PV-Ertrag mit dem Stromverbrauch des Unternehmens abgeglichen. Zunächst wird der Lastgang des Stromverbrauchs (z.B. aus dem Energieabrechnungssystem) in Stunden- oder Viertelstundenwerten exportiert oder, sofern noch keine Eigenenergieerzeugung vorhanden ist, beim Stromversorger abgefragt.

Beispiel

Ein Mittelständisches Logistik-Unternehmen (1-Schicht-Betrieb, Stromspitze durch Laden elektrischer Stapler in den Abendstunden, Grundlast von ca. 10 kW) überlegt die in Schritt I und II berechnete PV-Anlage zu installieren. Abbildung 3 zeigt den Strom-Lastgang in einer für das Unternehmen typischen Arbeitswoche.

Abbildung 3

Stromverbrauch des beispielhaften mittelständischen Logistikunternehmens in einer typischen Woche (Montag bis Sonntag)



Quelle: Eigene Darstellung (FfE)

Als PV-Ertrag wird ein Prognosewert (z.B. aus einer PV-Simulation [10]) verwendet. Dieser wird ebenfalls in Stunden- oder Viertelstundenaufösung benötigt. Anschließend werden Lastgang und PV-Ertrag verglichen und charakteristische Werte je Zeitschritt bestimmt:

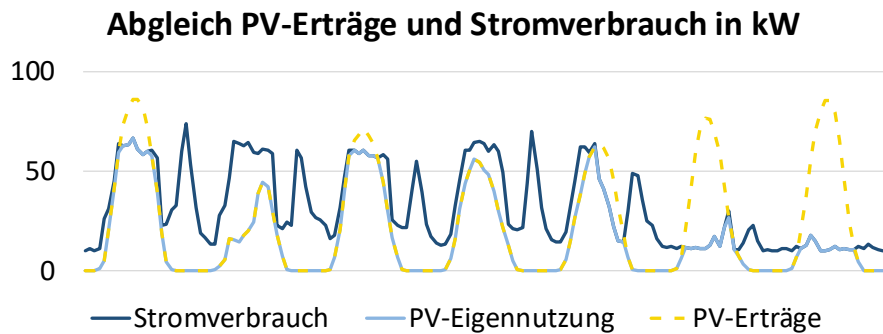
- Eigenverbrauch = $\text{Minimum}(\text{PV-Ertrag}, \text{Stromverbrauch})$,
- Überschuss PV = $\text{Maximum}(\text{PV-Ertrag} - \text{Stromverbrauch}, 0)$ und
- Restbedarf Netz = $\text{Maximum}(\text{Stromverbrauch} - \text{PV-Ertrag}, 0)$.

Beispiel: Mittelständisches Logistik-Unternehmen

Die PV-Anlage ist, wie Abbildung 4 zeigt, in der Lage, die Stromgrundlast tagsüber zu decken. Die Lastspitzen in den Abendstunden müssen jedoch über Netzbezug abgedeckt werden. Insbesondere am Wochenende wird der PV-Strom tagsüber in das Stromnetz eingespeist.

Abbildung 4

Abgleich von Stromverbrauch des beispielhaften Logistikunternehmens und PV-Ertrag in einer typischen Woche (Montag bis Sonntag)



Quelle: Eigene Darstellung (FfE)

Nachdem die Zeitschritte über den Betrachtungszeitraum (in der Regel ein Jahr) aufsummiert wurden, können Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad berechnet werden:

$$\text{Eigenverbrauchsquote} = \frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{PV} - \text{Ertrag}}$$

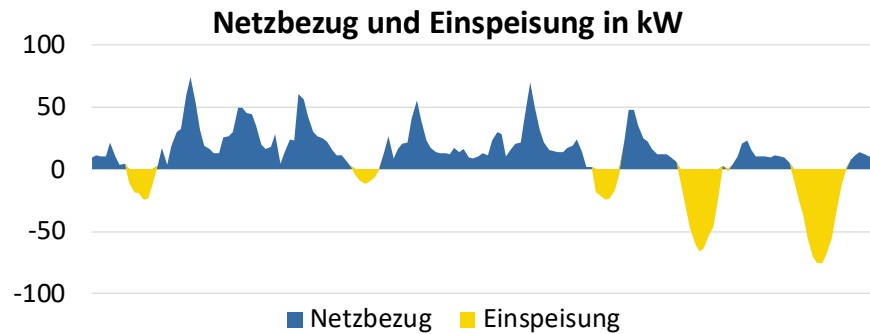
$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{Gesamtverbrauch}}$$

Beispiel: Mittelständisches Logistik-Unternehmen

Über ein Jahr hinweg werden so 116 MWh Strom selbst verbraucht. Insbesondere am Wochenende wird der PV-Strom tagsüber ins Stromnetz eingespeist. Insgesamt ergibt sich eine Einspeisung von 50 MWh pro Jahr. Abbildung 5 zeigt die Zeiten und Höhe von Einspeisung und Netzbezug.

Abbildung 5

Netzbezug und Einspeisung des beispielhaften Logistikunternehmens in einer typischen Woche (Montag bis Sonntag)



Quelle: Eigene Darstellung (FfE)

Schritt VI: Investitionskosten abschätzen

Die Investitionskosten können initial über die Anlagenleistung und spezifische Investitionskosten abgeschätzt werden. Die spezifischen Anlagenkosten liegen bei 700–2.000 EUR/kW_p [12], wobei Werte 800 –1.200 EUR/kW_p für Dach- und 700 – 900 EUR/kW_p für Freiflächenanlagen typisch sind.

$$\text{Investitionskosten} = \text{Anlagenleistung in kW}_p * \text{spez. Investitionskosten in } \frac{\text{€}}{\text{kW}_p}$$

Beispiel

Das mittelständische Logistikunternehmen (Schritt V.) hat Spezifische Investitionskosten von 900 EUR/kW_p

$$\text{Investitionskosten} = 158 \text{ kW}_p * 900 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p} = 142.200 \text{ €}$$

Schritt VII: Jährliche Einsparungen und Einnahmen bestimmen

Die jährlichen Einnahmen ergeben sich aus den Einsparungen durch Eigenverbrauch und gegebenenfalls dem Erlös für die Einspeisung des Überschussstroms:

$$\text{Einsparung in } \frac{\text{€}}{\text{a}} = \text{Eigenverbrauch in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * \text{Mittlerer Strompreis in } \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Einspeiseerlös in } \frac{\text{€}}{\text{a}} = \text{Überschussstrom in } \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * \text{Vergütung in } \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Bei Anlagen bis zu 100 kWp wird laut EEG eine Einspeisevergütung gezahlt. Ab 100 kWp wird eine Marktprämie gezahlt, die sich bei Anlagen bis zu 1.000 kWp an einem im EEG festgelegten Wert orientieren (Stand August 2025: 5,96 ct/kWh).

Beispiel

Das mittelständische Logistikunternehmen (Schritt V.) kalkuliert folgendermaßen:

- Eigenverbrauch: 116 MWh/a, Einspeisung: 50 MWh/a
- Einsparung durch Eigenverbrauch: 200 €/MWh
- Einspeisevergütung: 60 €/MWh

$$\text{Stromkosteneinsparung} = 116 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} * 200 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 23.200 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

$$\text{Einspeisevergütung} = 50 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} * 60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 3.000 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

Schritt VIII: Jährliche Betriebskosten abschätzen

Den Einnahmen gegenübergestellt werden Betriebskosten für Wartung, Versicherung und Monitoring. Bei PV-Anlagen kann dabei jährlich mit ca. 1,5 Prozent der Investitionskosten gerechnet werden [4].

Beispiel

Das mittelständische Logistikunternehmen (Schritt V.) kalkuliert mit Spezifischen Betriebskosten von 1,5 Prozent der Investitionskosten pro Jahr.

$$\text{Betriebskosten} = 142.200 \text{ €} * 1,5 \frac{\%}{\text{a}} = 2.133 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

Schritt IX: Wirtschaftlichkeit berechnen

Auf Basis der Investitionskosten, Betriebskosten und jährlichen Einnahmen lässt sich mittels favorisierter Methoden die Wirtschaftlichkeit bewerten. Im Folgenden wird die **Amortisationszeit** berechnet, um zu bestimmen, wie lange es dauert, bis die Investition in die PV-Anlage durch Einsparungen und Einnahmen ausgeglichen wurden.

Die Amortisationszeit berechnet sich nun wie folgt:

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{Investitionskosten in €}}{(\text{Einsparung} + \text{Einspeiseerlös} - \text{Betriebskosten}) \text{ in } \frac{\text{€}}{\text{a}}}$$

Beispiel

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{142.200 \text{ €}}{23.200 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 3.000 \frac{\text{€}}{\text{a}} - 2.133 \frac{\text{€}}{\text{a}}} = 5,9 \text{ a}$$

Für maximale Wirtschaftlichkeit ist eine gezielte Optimierung des Eigenverbrauchs entscheidend. Dazu gehören die Verschiebung geeigneter Lasten in sonnenintensive Stunden, der Einsatz von Energiemanagementsystemen, die Integration von Batteriespeichern sowie die Kopplung mit E-Mobilität, um Erzeugung und Verbrauch bestmöglich abzustimmen und Lastspitzen zu glätten.

Bei größeren Projekten (insbesondere Freiflächen-PV) sind neben § 6 EEG auch landesrechtliche Vorgaben zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürgern zu berücksichtigen. Zentral ist dabei das Bayerische Gesetz zur Beteiligung an den Erlösen aus Erneuerbaren Energien. Für typische Dach-PV-Anlagen im Unternehmensbereich ist dies regelmäßig nicht einschlägig; ansonsten sollte die Beteiligungsfrage jedoch frühzeitig in Kalkulation und Kommunikation einbezogen werden (vgl. ausführlich Kapitel 3.2).

