

Ü20-PV-Anlagen – Weiterbetrieb oder Repowering?

Entscheidungshilfe; wirtschaftliche und technische Aspekte

Das Betreibermodell wird sich von Volleinspeisung auf Selbstnutzung der erzeugten Energie im eigenen Umfeld verlagern müssen, um den Zukauf externer Stromlieferung zu schmälern. Dort liegen das wirtschaftliche Potential und der größte Hebel in der Zukunft. Dieser Fachbeitrag soll helfen, schrittweise und mit Bedacht auf die Anforderungen und Reaktionen der Kunden beim Beratungsgespräch einzugehen.

Der maximale Wert entfaltet sich, wenn bisherige Betreiber einer PV-Anlage, die ursprünglich zwischen 2008 und 2013 in Betrieb genommen worden ist, das Nutzungskonzept anhand der mittelfristigen Nutzungsziele selbst bewerten und einschätzen. Da diese Fähigkeit der Selbsteinschätzung in der Mehrzahl der Fälle wenig sachgerecht ausgebildet ist, bietet sich hier für Elektrobetriebe und deren Fachkräfte, die bereits in der ersten Boom-Phase PV-Anlagen errichtet haben, ein lukratives Betätigungsfeld. Die eigenen Kunden sind sinnvoll anzuleiten, vor dem Hintergrund der Bedarfe und Bedenken.

Alternativen vor dem Hintergrund der Lebensplanung der Kunden aufzuzeigen und dann die Wunschalternative planerisch umzusetzen, ist bei Ü20-Anlagen ein sicheres Geschäft. Der Standort muss nicht mehr gefunden werden.

Es gibt einen hohen Beratungsanteil, der die Kundenbindung erhöhen kann. Eine auf den Kunden angepasste Beratung, auch eine Kooperation mit bereits agierenden Energieberatern, kann sehr viele Türen öffnen.

In manchen Fällen kann es sogar hilfreich sein, ein individuelles Lastprofil über vier bis sechs Wochen mit Nutzung der alten noch in Betrieb befindlichen PV-Anlage aufzuzeichnen, auszuwerten und für eine zugeschnittene Auslegungsplanung zu nutzen. Nicht selten kommt es nicht nur auf den Preis an, sondern auf die Energieeffizienz passend zum Nutzungsprofil und der dauerhaft sicheren Nutzung der Anlagentechnik.

Autor

Dipl.-Ing. Wilhelm Uhlenberg ist seit über 30 Jahren als Sachverständiger in den Bereichen IT (Automatisierung) und Photovoltaik tätig, Schwaförden.

Bestandsanalyse

Der Auslauf der EEG-Vergütung nach 20 Jahren („Ü20“) stellt tausende Eigenheimbesitzer mit Photovoltaikanlagen vor die Frage, ob ein Weiterbetrieb sinnvoll ist oder ob ein Repowering – also die Erneuerung der Anlagentechnik – wirtschaftlich und technisch vorteilhafter erscheint.

Besonders bei Anlagen, die zwischen 2008 und 2013 installiert wurden und absehbar das Ende ihrer Förderdauer in den nächsten Jahren erreichen, weisen Anlagenbetreiber heute eine Altersstruktur auf, die ganz andere Dinge in den Fokus nimmt als damals zum Errichtungszeitpunkt. Daher ist es wichtig, sich sowohl mit der Bestandstechnik und deren sicherheitsrelevantem Status zu befassen als auch mit der Altersstruktur der zukünftigen Kunden.

Zwischen den Jahren 2008 und 2013 wurden knapp eine Million PV-Anlagen in Deutschland installiert, davon schätzungsweise über 80 % mit einer Leistung von unter 40 kWp – meist auf Dächern von Einfamilienhäusern und landwirtschaftlichen Gebäuden. Das durchschnittliche Ertragsniveau lag in

den letzten fünf Jahren durchschnittlich bei 830 kWh/kWp, weil in der gleichen Zeitspanne der Höhepunkt der Anwendung von Dünnschicht-Modulen (2008 und 2009 mit etwa 15 % der Gesamtleistung) lag.

Die gewöhnlich erwartete jährliche Verschlechterung des wetterbereinigten Durchschnittsertrages liegt bei einem Gesamtsystem, das vor 15 Jahren installiert worden ist, typischerweise bei etwa 0,5 % – 1 % pro Jahr. Diese Systemdegradation sollte in monetären Vergleichen berücksichtigt werden.

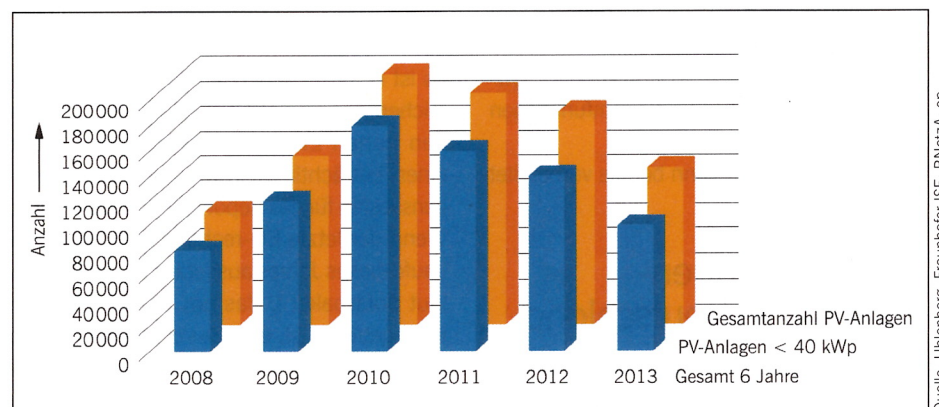
Jede zeitgemäße Umrüstung oder Erneuerung der Anlagentechnik hebt den spezifischen Jahresertrag um knapp ein Drittel. Bei Berücksichtigung der geringeren Flächennutzung neuwertiger Technik gleicher Leistung liegt das Ertragspotential noch höher.

Sofern die Quellen von Fraunhofer ISE, Jahresberichte zur Photovoltaik in Deutschland (z. B. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland [1]) und das Zahlenwerk der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus dem Marktstammdatenregister mit früheren PV-Meldungen ausgewertet werden, lässt sich das Marktpotential der nächsten sechs Jahre für über 85 % der alten PV-Anlagen abschätzen (Bild 1).

In der Summe lassen die Quellen den Schluss zu, dass mehr als 85 % aller errichteten PV-Anlagen (> 900 000 gemeldet) in den nächsten sechs Jahren zur intensiven Beratung anstehen werden. Dies kann über 750 000 der Ü20-Anlagenbetreiber betreffen.

PV-Anlagen kleiner 40 kWp

Der Gesamtzubau der kleineren PV-Anlagen (meist auf dem Dach) umfasste etwa 780 000 Stück, die im Sechsjahresdurchschnitt eine Modulleistung von 7,5 kWp aufwiesen. Diese Projekte, die durchschnittlich im Bereich von



1 Anzahl der installierten PV-Anlagen in Deutschland

Zahlen aus den Quellen des Fraunhofer ISE und Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Marktstammdatenregister kombiniert

10 kWp – wie in meiner Beispielrechnung – bleiben, sind absehbar in wenigen Tagen zu ertüchtigen. Sie generieren bilanziell grob um die 9 000 kWh elektrische Energie jährlich. Das ist das Doppelte des Bedarfs eines normalen Privathaushaltes mit drei Personen. Reserven für ein E-Auto und/oder das Heizen mit einer Wärmepumpe sind bei einem tragfähigen Konzept somit gegeben.

Der erste Bedarf in der Beratung besteht bereits jetzt. Um bei den etwa 60 000 Betreibern aus 2008, die noch vor 2028 Hilfe benötigen, eine gut passende Nachfolgenutzung ausarbeiten zu können, kann die Bestandsaufnahme sofort starten. Der beratende Betrieb kann den Anlauf der Fallzahlen als Trainingsfeld zum Probieren und Justieren der organisatorischen Prozesse nutzen.

Die „Reservezeit“ vor dem Höhepunkt in 2030/2031 mit vielen Hunderttausend betreffenden PV-Anlagen eröffnet eine Option für Neuinvestitionen. Aus einer Ü20-Anlage können in einigen Fällen zwei neue werden, wenn der Flächengewinn bereits einleitend genutzt wird. Es zeichnen sich sehr gute Auslastungsraten ab.