2.3.10 Reduktion CO₂-Emissionen

Für viele Unternehmen sind die Reduktion von CO₂-Emissionen und eigene Klimaziele ein zentrales Motiv für die Investition in eine PV-Anlage. Umso höher der Strombedarf und der Emissionsfaktor des bezogenen Netzstroms (dieser ist über den Stromlieferanten erhältlich) sind, desto größer ist das CO₂-Einsparpotenzial.

Die potenzielle Einsparung lässt sich mit folgender Formel berechnen:

$$E_{\text{verm}} = EF_{\text{Netz}} * E_{\text{PV}} * a_{\text{EV}}$$

E_{verm} : vermiedene Emissionen
 EF_{Netz} : Emissionsfaktor Bezugsstrom
 E_{PV} : jährliche PV-Erzeugung
 a_{EV} : Eigenverbrauchsanteil

Beispiel:

Stromproduktion PV-Anlage: 200 MWh, Eigenverbrauchsanteil: 70 %, Emissionsfaktor Bezugsstrom: 0,35 kg CO₂-Äq./kWh

$$E_{\text{verm}} = 0,35 \frac{\text{kg CO}_2 - \text{Äq.}}{\text{kWh}} * 200 \text{ MWh} * 0,7 = 49 \text{ t CO}_2$$

Die Bilanz verbessert sich zusätzlich, wenn die PV-Erzeugung Lastspitzen verschiebt und dadurch indirekte Emissionen aus Spitzenkraftwerken vermeidet. Insgesamt stärkt PV die Klimastrategie, reduziert CO₂-Kosten bei und unterstützt die Berichterstattung durch klar quantifizierbare Wirkungen.

Prüffrage für die Projektentscheidung

Ist die Reduzierung von Treibhausgasemissionen Teil der Unternehmensstrategie und stiftet einen immateriellen Wert?

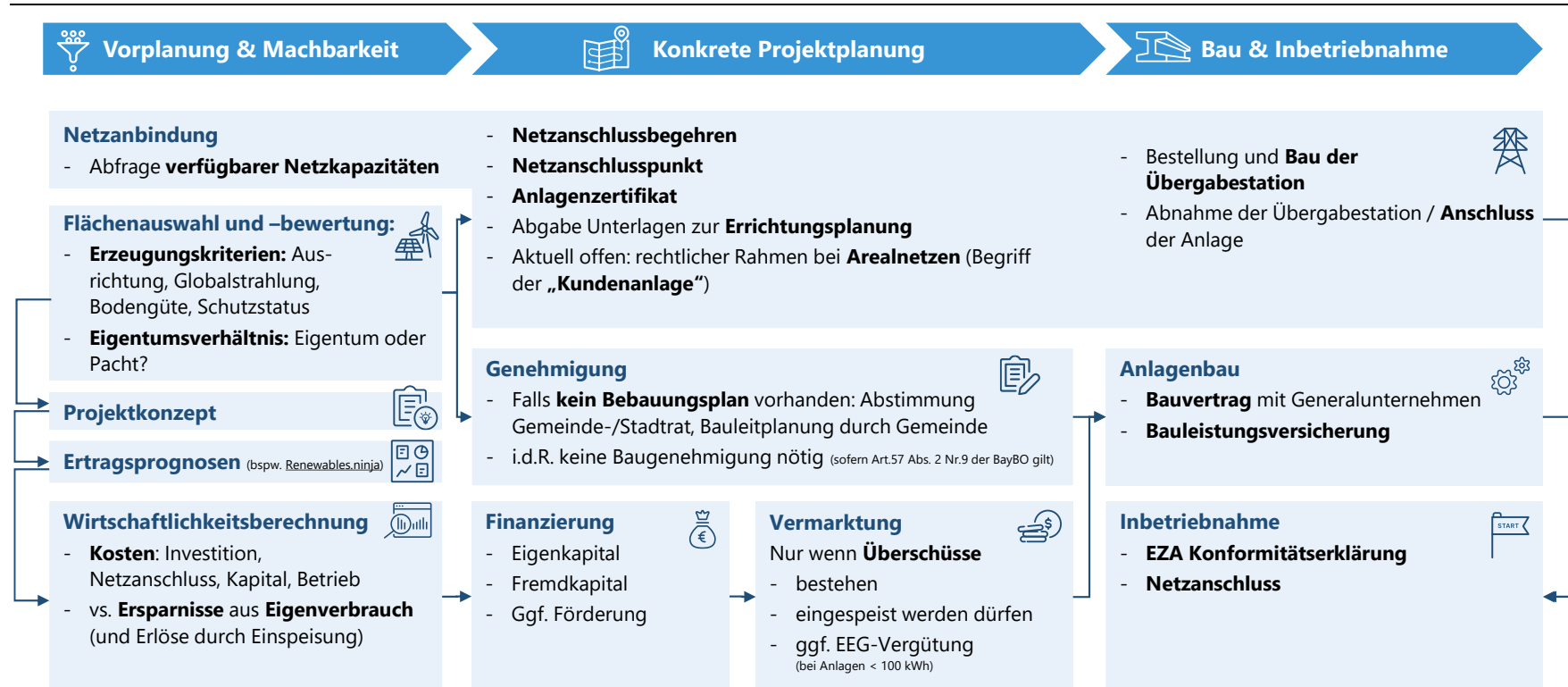
2.4 Übersicht PV-Projektierungsprozess

Abbildung 6 stellt den Projektierungsprozess einer PV-Anlage in drei Phasen dar: Vorplanung und Machbarkeit, konkrete Projektplanung sowie Bau und Inbetriebnahme. Sie veranschaulicht die zeitliche Abfolge und die zentralen inhaltlichen Schwerpunkte der einzelnen Phasen.

Jede Phase umfasst mehrere Projektschritte, die je nach Standort, Anlagentyp und Projektgröße unterschiedlich ausgeprägt sein können. Die Abbildung dient Unternehmen als Orientierung entlang des gesamten Planungs- und Umsetzungsprozesses. Ergänzend werden typische Stakeholder, mögliche Fallstricke sowie relevante Förderoptionen auf Bundes- und Landesebene (Freistaat Bayern) aufgezeigt.

Abbildung 6

Prozessübersicht der Projektierung einer PV-Anlage



Quelle: Eigene Darstellung (FfE)

2.4.1 Vorplanung und Machbarkeit

Ziel der Vorplanung ist es, frühzeitig zu prüfen, ob ein PV-Projekt am vorgesehenen Standort technisch umsetzbar und wirtschaftlich sinnvoll ist. In dieser Phase werden zentrale Weichenstellungen vorgenommen, die über die weitere Projektverfolgung entscheiden. Neben technischen und wirtschaftlichen Fragen sind insbesondere Eigentumsverhältnisse, Netzanschlussmöglichkeiten und regulatorische Rahmenbedingungen zu klären.

Flächenauswahl und -bewertung (PS 1.1)

In der Vorplanung werden potenzielle Dach- oder Freiflächen auf ihre grundsätzliche Eignung geprüft. Maßgeblich sind Ertragspotenzial, bauliche und statische Voraussetzungen sowie rechtliche Restriktionen, etwa aus Natur- oder Denkmalschutz. Diese Kriterien bilden die Grundlage für eine belastbare Standortentscheidung.

Netzabfrage (PS 1.2)

Parallel erfolgt eine unverbindliche Abfrage der verfügbaren Netzkapazitäten beim zuständigen Verteilnetzbetreiber (VNB). Ziel ist eine erste Einschätzung, ob und in welchem Umfang eine Einspeisung am Standort grundsätzlich möglich ist. Diese Abfrage ersetzt kein formelles Netzanschlussbegehren, dient jedoch der frühen Risikominimierung.

Indikativ werden dabei geklärt:

- verfügbare Kapazitäten im vorgelagerten Netz,
- mögliche Spannungsebene für Einspeisung,
- potenzielle Einspeisepunkte und
- erste technische Einschränkungen.

Projektkonzept (PS 1.3)

Auf Basis der Standort- und Netzbewertung wird ein technisches und wirtschaftliches Grundkonzept entwickelt. Dieses umfasst Anlagengröße, die Ausrichtung, möglichen Speichereinsatz sowie die vorgesehene Stromverwendung (Eigenverbrauch und Einspeisung). Zudem werden Förder-, Steuer- und Finanzierungsaspekte in das Konzept integriert.

Ertragsprognose und Wirtschaftlichkeitsberechnung (PS 1.4)

Die Ertragsprognose basiert auf standortbezogenen Einstrahlungsdaten sowie technischen Annahmen unter Berücksichtigung lokaler Einflussfaktoren. Darauf aufbauend wird der Eigenverbrauchsanteil abgeschätzt und eine erste projektbezogene Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt. In dieser Phase sollten bereits konkrete Kostenannahmen verwendet werden, um eine belastbare Entscheidungsgrundlage für die weitere Projektierung zu schaffen.

Stakeholderübersicht

Eine frühzeitige Einbindung relevanter Stakeholder reduziert das Risiko späterer Verzögerungen und Mehrkosten. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die relevanten Stakeholder der ersten Projektierungsphase. Die Projektierungsschritte (PS) sind in der ersten Spalte über die Kürzel referenziert: die erste Zahl beschreibt die Projektierungsphase, die zweite

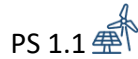
Zahl den Projektierungsschritt innerhalb der Phase. Die Symbole entsprechen denen in Abbildung 6 für eine einfachere Zuordnung.