Vor Ablauf der EEG-Vergütung muss entschieden werden, ob der Weiterbetrieb technisch und wirtschaftlich tragfähig ist oder ein Repowering sinnvoller erscheint.

- Leistungspotential: Ü20-Fälle der 2008 bis 2013 installierten PV-Anlagen: ca. 750 000 Stück, kleiner 40 kWp installierte DC-Leistung.
- Das bisherige Volleinspeisemodell muss auf Überschusseinspeisung umgestellt werden, um damit den eigenen Bezug zu reduzieren.
- Es wird in über 90 % aller bewerteten Fälle zu einer Steigerung des Energieverbrauchs im Haushalt kommen. Hierdurch sollte das Signal gesetzt sein, dass nur zeitgemäße Technik den zusätzlichen Anforderungen der Energiemanagementfunktionen zukünftig gerecht werden kann (z. B. E-Auto, Wärmepumpe, Heizstab, Batterie, dynamischer Stromtarif).
- Die verwendete Leistungselektronik, Hybridwechselrichter kann Notstromfunktionen enthalten.
- Lademanagement kann bereits vorbereitet werden.

Ü20-PV-Anlagen-Betreiber in Deutschland

Um eine jeweils passende Lösung zu finden, gehört zu einer Bestandsaufnahme das Einbeziehen der Altersstruktur der Anlagenbetreiber, die in den sechs Jahren ab 2008 PV-Anlagen kleiner 40 kWp errichtet haben.

Wie die Recherche zeigt, wurden 55 % der PV-Anlagen aus den Jahren 2008 bis 2013 von Menschen mit einem Alter von 40–59 Jahren errichtet. Die zwei Alterskohorten darunter und darüber teilen sich die verbleibenden 45 % jeweils zur Hälfte.

Aus dieser statistischen Auswertung erwächst die Erkenntnis, dass das Alter der Anlagenbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt in der Mehrzahl aller Fälle über 60 Jahre liegt. Daher sollten vor einer zukunftsweisenden Entscheidung mit schlüssigem Konzept der Weiterbetrieb von PV-Anlagen und die Betreiberanforderungen gegeneinander abgewogen werden. Oft sind die Erfahrungen und die Zukunftsprognosen der Betreiber von Vorurteilen gefärbt, sodass in einem Beratungsgespräch die technischen Fakten, zu denen bereits Erfahrungsberichte vorliegen, die Grundlage bilden sollten.

Im letzten Lebensdrittel steht für die meisten Anlagenbetreiber eine abnehmende Agilität und sinkende Finanzkraft im Vordergrund. Damit einher geht die Abneigung zu großen und lang andauernden Baumaßnahmen.

Ein Weiterbetrieb kann attraktiv sein, wenn die Anlage noch gut in Schuss ist und wenig Aufwand im Betrieb erfordert. Doch die Technik hat ebenfalls ein Alter und die in der Vergangenheit getragene Belastung führt zu Verschleiß, Störanfälligkeit und Ineffizienz.

Die Entscheidung sollte individuell und unter Berücksichtigung der Lebensplanung getroffen werden – Elektrobetriebe können mit gezielten Fragen und verständlichen Visualisierungen eine nachvollziehbare Beratung bieten. Für ältere Betreiber sind praktische Beispiele von gelungenen Projekten hilfreich. Falls die Familie in nächster Generation die Nutzung der Anlage übernehmen soll, wäre anzuraten, diese Angehörigen mit in die Entscheidung einzubeziehen.

Zeit vor Ende der Ü20-Periode nutzen

Es ist ratsam, die letzten Jahre vor dem Erreichen des 31. 12. Ü20 zu nutzen, um aus den hohen Einspeisevergütungen bereits einen beträchtlichen Anteil der Neuinvestitionskosten für das Repowering zu generieren. Wenn der letzte EU-rechtliche Vorbehalt im Laufe dieses Jahres ausgeräumt wurde, kann laut Solarpaket I, das am 8. Mai 2024 in Kraft getreten ist, eine Bestandsanlage ohne technischen Defekt oder Schaden sofort einen „Effizienz-Booster“ erhalten. Durch neue Module und den Einsatz neuer Hybridwechselrichter mit erneuerter Kabelanlage ist ein Wirkungsgradzuwachs von jeweils rund

10 % zu erwarten. Dies erlaubt es, über drei bis fünf Jahre – bei sonst gleichen Voraussetzungen – den jährlichen Ertrag um etwa 25 % gegenüber der alten Anlagentechnik zu steigern. Das alte Einspeisemodell sollte bestehen bleiben. Da die tatsächlich gezählte Energiemenge mit dem Vergütungssatz der Erstinbetriebnahme bis zum Ende der Ü20-Periode abgegolten wird, kann das Mehr aus der Effizienzsteigerung einen Investitionszuschuss in die neue Technik leisten, noch bevor das Ende der Ü20-Periode erreicht wurde.

Der Nebeneffekt wäre, dass alle technischen Risikofaktoren deutlich gesenkt werden und normative Neuerungen prophylaktisch erfüllt sind. Wenn dann zum Abschluss der Ü20-Periode die erneuerte PV-Anlage auf Überschusseinspeisung umgestellt wird und der Eigenstrombedarf zum größten Teil aus der PV-Produktion gedeckt werden kann, sind nur noch geringe Kosten für das erforderliche neue Messkonzept und die Umparametrierung des Wechselrichters zu erwarten.

Sollte bereits ein Zählerwechsel mit Smart-Meter-Gateway vom Messstellenbetreiber durchführbar sein, können weitere Regelungen zur Bezugspreisreduktion beantragt werden (z. B. § 14a EnWG [2]), um dynamische Netzentgelte zu realisieren.

Sicherheit der Anlage

Nach 20 Jahren Betrieb einer PV-Anlage sollte besonderes Augenmerk gelten:

- dem Zustand der Module (Degradation, Risse, Hotspots, Zellverbinder-Versagen, Glasbrüche, Iso-Fehler, Rückseitenfolien usw.);
- den verwendeten Wechselrichtern (Nutzungsdauer oft weniger als 20 Jahre);
- der Kabelisolierung, dem Überspannungs- und Blitzschutz (manchmal nicht vorhanden);
- dem Brandschutz und den Abschaltvorrichtungen.

Versicherungsfragen

Viele Versicherungen verlangen Nachweise über den Zustand und die Einhaltung der aktuellen Normen. Gerade die letzten fünf Jahre haben die Sensibilität der Versicherer hinsichtlich Brandschutzanforderungen wachsen lassen. Bestandsanlagen sind unter diesen Voraussetzungen nur noch mit höherem Prämienaufwand versicherbar. Hier ist die VDS-Veröffentlichung 6023 [3], (gilt für PV-Anlagen auf Dächern mit brennbaren Baustoffen) als Messlatte anzuführen.

Beispiel für Weiterbetrieb versus Repowering

Ausgangslage

Am nachfolgenden exemplarischen Referenzfall (Tabelle 1) soll die Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs- und eines Repowering-Szenarios quantitativ betrachtet werden.

Die Ausgangslage bildet eine im Juni 2010 errichtete PV-Anlage mit 10 kWp und einer nachgewiesenen Ertragsstärke von 830 kWh/kWp

Variante 1. Weiterbetrieb; gegebenenfalls Austausch des Wechselrichters (1 500 bis 2 000 €), Wartung, Prüfungen; die maximal erwartbare Betriebsdauer endet im Jahr 2040.

Variante 2. Im Rahmen eines Repowerings sollen im Jahr 2027 die alten Module, Kabel und der Wechselrichter gegen einem Hybridwechselrichter ersetzt werden.

Variante 3a. Die Variante 2 soll am 1. 1. 2031 als Überschusseinspeiser (neuer Zähler und Netzschutz) ohne Speicher umgestellt werden. Der durchschnittliche elektrische Energiebedarf des Haushalts beträgt 3 000 kWh; der Bezugspreis beträgt ab 2029 0,35 €/Cent/kWh.

Variante 3b. Wie bei 3a. Zusätzlich wird ein 10-kWh-Batteriespeicher installiert und zur zeitversetzten Nutzung von mehr PV-Energie betrieben.

Typische Kosten und Ertragspotentiale

Repowering. Neue Module, Wechselrichter, gegebenenfalls Speicher, Investition zwischen 10 000–20 000 € (ohne – mit Speicher);

Eigenverbrauchsoptimierung. Mit Speicher ca. 70–80 % Autarkie erreichbar, ohne Speicher ca. 30–40 %;

Haushaltsstrompreis. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis (2025) liegt über 32 ct/kWh. Bis 2035 wird eine Steigerung auf durchschnittlich 38 ct/kWh erwartet.