Tabelle 3

Vorplanung: Stakeholder und Risiken

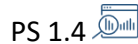
Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
<i>Eigentümer</i>	
PS 1.1 	– Unklare Eigentums-/Pachtverhältnisse – Kurzfristige Verträge ohne Investitionssicherheit – Fehlende Zustimmung bei mehreren Eigentümern
<i>Investoren</i>	
PS 1.4 	– Unrealistische Ertrags-/Kostenannahmen – Fehlende Sensitivitätsanalysen – Risiken negativer Preise / PPA unzureichend bewertet
<i>Projektmanager</i>	
PS 1.1 	– Fehlbewertung von Standortfaktoren – Unzureichende Prüfung z.B. baulicher Voraussetzungen
PS 1.2 	– Unklare Standortdaten / fehlende Abstimmung mit Netzbetreibern
PS 1.3 	– Technische Auslegung nicht am Lastprofil ausgerichtet – Falsche Dimensionierung (inkl. Eigenverbrauch/Einspeiselimits)
PS 1.4 	– Veraltete/ungeeignete Einstrahlungs- und Verlustannahmen (Verschattung, Systemverluste) – Verfügbarkeit zu optimistisch angesetzt – Betriebs-/Anschlusskosten unvollständig kalkuliert
<i>Finanzabteilung</i>	
PS 1.3 	– Strompreis/Laufzeit/Förderung zu optimistisch – Förder-/Steueraspekte nicht integriert
PS 1.4 	– Strompreisentwicklung/Eigenverbrauch/Förderkonditionen fehlerhaft angesetzt – Steuern/Finanzierungseffekte unzureichend berücksichtigt
<i>Kommune/ Behörde</i>	
PS 1.1 	– Späte Einbindung führt zu Verzögerungen – Natur-/Denkmalschutz nicht frühzeitig geklärt
PS 1.2 	– Verzögerungen bei Leitungsführung/Durchleitungen – Unklare Zuständigkeiten

Gutachter



PS 1.1

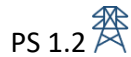
- Unvollständige/fehlerhafte Gutachten
- Daten nicht aktuell



PS 1.4

- Modellierung/Parameter (Wirkungsgrade, Temperatur, Verluste) unplausibel
- Fehlende Validierung/Plausibilisierung

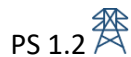
Verteilnetzbetreiber



PS 1.2

- Lange Bearbeitung / unklare Kapazitäten und Anforderungen
- Rückmeldungen verzögert (hohe Auslastung)
- Unvollständige Unterlagen bremsen das Verfahren

Installationspartner



PS 1.2

- Aufwand für Tiefbau/Leitungsanbindung unterschätzt
- Unzureichende Koordination mit Netzbetreiber

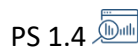
Systemanbieter



PS 1.3

- Inkompatible Komponenten / fehlende Netz- und Sicherheitsnachweise
- Liefer-/Preisrisiken (Engpässe, Änderungen)

Regulatorisches Umfeld/ Regulatorik



PS 1.4

- EEG-/Förder-/Ausschreibungsänderungen verändern Kalkulation
- Eigenverbrauch als Robustheitsfaktor nicht ausreichend berücksichtigt

2.4.2 Konkrete Projektplanung

Nach Abschluss der Vorplanung wird das Projekt verbindlich ausgearbeitet. In dieser Phase werden Netzanschluss, Genehmigungen, Finanzierung und Vermarktung konkret festgelegt. Ziel ist, alle Voraussetzungen für Bau und Inbetriebnahme zu schaffen. Fehleinschätzungen wirken sich hier besonders kosten- und zeitkritisch aus.

Netzanschluss (PS 2.1)

In dieser Phase erfolgt das formelle Netzanschlussbegehren beim zuständigen Netzbetreiber sowie die Festlegung des Netzanschlusspunktes. Umfang und Komplexität hängen maßgeblich von Anlagengröße und verfügbarer Netzkapazität ab. Technische Anforderungen, Zeitbedarf und mögliche Netzausbaukosten sollten frühzeitig in die Projekt- und Finanzplanung integriert werden.

Genehmigung (PS 2.2)

Je nach Standort und Anlagentyp sind unterschiedliche Genehmigungen erforderlich. Viele Dach-PV-Anlagen sind in Bayern verfahrensfrei, sofern keine öffentlichen Belange betroffen sind. Für Freiflächenanlagen können zusätzlich bauplanungs- oder naturschutzrechtliche Prüfungen relevant werden (Kapitel 2.3.1). Eine frühzeitige Abstimmung mit den zuständigen Behörden reduziert Genehmigungsrisiken.

Finanzierung (PS 2.3)

Die Finanzierung erfolgt häufig über eine Kombination aus Eigenmitteln und Förderdarlehen. Relevante Programme bestehen auf Bundes- und Landesebene (Kapitel 2.3.8). Eine realistische Liquiditätsplanung bis zur Inbetriebnahme ist entscheidend, um Verzögerungen oder Kostensteigerungen abzufedern.

Vermarktung (PS 2.4)

Die Vermarktungsstrategie richtet sich nach Anlagengröße, Eigenverbrauchspotenzial und Netzanschluss. Vorrangig ist zu prüfen, welcher Anteil des erzeugten Stroms wirtschaftlich im Unternehmen genutzt werden kann. Für eingespeiste Überschüsse gelten je nach Anlagentyp unterschiedliche EEG-Vorgaben (Kapitel 2.3.8). Bei Freiflächenanlagen ist zudem die Beteiligung von Kommunen und Gemeinden an den Erlösen nach § 6 EEG zu beachten.

Tabelle 5

Kurzüberblick der Einspeisungs- und Vergütungsmodelle.

Anlagentyp	Vermarktung	Hinweise
Dach-PV ≤ 100 kW	Einspeisevergütung oder Marktprämie	Eigenverbrauch möglich; Direktvermarktung optional
PV > 200 kW (Dach & Freifläche)	Direktvermarktungspflicht (Marktprämie)	Eigenverbrauch möglich; Direktvermarktung nur für Überschüsse
Freifläche ≤ 1 MW	Förderung ohne Ausschreibung	Nur nicht-landwirtschaftlich genutzte Flächen (§ 48 EEG)
Freifläche > 1 MW und Dach > 750 kW	Ausschreibungspflicht (BNetzA)	Zuschlag bestimmt Vergütung

Mit dem Solarpaket I entfällt die Marktprämie in Stunden mit negativen Börsenpreisen (Kapitel 2.3.8). Für die Projektentscheidung ist daher eine bewusste Vermarktungsstrategie erforderlich. Je nach Anlagengröße kommen Eigenverbrauch mit Teileinspeisung, verpflichtende Direktvermarktung oder – bei größeren Anlagen – langfristige Stromlieferverträge (z. B. PPA) in Betracht. Jede Variante ist mit unterschiedlichen Preis-, Mengen- und Prognoserisiken verbunden, die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung systematisch abzubilden sind (Kapitel 2.3.9).

Stakeholderübersicht

Eine frühzeitige Einbindung relevanter Stakeholder reduziert das Risiko späterer Verzögerungen und Mehrkosten. Im Vergleich zur Phase *Vorplanung und Machbarkeit* sind nun teils andere Stakeholder von Bedeutung, wie Tabelle 4 zeigt.

Tabelle 4

Projektplanung: Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
<i>Flächeneigentümer / Betreiber des Arealnetzes</i>	
PS 2.1 	– Rechtslage „Kundenanlage“ unklar – Zuständigkeiten/Zustimmung ungeklärt; interne Netzinfrastruktur unterschätzt
PS 2.2 	– Nutzungs-/Eigentumsrechte und Zustimmungen nicht gesichert – Konflikte bei naturschutzrelevanten Flächen
<i>Investoren und Projektentwickler</i>	
PS 2.3 	– Lange Prüfprozesse / zusätzliche Sicherheiten – Ablehnung wegen unvollständiger Modelle oder fehlender Genehmigungen – Technische Planung und Finanzierung/Erlösrisiken (Direktvermarktung) nicht abgestimmt
<i>Projektmanager</i>	
PS 2.1 	– Technische Vorabklärung fehlt – Anschlussannahmen falsch / Abstimmung mit VNB und Zertifizierer zu spät
PS 2.2 	– Unterlagen unvollständig; Verfahrensfreiheit nach BayBO falsch eingeschätzt – Behörden zu spät eingebunden
PS 2.3 	– Vermarktungsstrategie zu spät festgelegt – Fernwirktechnik-Anforderungen unklar – Schnittstellen Betreiber–Vermarkter–Netzbetreiber nicht sauber definiert
<i>Finanzabteilung</i>	
PS 2.3 	– Strompreise/Eigenverbrauch/Förderhöhe zu optimistisch – Liquiditätsplanung unklar – Bauverzug/Kostensteigerungen nicht eingepreist
PS 2.4 	– Marktprämie/Börsenpreise/PPA-Konditionen falsch angesetzt – Negative Preise unzureichend berücksichtigt – Langfristige Vertragsrisiken nicht bewertet

Kommune/ Behörde

- PS 2.2 
- Verzögerungen bei Bauleit-/FNP-Abstimmung
 - Zuständigkeiten/Auflagen (Natur/Wasser/Immission) unklar

Untere Naturschutz- und Denkmalschutzbehörden

- PS 2.2 
- Anforderungen spät erkennbar
 - Zusätzliche Gutachten erforderlich
 - Eingriffsregelungen beeinflussen Layout/Flächennutzung

Förderstellen

- PS 2.3 
- Förderbedingungen falsch interpretiert
 - Fristen versäumt / Kontingente ausgeschöpft
 - Programmänderungen/Antragsvoraussetzungen als politisches Risiko

Verteilnetzbetreiber

- PS 2.1 
- Lange Bearbeitung / Kapazitätsrückmeldungen unklar
 - Anschlussanforderungen (Schutz/Blindleistung/Fernwirktechnik) zu spät berücksichtigt
 - Unvollständige Unterlagen verzögern Anschluss

Zertifizierungsstelle

- PS 2.1 
- Verzögerungen beim Anlagenzertifikat
 - Zusätzliche Prüfanforderungen
 - Hoher Abstimmungsbedarf (v. a. Mittelspannung)

Versicherer

- PS 2.1 
- Zustimmungspflichten für WR-/Speicherstandorte
 - Brandschutz-/Abstandsanforderungen
 - Späte Einbindung → Verzögerungen/Deckungslücken

Direktvermarkter

- PS 2.4 
- Preisbildungsmodell/Fees intransparent
 - Prognosen/Reporting unzureichend
 - Fernwirk-/Datenanbindung verzögert

Stromkunden (z.B. PPA-Partner)

- PS 2.4 
- Vertragsrisiken (Laufzeit, Preisformel, Abnahme)
 - Bonitätsrisiken
 - Nachverhandlungen bei Marktänderungen
-

2.4.3 Bau und Inbetriebnahme

Nach Abschluss der Projektplanung wird das Vorhaben umgesetzt. Diese Phase reicht von der Errichtung der technischen Infrastruktur bis zur formalen Inbetriebnahme der Anlage. Fehler oder Verzögerungen wirken sich unmittelbar auf Zeitplan, Kosten und Erlöse aus.