Marktwert. Der Marktwert Solar für Überschusseinspeisung wird mit steigendem Zubau tendenziell abnehmen. Der Jahresmarktwert Solar 2024 betrug 4,624 Cent/kWh, die Tendenz in 2025 ist abnehmend.

Bei technisch möglichem Weiterbetrieb Ü20 ist 2031 der Marktwert die wesentliche Einnahme. Zuvor gilt der Vergütungssatz aus dem Jahr der Anlagenerrichtung 2010.

Eigenverbrauchsquoten. Die Eigenverbrauchsquoten sollen wie folgt angenommen werden: Variante 1 mit 15 %, Variante 2 mit 17 %, Variante 3a mit 30 % und Variante 3b mit 65 %.

Tabelle 1 Beispiel für einen Fahrplan zum bedarfsgerechten Repowering einer im Jahr 2010 installierten Photovoltaikanlage

Jahr	Bedarf in kWh	Ertrag bei Varianten 2 und 3 in kWh	Eigenverbrauch 70–75 % bei Variante 3b in €	Cashflow bei Variante 3b mit 30 % Einspeisung zu 6 Cent ab 2031 in €	Cashflow kumuliert bei Variante 3b in €
2026	3000	7418		2374	2374
2027	3000	10000		-8800 ¹⁾	-6426 ¹⁾
2028	3000	9950		3184	-3242
2029	3000	9900		3168	-74
2030	5500	9851		3152	3078
2031	5500	9801	1347,50	-3864 ²⁾³⁾	-786 ²⁾³⁾
2032	9500	9752	2327,50	2503	1717
2033	9500	9704	2327,50	2502	4219
2034	9500	9655	2327,50	2501	6720
2035	9500	9607	2327,50	2500	9220
2036	9500	9556	2327,50	2500	11720
2037	9500	9511	2327,50	2499	14219
2038	9500	9464	2707,50	2878	17097
2039	9500	9416	2707,50	2877	19974
2040	9500	9369	2707,50	2876	22850
2041	9500	9322	2707,50	2875	25725
2042	9500	9276	2707,50	2874	28599
2043	9500	9229	2707,50	2874	31473
2044	9500	9183	2707,50	2873	34346
2045	9500	9137	2707,50	2872	37218
		-50 kWh/a ⁴⁾		37218,71 ⁵⁾	
2046	9500	9087		2643,48	
2047	9500	9037		2641,48	
2048	9500	8987		2639,48	
2049	9500	9837		2637,48	
2050	9500	8887		2635,48	
				13197,40 ⁶⁾	

ab 2032 Überschusseinspeisung

1) Repowering Wechselrichter und Module; 2) Investition in Speicher 3) Ende Ü20; 4) Option Degradation; 5) Gewinn nach 15 Jahren; 6) Zusatzgewinn nach weiteren fünf Jahren

Negativem Börsenpreisen. Bei negativen Börsenpreisen im Stromhandel werden keine Einspeisevergütungen mehr an Betreiber ausbezahlt.

Wartung und Inspektion. Jährliche Wartungs- und Inspektionskosten liegen durchschnittlich bei 3 % der Investitionssumme. Ein jährlicher Versicherungsbeitrag von 120 € soll bei den Kosten einbezogen werden.

Qualitative Bewertung der Varianten

Variante 1. Variante 1 ist für einen geringen Mehrbedarf die kostengünstigste, stößt aber bei zukünftigem Eigenverbrauch und steigenden Strompreisen an ihre Grenzen. Ein Weiterbetrieb der alten Technik für weitere zehn Jahre ist nicht risikofrei absehbar.

Variante 2. Variante 2 bringt moderne Technik und etwas mehr Flexibilität, nutzt aber ohne Speicher die von der PV-Anlage generierte Energie nicht ausreichend für größere weitere Verbraucher (E-Auto, Wärmepumpe).

Variante 3a. Variante 3a verbessert dank höherer Eigenverbrauchsquote die Wirtschaftlichkeit ab 2031 spürbar, hat allerdings die gleichen Restriktionen wie Variante 2.