Übergabestation und Netzanschluss (PS 3.1)

Vor dem Anlagenbau wird die Übergabestation errichtet und der elektrische Anschluss vorbereitet. Nach Abschluss der Arbeiten erfolgt die Abnahme durch den Netzbetreiber. Eine enge terminliche Abstimmung ist erforderlich, um Verzögerungen bei Anschluss und Zuschaltung zu vermeiden.

Anlagenbau (PS 3.2)

Der Anlagenbau erfolgt in der Regel durch ein Generalunternehmen, das Planung, Lieferung und Montage koordiniert. Für die Bauphase ist eine Bauleistungsversicherung sinnvoll, um Risiken aus Witterung, Transport oder Montagefehler abzudecken.

Generalunternehmen übernehmen häufig bereits vor Baubeginn unterstützende Aufgaben, etwa technische Vorprüfungen oder Abstimmungen mit Netzbetreibern und Prüfinstanzen. Eine frühe Einbindung erleichtert die Koordination und reduziert spätere Anpassungen.

Inbetriebnahme (PS 3.3)

Vor der Einspeisung sind alle technischen Nachweise zu erbringen, insbesondere die EZA-Konformitätserklärung gemäß den einschlägigen technischen Anschlussregeln. Nach erfolgreicher Prüfung und Netzanschluss gilt die Anlage als in Betrieb genommen. Erst ab diesem Zeitpunkt können Einspeisevergütung oder Direktvermarktung starten.

Stakeholderübersicht

Auch in dieser Phase treten neue Stakeholder hinzu, wodurch zusätzliche Koordinations- und Abstimmungsrisiken entstehen.

Tabelle 6

Bau und Inbetriebnahme: Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
<i>Grundstücks- oder Gebäudeeigentümer</i>	
PS 3.1 	– Einschränkungen bei Flächennutzung – Genehmigungs-/Zutrittsprobleme – Verantwortlichkeiten für bauliche Anpassungen unklar
<i>Projektmanager</i>	
PS 3.1 	– Unterlagen unvollständig – Bau-/Abnahmetermine schlecht koordiniert – Pufferzeiten fehlen

PS 3.2

- Schnittstellen unpräzise definiert
- Bauüberwachung fehlt
- Abstimmung mit VNB/Zertifizierer unzureichend

PS 3.3

- Abnahmetermine unzureichend koordiniert
- Unterlagen fehlerhaft/zu spät eingereicht
- Fehlende Abstimmung mit Direktvermarkter und Anlagenbetreiber

Zertifizierungsstelle

PS 3.2

- EZA-Konformität unvollständig/fehlerhaft
- Nachforderungen
- Lange Prüfzeiten (v. a. Mittelspannung)

Verteilnetzbetreiber

PS 3.1

- Verzögerte Terminabstimmung
- Verspätete Abnahme
- Kurzfristige technische Nachforderungen

PS 3.3

- Zuschaltung/Abnahme terminiert spät
- Zusätzliche Anforderungen (Fernwirktechnik/Schutz)
- Unterlagen unvollständig/Prüfung verzögert

Versicherer

PS 3.2

- Zuständigkeit/Deckung in Bauphase unklar
- Risiken nicht rechtzeitig angezeigt (Deckungslücken)

Bauunternehmen & Elektroinstallateur

PS 3.1

- Zuständigkeiten unklar
- Planungsfehler (Fundament/Kabeltrassen/Schutztechnik)
- Anforderungen des VNB nicht abgestimmt

Generalunternehmen

PS 3.2

- Leistungsabgrenzung Planung/Bau unklar
- Dokumentation fehlt
- Beschaffung/Montage verzögert

PS 3.3

- Messprotokolle unvollständig
- Installationsfehler
- Dokumentation für VNB/Direktvermarkter fehlt

Bauleitende & Montagepersonal

PS 3.2

- Montagefehler
- Herstellervorgaben nicht eingehalten
- Arbeitssicherheitsrisiken

Direktvermarkter

PS 3.3

- Fehlende technische Anbindung (z.B. Fernwirktechnik)
- Verspätete Registrierung im Marktstammdatenregister
- Verzögerter Beginn der Vermarktung

2.4.4 Anlagenbetrieb

Der wirtschaftliche Betrieb einer PV-Anlage setzt angemessenen Versicherungsschutz, verlässliches Monitoring sowie regelmäßige Wartung und Pflege voraus. Versäumnisse in diesen Bereichen führen häufig zu Ertragsverlusten, Haftungsrisiken oder Einschränkungen des Versicherungsschutzes.

Versicherung

PV-Anlagen sind Risiken wie Witterungseinflüsse, technischen Defekten oder Diebstahl ausgesetzt. Üblicherweise wird hierfür eine Allgefahrenversicherung abgeschlossen; ergänzend kann eine Ertragsausfallversicherung sinnvoll sein. Bei Bestandsgebäuden ist zu prüfen, ob die bestehende Gebäudeversicherung die PV-Anlage einschließt. Die Positionierung von Wechselrichtern und Speichern kann versicherungsrelevant sein und erfordert teilweise die Zustimmung des Versicherers. Der Versicherungsschutz sollte regelmäßig überprüft und bei Änderungen der Anlage angepasst werden.

Tabelle 7

Betrieb (Versicherung): Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
Versicherer	– Unklare Deckung, Zustimmungspflichten, Leistungsausschlüsse
Anlagenbetreiber	– Unzureichender Versicherungsschutz, verspätete Schadensmeldungen
Projektmanager	– Fehlende Abstimmung, unvollständige Unterlagen
Generalunternehmen	– Nichtbeachtung von Versicherungs- und Brandschutzvorgaben

Monitoring

Ein kontinuierliches Monitoring ermöglicht die frühzeitige Erkennung von Ertragsabweichungen, Störungen oder Ausfällen und ist damit zentral für einen wirtschaftlichen Betrieb. In der Praxis erfolgt das Monitoring über Herstellerportale, spezialisierte Plattformen oder externe Betriebsführungsdienstleister. Der Aufwand für Unternehmen ist gering und beschränkt sich auf Plausibilitätsprüfungen bzw. das Reagieren auf Warnmeldungen.

Tabelle 8

Betrieb (Monitoring): Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
Anlagenbetreiber	– Unzureichende Überwachung, verspätete Reaktion
Betriebsführungs-Dienstleister	– Verzögerte Störungsbearbeitung

Hersteller / Systemanbieter	– Datenprobleme, eingeschränkte Schnittstellen
Projektmanager	– Unklare Prozesse, fehlende Zugänge

Wartung

Regelmäßige Wartung sichert die Funktionsfähigkeit der Anlage und ist Voraussetzung für Garantie- und Versicherungsansprüche. Sie umfasst Sicht- und Funktionsprüfungen, die Kontrolle elektrischer Komponenten sowie die Dokumentation aller Maßnahmen. Häufig werden diese Aufgaben an O&M-Dienstleister (Operation and Maintenance) vergeben. Die Wartungsintervalle richten sich nach Anlagengröße, Anschlussart und Herstellervorgaben.

Tabelle 9

Betrieb (Wartung): Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
O&M-Dienstleister	– Unvollständige Wartung, mangelhafte Dokumentation
Anlagenbetreiber	– Fehlende Wartungsplanung, unzureichende Kontrolle
Hersteller	– Garantieverlust bei nicht fachgerechter Wartung
Projektmanager	– Unklare Zuständigkeiten, fehlende Wartungsverträge

Pflege

Die Pflege betrifft insbesondere Freiflächenanlagen, etwa durch Vegetationskontrolle, Wegesicherung und Zaunprüfung. Bei Dachanlagen kann je nach Standort eine bedarfsge-rechte Modulreinigung erforderlich sein. Eine abgestimmte Pflege trägt wesentlich zur Ertragssicherung und Betriebssicherheit bei.

Tabelle 10

Betrieb (Pflege): Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
Pflegedienstleister / Landschaftspflege	– Unzureichende Arbeiten, Beschädigungen
Anlagenbetreiber	– Fehlende Planung und Dokumentation
O&M-Dienstleister	– Unklare Zuständigkeiten
Grundstückseigentümer	– Eingeschränkter Zugang, ungeklärte Verantwortung

2.4.5 Rückbau, Recycling und Verkauf

Zum Ende der technischen Lebensdauer oder bei veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen Unternehmen über den weiteren Umgang mit der PV-Anlage entscheiden. Neben dem vollständigen Rückbau kommen insbesondere Weiterbetrieb, Repowering oder der Verkauf der Anlage in Betracht.

Der Rückbau umfasst die fachgerechte Demontage von Modulen, Unterkonstruktion und elektrischen Komponenten sowie deren ordnungsgemäße Entsorgung. Ein Großteil der Materialien, insbesondere Glas, Aluminium und Metalle, kann recycelt werden. Hierfür stehen spezialisierte Recyclingunternehmen mit etablierten Verfahren zur Verfügung.

Alternativ kann ein Repowering wirtschaftlich sinnvoll sein, bei dem ältere Module durch leistungstärkere Komponenten ersetzt werden. Auch ein Weiterbetrieb über die ursprünglich kalkulierte Lebensdauer hinaus ist möglich, sofern die Anlage technisch zuverlässig arbeitet und die Betriebskosten gering bleiben. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Anlage als Ganzes zu veräußern, etwa an Investoren oder spezialisierte Zweitmarktakeure.

Bei Freiflächenanlagen sind Rückbauauflagen aus Genehmigungsbescheiden zwingend zu beachten. Diese enthalten häufig Vorgaben zu Zeitrahmen, Wiederherstellungspflichten oder Sicherheitsmaßnahmen. Eine frühzeitige Planung vermeidet rechtliche oder finanzielle Risiken.

Tabelle 11

Rückbau, Recycling und Verkauf: Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
Anlagenbetreiber	– Fehlende Rückstellungen, verspätete Planung, nicht beachtete Auflagen
Recyclingunternehmen	– Unsachgemäße Demontage, fehlende Entsorgungs- oder Recyclingnachweise
Kommune/ Behörde	– Nicht erfüllte Rückbau- oder Wiederherstellungspflichten
Investoren	– Falsche Bewertung des technischen Anlagenzustands, ungeklärte Betreiberpflichten
Generalunternehmen / ursprünglicher Errichter	– Unvollständige Dokumentation zur Anlagenhistorie

3 Eigenenergieerzeugung durch Windenergieanlagen

Genehmigungsrecht als zentraler Entscheidungsfaktor

Dieser Leitfaden betrachtet sowohl Vertikal-Windgeneratoren mit geringer Gesamthöhe als auch freistehende Windenergieanlagen (WEA) mit Turm. Letztere werden – je nach Gesamthöhe – in kleinere Anlagen (< 50 m) und größere Anlagen (> 50 m) unterschieden.

Windenergie kann für Unternehmen in Bayern insbesondere dann eine Option sein, wenn ausreichend große Freiflächen, ein kontinuierlicher Strombedarf und geeignete Windverhältnisse zusammentreffen. Dies betrifft vor allem energieintensive Betriebe, Logistikzentren und größere Gewerbestandorte in windbegünstigten Regionen, etwa in Teilen Oberbayerns und Frankens.

Im Vergleich zu PV-Anlagen spielen bei WEA genehmigungsrechtliche Anforderungen eine zentrale Rolle. Daneben sind technische, baurechtliche und wirtschaftliche Kriterien zu berücksichtigen, die maßgeblich bestimmen, welcher Anlagentyp am jeweiligen Standort realisierbar ist. Diese Faktoren prägen die Entscheidungsfindung und werden im Folgenden kompakt dargestellt.

3.1 Windenergieanlagen: Das Wichtigste auf einen Blick

Die folgende Checkliste bündelt die zentralen Prüfschritte bei der Projektierung von Vertikal-Windgeneratoren und Onshore-WEA in Bayern.

Entscheidungsfindung

- Regionalpläne und Windhöffigkeit prüfen; geeignete Flächen rechtlich und tatsächlich sichern.
- Genehmigungsaufwand realistisch einschätzen: Je größer und leistungsstärker die Anlage, desto komplexer das Verfahren.
- Unterschiedliche Anforderungen berücksichtigen: Vertikal-Windgeneratoren mit vereinfachten Vorgaben; Onshore-WEA häufig mit umfangreichen Gutachten (BImSchG, Schall, Schatten, Artenschutz).
- Erzeugungsprofil (mehr Strom nachts und im Winter) mit dem betrieblichen Lastgang abgleichen; ausreichende Grundlast verbessert die Eigenverbrauchsquote.
- Netzanschluss früh klären; mögliche Netzverstärkungen, Leitungsbau oder Übergabestationen einplanen.
- Förderfähigkeit, Vermarktungsstrategie (EEG, Marktprämie), Finanzierung und ggf. kommunale Beteiligungspflichten prüfen.
- Wirtschaftlichkeit anhand standortbezogener Kennwerte überschlägig bewerten.

Zentrale Erfolgsfaktoren der Projektierung

- Bau-, planungs- und immissionsschutzrechtliche Anforderungen frühzeitig klären.
- Standort projektspezifisch prüfen (Windbedingungen, Untergrund, Umgebung, Abstände).
- Netzanschluss rechtzeitig beantragen und technische Anforderungen berücksichtigen.
- Abstimmung mit Behörden strukturiert organisieren; Verfahrensänderungen einkalkulieren.
- Relevante Stakeholder früh einbinden, insbesondere:
 - Netzbetreiber,
 - Kommune, Regionalplanung und Naturschutzbehörden,
 - Gutachter, Zertifizierungsstellen und Projektentwickler.
- Typische Risiken vermeiden:
 - Unvollständige Antragsunterlagen,
 - verspätete Netzaabstimmung,
 - unklare Zuständigkeiten zwischen Projektbeteiligten.

3.2 Entscheidungskriterien bei WEA

Im Vergleich zu PV-Anlagen sind WEA nur begrenzt modular. Die installierte Leistung und das Erzeugungsprofil lassen sich deutlich weniger an den unternehmensspezifischen Strombedarf anpassen. Entsprechend unterscheiden sich die technischen, baurechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die Projektierungslogik grundlegend von PV-Anlagen. Insbesondere Genehmigungsfragen, standortspezifische Restriktionen und der Netzanschluss prägen Windenergieprojekte maßgeblich.

Die folgenden Entscheidungskriterien werden bewusst in komprimierter Form dargestellt; vertiefende Ausführungen zu Planungs- und Genehmigungsverfahren finden sich in den jeweiligen Unterkapiteln. Bei Windenergieanlagen sollten frühzeitig ein belastbares Windgutachten sowie – abhängig von der Anlagengröße – geeignete Modelle der Bürgerbeteiligung geprüft werden. Zudem sind die Netzanschlussfähigkeit und zentrale naturschutzrechtliche Anforderungen bereits in einer frühen Projektphase zu klären.

Flächenverfügbarkeit und Standort

Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen ist ein zentrales Entscheidungskriterium. Neben der Fundamentfläche sind Abstands- und Schutzbereiche zu berücksichtigen. In Bayern ist hierbei insbesondere die – Ende 2022 deutlich gelockerte – 10H-Regel relevant. Nicht jeder Standort eignet sich aufgrund der lokalen Windhöffigkeit für den wirtschaftlichen Betrieb von WEA; diese sollte standortbezogen geprüft werden.

Bauvorschriften

Für Vertikal-Windgeneratoren gelten häufig vereinfachte baurechtliche Anforderungen. Freistehende WEA mit Turm (insbesondere mit Gesamthöhen > 50m) unterliegen hingegen umfangreichen Abstands-, Immissions- und Genehmigungsregelungen.

Statik der Dachkonstruktion

Bei gebäudegebundenen Vertikal-Windgeneratoren ist die Statik der Dachkonstruktion zu prüfen. Die Anlagen wirken punktuell auf das Dach; das Eigengewicht ist in der Regel gering, dennoch sind Tragfähigkeit und Schwingungsverhalten zu berücksichtigen.

Stromerzeugungsprofil und Verbrauch

Die Stromproduktion aus Wind ist volatiler und weniger planbar als bei PV. Typischerweise ist die Erzeugung nachts und im Winter höher. Eine gezielte Anpassung an das unternehmensspezifische Lastprofil ist daher nur eingeschränkt möglich. Die WEA kann jedoch als Ergänzung zu einer PV-Anlage, die im Sommer und mittags die höchsten Erträge liefert, genutzt werden.

Netzanschluss

Der Netzanschlussbedarf stellt insbesondere bei freistehenden WEA einen kritischen Faktor dar. Anlagen über 1 MW speisen in der Regel in das Mittel- oder Hochspannungsnetz ein und erfordern häufig Netzverstärkungen, neue Leitungen oder neue Übergabestationen. Anschlussbedingungen, Kosten und Zeitbedarf sind stark standortabhängig und können die Wirtschaftlichkeit erheblich beeinflussen [13].

Förderfähigkeit

Die Förderung von WEA erfolgt im Wesentlichen über das EEG. Anlagen über 200 kW unterliegen der Direktvermarktungspflicht. Onshore-WEA ab 1.000 kW sind ausschreibungspflichtig (§§ 22, 28 EEG). Bei Onshore-WEA, die an Ausschreibungen teilnehmen, richtet sich die Höhe der Gebotswerte nach den erteilten Zuschlägen. Für 2026 liegt der Wert bei 7,32 ct/kWh [8]. Für Bestandsanlagen gilt Bestandsschutz, d. h. es greifen die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme geltenden Vergütungssätze des jeweiligen EEG. Ergänzend stehen zinsgünstige Darlehen und Finanzierungsinstrumente zur Verfügung, z.B. über KfW-Programme oder die LfA Förderbank Bayern.

Kommunale und finanzielle Beteiligung

Neben § 6 EEG ist das Bayerische Gesetz zur Beteiligung an den Erlösen aus Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Es konkretisiert landesrechtlich die Möglichkeiten bzw. Verpflichtungen zur finanziellen Beteiligung von Kommunen im Umfeld von Windenergieprojekten.