Variante 3b. Variante 3b (mit Speicher) bietet das höchste Autarkiepotential, deckt die künftigen Bedarfe für Haushaltsstrom, E-Auto und Wärmepumpe mittelfristig am wirtschaftlichsten und nachhaltigsten ab. Sie ist jedoch mit der höchsten Investition verbunden. Nach 15 Jahren Betriebszeit (bis 2045) sorgt diese Variante für die geringsten Strombezugskosten aus dem Netz und für den höchsten Ertrag, weil der größte Teil der verbrauchten Energie

aus der eigenen Produktion stammt. Bei der Altersstruktur der Betreiber ist zu erwarten, dass das E-Auto meist tagsüber mit PV-Strom geladen wird, weil viele bereits im Rentenalter sind.

Gesamtwirtschaftlich beste Alternative

Die Variante 3b (Repowering in den letzten 3–4 Jahren vor Ablauf der Ü20-Periode) mit Speichereinsatz ab 2031 ist gesamtwirtschaftlich die beste Alternative, weil der Nutzen aus dem Einsatz der Energie, die aus der PV-Anlage stammt, bis zum Jahr 2045 einen Gewinn von knapp 40 000 € unter konservativen Annahmen erwirtschaftet, weil die Bedarfe an elektrischer Energie durch Mobilität und Wärmebedarf sich mehr als verdoppeln werden.

Kostenaufschlüsselung mit und ohne Speicher

Basierend auf dem Beispiel mit einer 10-kWp-PV-Anlage sollen kurz die Größenordnungen des Einsatzes von Kapital und die Größenordnung des Nutzens aus diesem Kapitaleinsatz umrissen werden:

Variante 2. Minimale Ertüchtigung der Altanlage nach 20 Jahren etwa 2 000 €, der sich hieraus kumulative Cashflow für weitere zehn Jahre nach Ü20 (optimistisch) erreicht etwa 10 000 €, wenn 15 % der PV-Energie zeitgleich verbraucht werden können (Bezugs sparen). Zukünftige Verbraucher können den Eigenverbrauchsanteil tagsüber bis 30 % erhöhen.

Variante 3a. Repowering ohne Speicher erfordert etwa 12 000 € Investition. Das jährliche Einsparpotential beträgt etwa 1 000 €. Die Nutzungsdauer wird sicherlich bis 2045 gewährleistet sein, wodurch sich ein kumulativer Cashflow von etwa 15 000 € ergibt. Die Eigenverbrauchsanteile sind ähnlich wie in der vorherigen Variante einzuschätzen. Wenn die Effizienzsteigerung vor Ablauf der Ü20-Periode eingebaut wird, kann pro Betriebsjahr ein Zusatzertrag von etwa 900 € bei alter Einspeisevergütung erwirtschaftet werden.

Variante 3b. Repowering mit Speicher nach Ü20: Etwa 19 000 € Investition. Der anfängliche jährliche Ertrag bei gleichem Verbraucherverhalten liegt bei etwa 1 500 € pro Jahr bei einer Eigenverbrauchsquote von 40 %. Sobald der Verbrauch im Haushalt steigt, durch Wallbox oder Wärmepumpe, verdoppeln sich schnell die jährlichen Ertragsaussichten. Wenn tagsüber das E-Auto geladen werden

kann, sind Eigenverbrauchsquoten von über 70 % realistisch. Ein kumulativer Cashflow von knapp 40 000 € ist bei steigenden Verbräuchen eine konservative Schätzung. Der Autarkiegrad ist immer deutlich höher als bei vorherigen Varianten. Die Beispielrechnung des Cashflows mit Berücksichtigung der Investition ist im zweiten Kasten über die Jahre vor und nach der Ü20-Periode dargestellt.

Erkenntnis aus allen Varianten

Eine wesentliche Erkenntnis aus allen Varianten ist, sobald der Strombedarf im Haushalt, egal aus welchem Grund, steigt, ist jede Variante wirtschaftlich – im Sinne der Amortisation. Dass gesetzlich getrieben alle Strombedarfe im Haushalt zunehmen werden, ist vor dem Hintergrund der Klimaschutzmaßnahmen sicher.

Kundengespräch

Eine strukturierte Beratung sollte sich an folgenden Fragen orientieren:

- Wie hoch ist der aktuellen Strombedarf und wie hat sich dieser in den letzten drei Jahren entwickelt?
- Wie wird sich der Strombedarf durch Elektroauto/Wärmepumpe in den nächsten fünf bis zehn Jahren entwickeln?
- Wie ist der Zustand der bestehenden PV-Anlage zu bewerten? Aufgrund der wirtschaftlich schlechten Nachnutzungsmöglichkeit der alten Technik (Marktwert) sind meist Teilinvestitionen notwendig, um die Effizienz zu steigern und die Lebensdauer des Wechselrichters zu verlängern. Diese mit Kosten belegten Veränderungen sollte als Zusatzargument dienen, den zweiten Schritt, das Repowering zu wagen.
- Welche Investition ist der Kunde bereit zu tätigen und wie wichtig ist ihm eine schnelle Amortisation? Wie hoch ist die Investitionsbereitschaft, auch unter Berücksichtigung der Lebensplanung und Liquidität? Gibt es Fördermöglichkeiten oder Zuschüsse für Repowering/Speicher/Wallbox?
- Welche Ziele verfolgt der Kunde mit der Anlage – liegt der Fokus auf maximaler finanzieller Rendite oder möglichst hoher Autarkie oder Nachhaltigkeit? Plant der Kunde weitere Investitionen ins Eigenheim – etwa größere PV-Anlage oder Speicher, um z. B. den Erb-/Schenkungsfall für die Folgegeneration vorzubereiten?
- Möchte der Kunde die Anlagentechnik langfristig mit geringem Wartungsaufwand und zeitgemäßer Störungserkennung weiterbetreiben?

- Können die zukünftigen Energiemanagementanforderungen noch mit der alten Technik nachgebildet werden?

Fazit

Die Kombination aus technischer Bewertung, wirtschaftlicher Analyse, Berücksichtigung zukünftiger Strombedarfe und Lebensplanung bietet eine ganzheitliche Entscheidungshilfe für alle Betreiber von Ü20-PV-Anlagen. Ein Anschlusskonzept mit zeitgemäßer Technik hat viele Vorteile, da die Anlagenverfügbarkeit, Effizienz und Diagnosedeckung steigen. Nicht zuletzt ist die Cybersicherheit auf einem angemessenen Niveau. Das Betriebsrisiko wird reduziert und die Flexibilität der Energieflusskontrolle ergibt mittelfristig sehr lukrative Energieeinsparpotentiale.

Da der Stromtarif der Bezugsenergie über 50 % mit Abgaben verschiedener Steuern, Nutzungsentgelte und Ausgleichmaßnahmen belastet ist, liegt der Vorteil immer in der Nutzung der Eigenproduktion.

Repowering lohnt sich insbesondere bei steigendem Eigenverbrauch, Investitionsbereitschaft oder geplanten größeren Stromverbräuchen wie Elektroauto und Wärmepumpe.

Vor Ende der Ü20-Periode sollte sich jeder Kunde effizienzsteigende Maßnahmen durchrechnen lassen, um die letzten Jahre im Ü20 Zyklus noch Zusatzerträge generieren zu können (Tuning), selbst wenn danach etwas abgekoppeltes Neues kommen sollte.

Der Wert einer Ü20-PV-Anlage liegt in der Anschlusszusage des Versorgungsnetzbetreibers. Diese „virtuelle Leistung“ sollte jeder Betreiber konservieren – mit Anschlusslösungen, die passen. Netzanschlussbegehren werden zukünftig ein knappes Gut. Je größer eine PV-Anlage war, um so mehr.

Literatur

- [1] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, Fassung vom 18.08.2025.
- [2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621); zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 21.02.2025 I Nr. 51.
- [3] VdS 6023:2023-02 (01) Photovoltaik-Anlagen auf Dächern mit brennbaren Baustoffen; Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e. V. (GDV).
- [4] Uhlenberg, W.; Rittner, K.; Kuchlmayr, T.; Gruner, D.; Stuke, U.; Pruß, M.: Bewertungsleitfaden für ITK-Systeme, Elektronik und elektrotechnische Geräteeinheiten; 8. Auflage, Wissner-Verlag, Juni 2020.
- [5] Mertens, K.: Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis; Hanser Verlag, Ausgabe 2022.