Für Projektträger bedeutet dies, dass Beteiligungsangebote nicht nur kommunikative Instrument zur Akzeptanzsteigerung sind, sondern struktureller Bestandteil der Projektkonzeption. Art, Umfang und Ausgestaltung der Beteiligung wirken sich unmittelbar auf Finanzierungsstruktur, Erlöserwartung und Wirtschaftlichkeitsrechnung aus.

Entsprechende Beteiligungsmodelle (z. B. feste Abgaben je erzeugter Kilowattstunde, gesellschaftsrechtliche Beteiligungen oder sonstige finanzielle Angebote) sollten daher frühzeitig in die Projektkalkulation, in Gespräche mit Standortkommunen sowie in das Genehmigungs- und Kommunikationskonzept integriert werden.

Wirtschaftlichkeit

Damit Vertikal-Windgeneratoren wirtschaftlich betrieben werden können, ist eine ausreichend hohe Windgeschwindigkeit (diese unterscheidet sich je nach Modell) nötig. Außerdem sollte ein hoher Eigenverbrauchsanteil zeitunabhängig möglich sein. Die Investitionskosten liegen für Vertikal-Windgeneratoren überwiegend im vierstelligen Euro-Bereich (ohne Netzanschluss).

Die Wirtschaftlichkeit von WEA ist stark standortabhängig und eng mit Windhöufigkeit, Genehmigungsdauer und Netzanschlusskosten verknüpft. Eine hohe Grundlast ist grundsätzlich vorteilhaft für die Wirtschaftlichkeit von WEA. Bei Onshore-WEA betragen die Investitionskosten ohne Fundament etwa 500 Euro/kW [14] und insgesamt etwa 1.300 bis 1.900 Euro/kW [12]. Der Capacity Factor (CF), der ein Maß für die Potenzialausnutzung der Anlage darstellt, liegt in Deutschland bei Onshore-WEA bei 0,2–0,3 [10]. Abbildung 7 zeigt eine beispielhafte Wirtschaftlichkeitsabschätzung für eine Onshore-WEA mit 3 MW Nennleistung. Die Amortisationszeit liegt typischerweise zwischen 5 und 15 Jahren [15] [16].

Abbildung 7

Wirtschaftlichkeitsabschätzung einer Onshore-WEA (Beispiel)

Ausgangsdaten	Nennleistung: 3 MW Spez. Investitionskosten: 1,3 Mio.€/MW Spez. Betriebskosten: 2,5 % der Investitionskosten pro Jahr	Capacity Factor (CF): 0,25 Jahresstunden: 8.760 h/a Strompreis (Einkauf): 0,18 €/kWh Strompreis (Verkauf): 0,07 €/kWh
Jahresertrag:	Jahresertrag = Nennleistung * Capacity Factor * Jahresstunden = 3 MW * 0,25 * 8.760 h/a = 6.570 MWh/a	
Eigenverbrauch:	Einbindung Lastgang und Prognosewert aus Winddatenbank (z.B. Renewables.ninja oder Windatlas) → Beispielhaftes Ergebnis für weitere Betrachtung: 2 GWh/a Eigenverbrauch	
Einnahmen:	Einsparung = Eigenverbrauch * Strompreis _{Einkauf} = 2 GWh * 0,18 €/kWh = 360.000 €/a Überschuss = (Jahresertrag – Eigenverbrauch) * Strompreis _{Verkauf} = (6,57 GWh – 2 GWh) * 0,07 €/kWh = 319.900 €/a	
Kosten:	Investitionskosten = Nennleistung * spez. Investitionskosten = 3 MW * 1,3 Mio.€/MW = 3,9 Mio.€ Betriebskosten = Investitionskosten * spez. Betriebskosten = 3,9 Mio.€ * 2,5 %/a = 97.500 €/a	
Amortisationszeit:	Amortisationszeit = Investitionskosten / (Einnahmen – Betriebskosten) = 3,9 Mio.€ / (360.000 €/a + 319.900 €/a – 97.500 €/a) ≈ 6,7 Jahre	

Quelle: Eigene Darstellung (FfE)

Reduktion von CO₂-Emissionen

Das Potenzial zur CO₂-Minderung ist grundsätzlich hoch, hängt jedoch vom Strombedarf des Unternehmens und vom Emissionsfaktor des verdrängten Netzstroms ab. Die Abschätzung erfolgt analog zu PV-Anlagen (Kapitel 2.3.10).

3.3 Relevante Aspekte des Projektierungsprozesses von WEA

Im Vergleich zu PV-Projekten wird der Projektverlauf von WEA maßgeblich durch Planungs- und Genehmigungsanforderungen geprägt. Projektrisiken entstehen dabei häufig weniger aus der Anlagentechnik selbst als aus bauplanungs-, raumordnungs- oder immissionsschutzrechtlichen Fragestellungen. Verzögerungen, zusätzliche Auflagen oder Ablehnungen können den Projektzeitplan und die Wirtschaftlichkeit erheblich beeinflussen. Eine strukturierte Einordnung dieser Anforderungen ist daher zentral für die Projektbewertung.

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die wesentlichen Aspekte der Planungs- und Genehmigungsverfahren für WEA in Bayern dargestellt. Dabei wird unterschieden zwischen:

- Vertikal-Windgeneratoren auf Gebäuden (unter 15 m)
- Kleinen freistehenden Onshore-WEA mit Turm (unter 50 m)
- Großen freistehenden Onshore-WEA mit Turm (über 50 m)

Diese Differenzierung ist erforderlich, da sich Verfahrensart, Genehmigungstiefe, Behördenbeteiligung und rechtliche Risiken je nach Anlagentyp deutlich unterscheiden. Während kleinere Anlagen teilweise vereinfachten Verfahren unterliegen, erfordern große freistehende Onshore-WEA in der Regel formelle und komplexe Genehmigungsprozesse. Abweichungen im Einzelfall sind möglich und hängen insbesondere von Standort, Anlagenkonfiguration und dem jeweils anwendbaren Genehmigungsregime ab.

3.3.1 Flächensicherung – Gebietskulisse Windkraft in Bayern

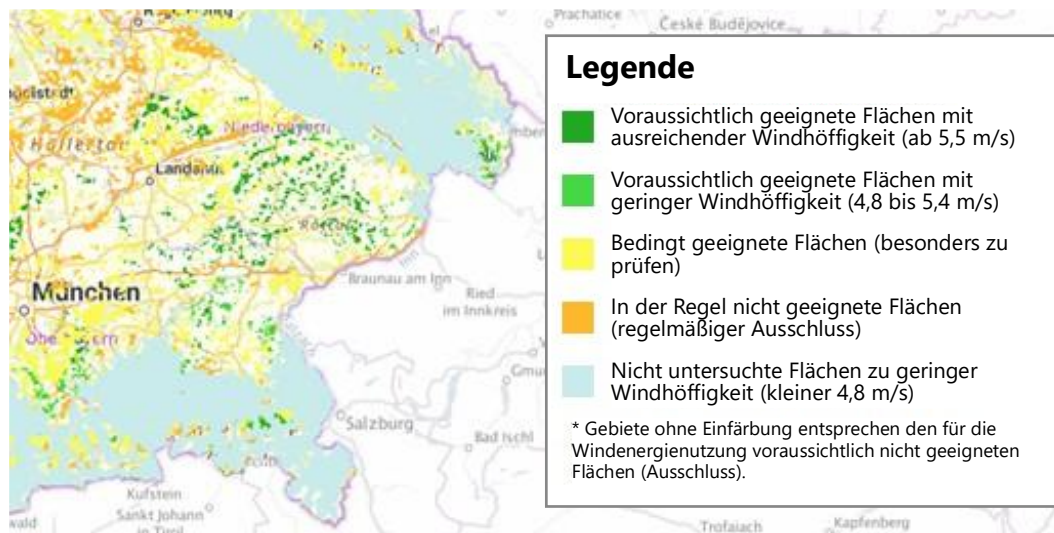
Zu einer ersten Orientierung potenzieller Standorte stellt der Freistaat Bayern die Gebietskulisse Windkraft bereit. Sie dient als Einstieg in die Flächensondierung, bevor vertiefte Planungs- oder Genehmigungsschritte erfolgen. Die Darstellung ordnet Flächen nach ihrer voraussichtlichen Eignung auf Basis der Windhöflichkeit und ermöglicht so eine strukturierte Vorauswahl (Abbildung 8).

Die Gebietskulisse ersetzt keine projektbezogene Prüfung. Für die rechtlich belastbare Flächensicherung sind vielmehr die Regionalpläne maßgeblich. Diese weisen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für WEA gebietsscharf aus und sind damit entscheidend für die tatsächliche Umsetzbarkeit eines Projekts [17].

Für Vertikal-Windgeneratoren besonders geeignete Orte werden nicht explizit ausgewiesen. Grundsätzlich sind Vertikal-Windgeneratoren dort interessant, wo es in bebauten Gebieten z.B. durch Gebäude lokal zu einer Kanalisierung von Wind (Venturi-Effekt) kommt. Idealerweise erfolgt allerdings gerade im innerstädtischen Bereich, wo es durch Barrieren zu Verwirbelungen kommen kann, eine Windmessung am geplanten Errichtungs-ort.

Abbildung 8

Ausschnitt der Gebietskulisse Windkraft



Quelle: Gebietskulisse Windkraft Bayern [18]

3.3.2 Planungs- und Genehmigungsschritte

Der Genehmigungsrahmen für WEA reicht von verfahrensfreien Vorhaben nach der BayBO bis zu formellen Genehmigungsverfahren nach dem BauGB und BImSchG. Abhängig vom Anlagentyp können zudem naturschutzrechtliche Prüfungen, technische Gutachten (z. B. Schall, Schatten, Eiswurf), der Netzanschluss sowie EEG-rechtliche Anforderungen relevant werden. Umfang, Dauer und Risiko der Projektierung unterscheiden sich dabei erheblich.

Tabelle 12

Genehmigungspflichten nach Anlagentyp

Planungs-/Genehmigungsschritt	Aufdach (< 15m)	Onshore-Klein (< 50m)	Onshore-Groß (> 50m)
Bauplanungsrecht	Verfahrensfrei (§ 57 BayBO)	Baugenehmigung (§§ 29 ff. BauGB)	Bauleitplanung im Außenbereich (§ 35 BauGB); ggf. Regionalplanung / Konzentrationszonen
Immissionsschutz	Keine Genehmigung erforderlich; aber Beachtung der §§ 22–25 BImSchG	Nicht erforderlich	Genehmigungspflicht (§ 4 BImSchG, 4. BImSchV)

Genehmigungsart	-	-	< 20 WEA: § 19 BIm-SchG (vereinfacht); ≥ 20 WEA: § 10 BIm-SchG (förmlich)
Naturschutz	Einzelfall bei Artenschutz	Erforderlich	Erforderlich; UVP ggf. entbehrlich (§ 6 WindBG)
Netzanschluss	Anmeldung bei Netzbetreiber	Anmeldung + technische Nachweise	Netzverträglichkeitsprüfung (§ 8 EEG)
Förderung / EEG	EEG-Vergütung gering, Eigenverbrauch	EEG-Vergütung	EEG-Ausschreibungspflicht ab > 1.000 kW installierter Leistung
Technische Nachweise	Standortsicherheit Gebäude	Schall, Schatten	Vollständige Gutachten (Schall, Schatten, Eiswauf, Blitzschutz)

Der Planungsumfang erfordert auch eine frühzeitige Einbindung zentraler Akteure, insbesondere Kommunen, Fachbehörden und Netzbetreiber. Fehlannahmen oder unvollständige Unterlagen können den Projektverlauf erheblich verzögern.

Tabelle 13

Projektierung: Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke und Risiken
Anlagenbetreiber	– Falsche Einordnung des Genehmigungsbedarfs, unvollständige Anträge
Kommune / Behörde	– Verzögerungen durch Bauleitplanung – Uneinheitliche Auslegung Bauplanungsrecht – Vollständigkeit des Antrags nicht bestätigt – Genehmigungen können nachträglich geändert werden
Immissions- und Naturschutz	– Nachforderungen, zusätzliche Prüfungen
Netzbetreiber	– Unklare Netzkapazität, verspätete Anmeldung
Umliegende Unternehmen	– Konkurrenz um Flächen oder Abstände
Gutachter / Fachplaner	– Nicht genehmigungsfähige oder inkonsistente Gutachten

3.3.3 10H-Regel

Die 10H-Abstandsregelung ist ein landesspezifisches Steuerungsinstrument für große freistehender Onshore-WEA in Bayern. Sie legt einen Mindestabstand zur Wohnbebauung fest, der dem Zehnfachen der Anlagenhöhe entspricht. Über viele Jahre hatte die Regel eine stark begrenzende Wirkung auf den Ausbau der Windenergie.

Mit der Novellierung im Jahr 2022 wurde der Anwendungsbereich der 10H-Regel angepasst. Sie besteht weiterhin fort, ihre praktische Bedeutung hat jedoch deutlich abgenommen (Abbildung 9). Für die Flächensicherung und Genehmigungsfähigkeit sind heute vor allem die Festlegungen der Regionalplanung maßgeblich. In ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebieten tritt die 10H-Regel regelmäßig in den Hintergrund.

Abbildung 9

Eckdaten zur 10H-Regel in Bayern (Stand: 2026)

10H ... fordert Mindestabstand von 10× Gesamthöhe der Windenergieanlage zu Wohngebäuden in bebauten Ortsteilen	
... fußt rechtlich auf ... Art. 82 BayBO und § 35 BauGB	
... gilt für ... Windenergieanlagen im Außenbereich, für die Art. 82 BayBO Anwendung findet (typischerweise Onshore-WEA >50m)	
... und entfällt bei ... • Aufdach-WEA, • Anlagen außerhalb des Außenbereichs oder • Vorhaben, für die gesetzliche Ausnahme gilt.	
Ausnahmen: • Bebauungsplan oder Sondergebiet „Windenergie“ • Vorrang-/Vorbehaltsgebiete der Raumordnung • Nähe zu Autobahnen oder Bahntrassen (Art. 82 Abs. 5 Nr. 3 BayBO) • Gewerbe-/Industriegebiete, wenn Strom überwiegend zur Versorgung der Betriebe bestimmt ist (Art. 82 Abs. 5 Nr. 2 BayBO) • Waldstandorte, wenn vom Mittelpunkt des Mastfußes bis zum Waldrand mindestens der Rotorradius eingehalten wird (Art. 82 Abs. 5 Nr. 6 BayBO) • Repowering	

Quelle: BayBO, BauGB

Trotz der Anpassungen kann der Fortbestand der 10H-Regel in der Praxis weiterhin zu Fehlannahmen führen, insbesondere bei Akteuren, die nicht mit der aktuellen Rechtslage vertraut sind. Typische Fallstricke werden in Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14

10H-Regel: Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke
Anlagenbetreiber	– Fehlannahme, dass die 10H-Regel gar nicht mehr gilt; Ausnahmen nicht geprüft
Kommune/Behörde	– Abweichende Auslegung der 10H-Regel führt zu Verzögerungen
Planer Projektierer	– Standortwahl ohne belastbare Prüfung der 10H-Anwendbarkeit
Anwohner	– Einwände auf Basis überholter Rechtslage

3.3.4 Netzanschluss

Unabhängig von der Anlagengröße ist frühzeitig eine Anmeldung beim zuständigen Netzbetreiber erforderlich. Dieser prüft die geplante Einspeiseleistung, legt den Netzanschlusspunkt fest und definiert die technischen Anschlussbedingungen. Mit zunehmender Anlagengröße steigen Prüfaufwand, Bearbeitungsdauer und Komplexität deutlich.

Während bei Vertikal-Windgeneratoren einfache technische Basisdaten häufig ausreichen, erfordern größere freistehende Anlagen vollständige technische Spezifikationen einschließlich Netzverträglichkeitsprüfung. Mit höherer Leistung nehmen zudem die Anforderungen an Blindleistungsregelung, Einspeisemanagement (Redispatch 2.0) und Direktvermarktung zu. Netzanschlusskosten und Fristen hängen wesentlich vom notwendigen Netzausbau ab [13].

Tabelle 15

Übersicht relevanter Informationen zum Netzanschluss von Windenergieanlagen

Planungs-/Genehmigungsschritt	Aufdach (< 15m)	Onshore-Klein (< 50m)	Onshore-Groß (> 50m)
Anmeldung bei Netzbetreiber	Vereinfacht ohne Netzverträglichkeitsprüfung	Ja, mit technischen Daten	Ja, mit Netzverträglichkeitsprüfung
Technische Daten der Anlage	Leistung, Spannung	Leistung, Spannung, Schutzkonzept	Vollständige technische Spezifikation
Lageplan / Kabeltrassen	Gebäudeplan	Standort- und Trassenplan	Detaillierter Lage- und Trassenplan

Genehmigung	Verfahrensfrei	Baugenehmigung	BImSchG-Genehmigung
Blindleistungsregelung	Erforderlich (VDE-AR-N 4105)	Erforderlich (VDE-AR-N 4110/4120)	Erforderlich (VDE-AR-N 4110/4120)
Einspeisemanagement	Nicht erforderlich	Pflicht ab 100 kW	Pflicht (Redispatch 2.0)
Direktvermarktung	Nicht erforderlich	Pflicht ab 100 kW	Pflicht
Fristen	I. d. R. mehrere Wochen	I. d. R. mehrere Wochen	I. d. R. mehrere Wochen
Kosten	Gering (Hausanschluss)	Mittel (eigene Trafostation)	Hoch (Netzausbau möglich)

Der Netzanschluss ist ein zentraler Zeit- und Kostenfaktor im Projektverlauf. Verzögerungen entstehen häufig durch späte Anmeldungen, unvollständige Unterlagen oder fehlende Abstimmung zwischen Genehmigungs- und Netzanschlussplanung.

Tabelle 16

Netzanschluss: Stakeholder und Risiken

Stakeholder	Mögliche Fallstricke
Anlagenbetreiber	– Netzanschlusskosten und -dauer unterschätzt; späte Anmeldung
Netzbetreiber	– Lange Prüfzeiten; zusätzlicher Netzausbau erforderlich
Planer / Projektierer	– Leitungslängen und Trassen nicht ausreichend berücksichtigt; fehlende Abstimmung mit Genehmigungen
Investoren	– Kosten- und Terminrisiken nicht angemessen einkalkuliert

4 Power Purchase Agreement

Langfristige Stromlieferverträge als Instrument im Bereich der Eigenenergieerzeugung

Power Purchase Agreements (PPAs) sind langfristige Stromlieferverträge – meist für Strom aus neu errichteten PV- oder Windenergieanlagen –, die Abnahme, Preisstruktur, Liefermodalitäten, Vertragslaufzeit und die Verteilung von Risiken zwischen den Parteien festlegen. PPAs regeln insbesondere Abnahmeverpflichtungen, Preisstruktur, Liefermodalitäten, Vertragslaufzeit sowie die Verteilung von Risiken zwischen den Parteien.

Für Unternehmen, die Eigenenergieerzeugung planen, sind PPAs insbesondere in zwei Konstellationen relevant. Einerseits als On-site-PPA, bei denen ein Dritter eine PV-Anlage oder WEA auf dem Unternehmensstandort errichtet und das Unternehmen langfristig mit Strom versorgt. Andererseits als Erlös- und Finanzierungsinstrument für größere Dach- oder Freiflächenanlagen, bei denen langfristige PPAs mit Industrieabnehmern oder Energieversorgern die Direktvermarktung absichern.

Darüber hinaus entwickeln sich neue PPA-Formate, etwa Multi-Buyer-PPA, Multi-Seller-PPA sowie technologie- oder standortübergreifende Modelle, die eine breitere Risikostreuung und bessere Abbildung unterschiedlicher Lastprofile ermöglichen.

Der rechtliche Rahmen für PPAs ergibt sich in Deutschland aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem allgemeinen Kaufrecht (§§ 433, 453 BGB), der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), dem EFET-Rahmenvertrag sowie dem Stromsteuergesetz (StromStG). Ein eigenständiger landesrechtlicher Rahmen für PPA in Bayern besteht nicht. PPA-Projekte sind zudem von der Beteiligungspflicht nach dem Bayerischen Gesetz zur Beteiligung an den Erlösen Erneuerbarer Energien ausgenommen.

Typischerweise verpflichtet sich der Erzeuger, eine Erzeugungsanlage zu errichten und zu betreiben, während sich der Abnehmer verpflichtet, den erzeugten Strom über eine vertraglich festgelegte Laufzeit – regelmäßig 5 bis 25 Jahren – abzunehmen. Die Preiskonditionen können als Festpreis, marktpreisgebundener Preis oder über Preisformeln ausgestaltet sein. PPA dienen damit dem Abnehmer zur Absicherung gegen Strompreisschwankungen und dem Erzeuger zur Stabilisierung der Erlös- und Finanzierungsbasis.

Es werden zwei Grundmodelle unterschieden: „physical“ PPA und „financial“ PPA (Abbildung 10).

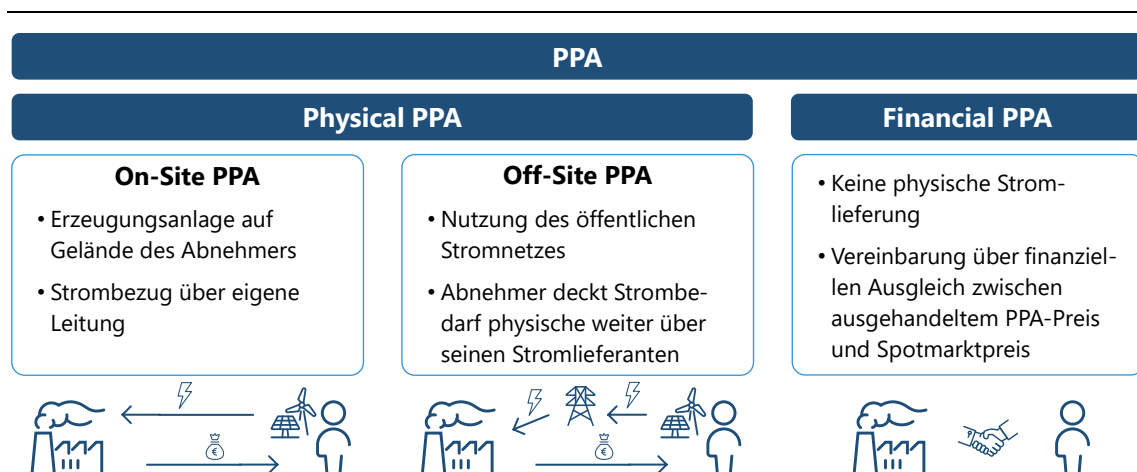
Bei physical PPA erfolgt eine tatsächliche Stromlieferung, häufig inklusive Herkunftsnachweisen. Innerhalb dieser Kategorie werden On-site-PPA und Off-site-PPA unterschieden. On-site-PPA liegen vor, wenn die Erzeugungsanlage auf dem Unternehmensgelände errichtet wird und der Strom direkt vor Ort verbraucht wird. Oft übernimmt ein Dritter die

Investition und den Betrieb der Anlage, während das Unternehmen den Strom über den PPA bezieht und keine eigene Investition tätigt. Off-site-PPA nutzen dagegen das öffentliche Netz. Der erzeugte Strom wird in das Netz eingespeist und bilanziell dem Abnehmer zugeordnet, während die physische Stromversorgung weiterhin über den bestehenden Liefervertrag erfolgt. Die wirtschaftlichen Konditionen werden ausschließlich im PPA geregelt.

Financial PPA (auch „virtuelle“ oder „synthetische“ PPA) beinhalten keine physische Stromlieferung. Stattdessen wird ein finanzieller Ausgleich zwischen dem vereinbarten PPA-Preis und dem Spotmarktpreis (Contract for Difference) vorgenommen. Der Erzeuger erzielt damit einen stabilen Erlös, während der Abnehmer seine Stromkosten absichert, ohne Strom physisch abzunehmen.

Abbildung 10

Einteilung der verschiedenen Arten von PPAs



Quelle: Eigene Darstellung FfE

Weiterführende Informationen zur Ausgestaltung von PPAs sind im Leitfaden *Regionale Kooperationen bei der Energieversorgung* (vbw/ensight PartG mbB, Oktober 2024).

Literaturverzeichnis

- [1] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „PV-Ertragsgutachten und - Systemsimulation,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/solkraftwerke-und-integrierte-photovoltaik/photovoltaische-kraftwerke/pv-ertragsgutachten-und-systemsimulation.html>. [Zugriff am 15 Januar 2026].
- [2] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Genehmigungspflicht - Energie-Atlas Bayern,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/erneuerbare-energien/photovoltaik/themenplattform-planen-genehmigen/genehmigungspflicht>. [Zugriff am 3 Dezember 2025].
- [3] C. Grobe, „Photovoltaik Flachdach: Wie funktioniert die Montage?,“ [Online]. Available: <https://www.enpal.de/photovoltaik/flachdach>. [Zugriff am 28 Oktober 2025].
- [4] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2025.
- [5] DeinFachmann, „Photovoltaikanlagen und die Statik,“ [Online]. Available: <https://www.rechner-photovoltaik.de/photovoltaik/voraussetzungen/statik>. [Zugriff am 19 Januar 2026].
- [6] T. Uhland, N. Fuchs, V. Fluri, T. Reuther, C. Kost, A. Gordt und M. Vogtmann, „PHOTOVOLTAIK IN GEWERBE UND INDUSTRIE - SOLARENERGIE ERFOLGREICH EINSETZEN,“ Solar Cluster Baden-Württemberg e.V., Stuttgart, 2024.
- [7] C.A.R.M.E.N. e.V., „Aktuelle EEG-Förderung für Photovoltaik,“ 12 Januar 2026. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/2025/07/29/aktuelle-eeg-foerderung-fuer-photovoltaikanlagen/>. [Zugriff am 10 Februar 2026].
- [8] Bundesnetzagentur, „EEG-Förderung und -Fördersätze,“ 2025. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html. [Zugriff am 11 November 2025].
- [9] Scalehaus UG, „Übersicht über die Größen von Solarmodulen 2026,“ 2025. [Online]. Available: <https://regional-photovoltaik.de/ratgeber/groesse-solarmodule>. [Zugriff am 7 Januar 2026].
- [10] S. Pfenninger und I. Staffell, „Renewables.ninja,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/about>. [Zugriff am 19 Januar 2026].
- [11] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Photovoltaik - Ausbau und Entwicklung,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/erneuerbare-energien/photovoltaik/ausbau-entwicklung>. [Zugriff am 15 Januar 2026].
- [12] C. Kost, P. Müller, J. S. Schweiger, V. Fluri und J. Thomsen, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2024.
- [13] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „FAQ zum Netzanschluss neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.stmwi.bayern.de/energie/erneuerbare-energien/photovoltaik/faq-netzanschluss-ee/>. [Zugriff am 15 Januar 2026].
- [14] S. Lüers, A.-K. Wallasch und M. Heyken, „Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2024 - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben ‚Windenergie an Land‘,“ Deutsche WindGuard GmbH, Varel, 2024.

Literaturverzeichnis

- [15] energie-erneuerbar.eu, „Amortisationszeit für Windenergie: Wann zahlt sich die Investition aus?“, 2024. [Online]. Available: <https://energie-erneuerbar.eu/amortisationszeit-fuer-windenergie-wann-zahlt-sich-die-investition-aus/>. [Zugriff am 23 Dezember 2025].
- [16] D. Bogdanov und M. Parashchenko, „Investitionsrechnungsvergleich von Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Kapazitäten“, Hochschule Augsburg, Augsburg, 2011.
- [17] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Regionalpläne“, 2026. [Online]. Available: <https://www.stmwi.bayern.de/landesentwicklung/instrumente/regionalplaene/>. [Zugriff am 16 Januar 2026].
- [18] Bayerisches Landesamt für Umwelt, Bayerische Vermessungsverwaltung, „Gebietskulisse Windkraft“, 2025. [Online]. Available: https://www.karten.energieatlas.bayern.de/start/?c=598368,5409271&z=8&r=0&l=atkis,6e591285-23da-4e91-997f-a743ce4cf389,58106417-d43d-4dc1-b166-4d7b65c42c60&l_o=1,0.8,1&t=wind&cnids=13,131&mid=0. [Zugriff am 15 Januar 2026].

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
markus.fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw März 2026

Weiterer Beteiligter

FfE

Forschungsgesellschaft für Ener-
giewirtschaft mbH

Andreas Fill
Louisa Wasmeier
Yannik Meyer
Philipp Hench
Frank Veitengruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski