

## Zukünftige regenerative Stromversorgung eines Klinikums

# Das Aus für Effizienzprobleme

Das Urteil, das der Verband der Krankenhausdirektoren Deutschlands (VDK) auf der „Fachmesse Krankenhaus Technologie 2018“ gefällt hat, war eindeutig: Krankenhäuser haben „Effizienzprobleme“. Neben durchdachten organisatorischen Lösungen wird in Zukunft – mehr noch als bisher – die passende technische Performance dazu beitragen, Krankenhäuser „flott“ zu machen. Dabei ist unstrittig: Auch die beste technische Performance funktioniert nur mit Strom<sup>1</sup>.

18



*Der Transformationsprozess einer Klinik ist durch die passende technische Umrüstung jederzeit möglich.*

Tyler Olson/fotolia

➤ In einem Klinikum zur medizinischen Grundversorgung mit 430 Belegungsbetten wurden zur Minimierung der Strombezugskosten bereits vor Jahren Effizienzmaßnahmen umgesetzt und ein BHKW zur Eigenstromerzeugung (im Jahr 2007) mit einer elektrischen Leistung von 240 kW installiert.

Um den erheblichen Anteil der Stromkosten anteilig zu senken, stellte das Klinikum Überlegungen an, den Anteil der regenerativen Eigenstromerzeugung zu erhöhen. Hierzu diente als erster Schritt die Installation einer Photovoltaik-Anlage auf der Dachfläche des Gebäudes 1. Mit der technischen und betriebswirtschaftlichen Untersuchung, ob die Installation einer Photovoltaik-Anlage sinn-

voll wäre, wurde die Potthoff GmbH beauftragt. Bei einem positiven Ergebnis planten die Verantwortlichen, die Nutzung der regenerativen Stromerzeugung auszubauen.

### Die bestehenden Örtlichkeiten

Während einer vor-Ort-Begehung wurde die Bestandssituation aufgenommen.

#### Gebäude/Dachfläche:

Bei dem Gebäude 1 handelt es sich um einen Neubau, der im Jahr 2014 fertiggestellt wurde. Somit bestehen nach Rücksprache mit den Fachgremien keine Restriktionen bzgl. der Dachstatik und des baulichen Brandschutzes.

Das Dach ist ein Flachdach mit Attika, das mit einer

Kiesschicht bedeckt ist. Die Dachfläche beträgt ca. LX B = 42 m X 20 m. Auf dem Dach befinden sich Aufbauten wie die Außenluftansaug- und die Fortluft-Türme, Kühler und eine Wetterstation.

Das Gebäude 1 ist mit einer Blitzschutzanlage, die nach Klasse II errichtet wurde, ausgerüstet.

**Netzanbindung:**

Die Netzanbindung an das öffentliche Stromnetz erfolgt über eine Transformator- und Mittelspannungsanlage mit einer Spannung von 10 kV/0,4 kV.

Die räumliche Anbindung der Photovoltaikanlage ist in einer Niederspannungsunterverteilung (NSUV) innerhalb des Gebäudes 1 möglich. Die NSUV wird von der zentralen Niederspannungshauptverteilung (NSHV) gespeist. Die versorgenden zwei Stromkabel haben jeweils einen Querschnitt von 70 mm<sup>2</sup>. Eine Installation der Wechselrichter in der unterhalb des Daches befindlichen Lüftungszentrale ist möglich.

Von den Wechselrichtern ausgehend bis in das Keller-geschoss des Gebäudes 1 wurde ein Weg größtenteils aus Bestandskabelwannen bis zur NSUV lokalisiert. Die Verkabelung zwischen der Transformator- und der Mittelspannungs-Schaltanlage und der NSUV erfolgt ebenso über vorhandene Kabelwannen.

Für die Erweiterung der vorhandenen NSUV zur Einbin-dung der Photovoltaik-Anlage ist genügend Platz vorhan-den.

**Analyse des Strombezugs**

Der Strombezug, bezogen auf das Referenzjahr 2017, so-wie die maximale elektrische Leistung des Klinikums sind in *Abbildung 1* dargestellt. Es wurden die ¼-stündlichen Messwerte als Jahresdauerlinie ausgewertet.

Da ein vorhandenes BHKW den Strom innerhalb des Kli-nikums einspeist, wurde der erzeugte Strom bei Erstellung der Jahresdauerlinie berücksichtigt.

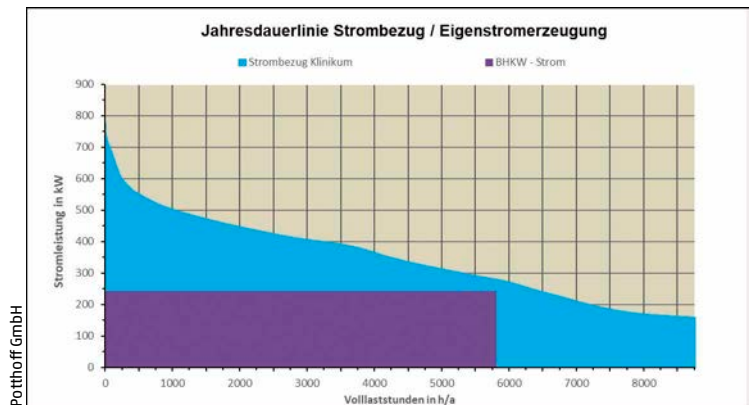
In *Tabelle 1* sind die Daten des Strombezugs enthalten.

*Tabelle 1: Daten des Strombezugs und Eigenerzeugung, 2017*

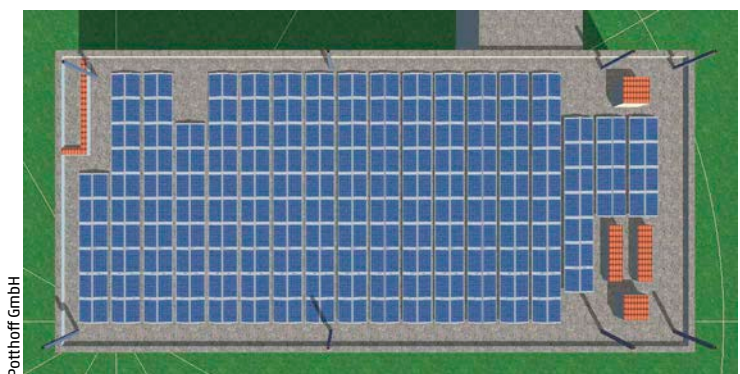
Benennung	Einheit	
Jahresstromarbeit Klinikum	kWh/a	3.039.245
Max. Leistung Klinikum	kW	814
Volllaststunden Klinikum	h/a	3.734
Jahresstromarbeit BHKW	kWh/a	1.392.000
Elektrische Leistung BHKW	kW	240
Volllaststunden BHKW	h/a	5.800
Jahresstromarbeit Fremdbezug	kWh/a	1.647.245
Leistung Fremdbezug	kW	655
Volllaststunden Fremdbezug	h/a	2.518

**Konzeption der Photovoltaik-Anlage**

Auf Basis der übergebenen Baupläne des Gebäudes 1 wurde das Dach mit einer Simulationssoftware nachgebildet. Die zuvor beschriebenen Dachaufbauten wurden dabei berücksichtigt. Der Blitzschutz musste unter Berücksichti-



*Abb. 1: Darstellung der Jahresdauerlinie des Strombezugs und Eigenerzeugung, Jahr 2017*



Potthoff GmbH

*Abb. 2: Darstellung der nutzbaren Dachfläche und der Photovoltaik-Anlage*

gung der Einbindung der Photovoltaik-Anlage anteilig erneuert werden. Demzufolge wurde der vorhandene Blitzschutz auf der Dachfläche demontiert und der neue in Form von Fangstangen neu installiert. Die auf der Attika vorhandenen sowie die senkrechten Ableitungen vom Dach konnten weitergenutzt werden.

Daraus ergab sich die nutzbare Fläche für die Aufstellung der Photovoltaik-Module.

Die nutzbare Dachfläche und die Anordnung der Photo-voltaik-Anlage sind aus *Abbildung 2* ersichtlich.

Ein weiteres wesentliches Kriterium war die Ausrichtung der Module. Mit Hilfe der Simulationssoftware wurde der Solarertrag für eine Süd- und für eine Ost-West-Ausrichtung untersucht. Das Ergebnis war, dass die Ost-West-Ausrichtung der Photovoltaik-Module die höchsten Solarerträge er-bringt, da so eine höhere Belegung der Dachfläche ermög-licht wird.

**Photovoltaik-Module**

Bei der Auswahl der Photovoltaik-Module wurden zwei Ty-pen (Varianten) berücksichtigt. Mit der Simulationssoftware wurde dabei ein polykristallines mit einem monokristalli-nen Photovoltaik-Modul verglichen. Der Vergleich ist von Bedeutung, um ein Optimum zwischen Kosten und Leis-tungsfähigkeit der Module zu ermitteln.

Das polykristalline Modul besteht aus Zellen mit den Ab-maßen 156 mm x 156 mm, wobei 60 Zellen in Reihe ge-

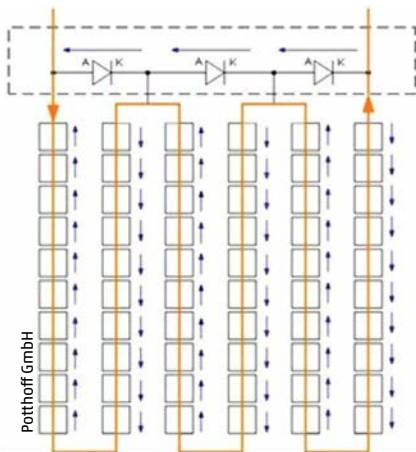


Tabelle 3: Kenndaten der Wechselrichter

Benennung	Einheit	Wechselrichter 1	Wechselrichter 2	Wechselrichter 3
Nennleistung AC	kW	30	50	25
Europäischer Wirkungsgrad	%	98,4	97,8	98,1
MPP-Betriebsspannungsbereich	V	200 - 980	500 - 800	390 - 800
DC-Überspannungsableiter	-	Typ II	Typ II Mehrpreis	Typ II Mehrpreis
AC-Überspannungsableiter	-	Typ II	Typ II Mehrpreis	Typ II Mehrpreis
Anzahl MPP Tracker	-	4	6	2

Abb. 3: Beispielhafte Zuordnung der Zellen mit den Bypass-Dioden

schaltet sind. Je 20 Zellen sind einer Bypass-Diode zugeordnet.

Das monokristalline Modul besteht ebenfalls aus Zellen mit den Zellenabmaßen 156 mm x 156 mm, wobei 60 Zellen in Reihe geschaltet sind. Je 20 Zellen sind einer Diode zugeordnet. In der *Abbildung 3* ist beispielhaft eine Zuordnung der Zellen zu den Bypass-Dioden dargestellt.

Die Darstellung in *Abbildung 3* zeigt, dass bei Verschattung einer Zelle oder eines Zellenbereichs der Stromfluss über die zugeordnete Diode geführt wird und das Modul so nur einen Teil seiner Leistung einbüßt.

In *Tabelle 2* sind die Kenndaten der betrachteten Module eingetragen.

Tabelle 2: Kenndaten der Photovoltaik-Module <sup>1)</sup>

Benennung	Einheit	Variante 2 SHARP ND-RB275	Variante 1 Trina Solar TSM-DD05A.08(II)
Nennleistung	W	275	295
Spannung bei maximaler Leistung	V	31,1	32,5
Strom bei maximaler Leistung	A	8,84	9,08
Modul-Wirkungsgrad	%	16,8	18,0
Temperatur-Koeffizient			
$P_{max}$	%/°C	-0,41	-0,39
Leistungsverlust 20 Jahre (linear)	%	16,67	15,92

1) Obige Daten beziehen sich auf STC-Standard-Testbedingungen, Toleranz +/- 3 %.

Der angegebene Leistungsverlust bezieht sich auf eine Garantiezeit von 20 Jahren. Ein ganz wesentlicher Aspekt ist die Prüfung einer möglichen Verschattung der Module. Werden Module verschattet, so führt dies zu Sperrspannungen oder Rückströmen. Bei letzteren fließt der Strom entgegengesetzt zum normal fließenden Strom (Photostrom).

Dies führt zu einer Reduzierung des Maximum Power Points (MPP) des Strings.

Wie zuvor beschrieben, wird durch die Zuordnung der Zellen zu den Bypass-Dioden der oben beschriebene Effekt teilweise eliminiert. Der Komplettausfall eines Photovoltaik-Moduls im Fall einer Teilverschattung wird dadurch vermieden.

Zur Vermeidung der Verluste durch Verschattung wurde die Dachfläche in Abhängigkeit von der Nachbarbebauung und der Sonnenbahn mit der Simulationssoftware einer Verschattungsanalyse unterzogen. Die Eigenverschattung wurde dabei beachtet.

**Wechselrichter**

Bei der Auswahl des Wechselrichters wurden drei verschiedene Modelle berücksichtigt. In der *Tabelle 3* sind wesentliche Kenndaten der betrachteten Wechselrichter eingetragen.

Unter Berücksichtigung der Kriterien wie Lieferumfang, Wirkungsgrad und Preis wurde sich für den Wechselrichtertyp 1 entschieden. Zusätzlich zeichnet sich der gewählte Wechselrichtertyp durch einen hohen Wirkungsgrad über die Leistung aus und ist zusätzlich serienmäßig mit einem Wechselstrom-Überspannungsschutz ausgerüstet.

Die Auslegung des Wechselrichters erfolgt unter Berücksichtigung des Auslegungsfaktors gemäß Formel (1):

$$SR_{AC} = P_{STC} / P_{AC,N} \tag{1}$$

Der Auslegungsfaktor sollte zwischen 1,0 und max. 1,1 betragen, um Momentanwerte der Einstrahlung im Sekundenbereich zu erfassen und um die Energieerträge nicht zu reduzieren. Mit diesem Ansatz wird vermieden, dass die Wechselrichter bezogen auf ein Jahr so gering wie möglich nicht im Überlastbetrieb arbeiten, in denen ein Abfall des Wirkungsgrads stattfindet.<sup>2</sup>

Eine weitere Größe zur Auslegung des Wechselrichters ist die maximale zulässige Spannung je String des Wechselrichters gemäß Formel (2):

$$N_{max,UMPP} = U_{max,MPP} / U_{MPP,Modul, -10 / + 70 °C} \tag{2}$$

Somit wird der Wechselrichter im besten Arbeitspunkt bei  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  und im schlechtesten Arbeitspunkt bei  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$  ausgelegt und die min. und max. zulässig anschließbare Anzahl an Photovoltaik-Modulen ermittelt.<sup>2</sup>

Die zuvor aufgeführten Rahmenbedingungen werden zur Auslegung des Wechselrichters in der Simulationssoftware berücksichtigt.

### Netzanschluss

Wechselrichter müssen bestimmte technische Anforderungen erfüllen, um an das Stromversorgungsnetz angeschlossen werden zu dürfen. Die Photovoltaik-Anlage wird netzparallel zum Stromversorgungsnetz betrieben.

**Mittelspannungsrichtlinie:** Wie bereits beschrieben, wird das Klinikum über zwei 10-kV-Ringleitungen und eine zentrale Mittelspannungsschaltanlage mit nachgelagertem Transformator versorgt. Der Anschlusspunkt der Photovoltaik-Anlage befindet sich nach Absprache mit dem Netzbetreiber auf der Mittelspannungsebene, sodass die Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie einzuhalten sind. Für die Einhaltung ist eine Entkopplungsschutzeinrichtung am Übergabepunkt vorgesehen.

Aufgabe der Entkopplungsschutzeinrichtung ist es, die Photovoltaikanlage bei gestörten Betriebszuständen innerhalb des öffentlichen Stromversorgungsnetzes (wie z. B. bei Netzfehlern, Inselnetzbildungen etc.) zu ihrem Schutz sicher vom Netz zu trennen.

Dies bedeutet, dass die Netzkriterien am Anschlusspunkt wie

- › Spannungsrückgangsschutz  $U<$  und  $U<<$
- › Spannungssteigerungsschutz  $U>$  und  $U>>$
- › Blindleistungs-Unterspannungsschutz  $Q$  &  $U<$  zu überwachen sind und bei Abweichung auf einen Kuppelschalter wirken.

Für die Umsetzung der zuvor beschriebenen Netzschutzfunktionen wurden zusätzlich eichfähige Wandler nach Maßgabe des Netzbetreibers installiert, die auf ein Relais zur Auswertung der Netzkriterien wirken. Das Relais wertet die gemessenen Netzkriterien aus und löst bei Über- oder Unterschreiten der zulässigen Werte den Kuppelschalter aus.

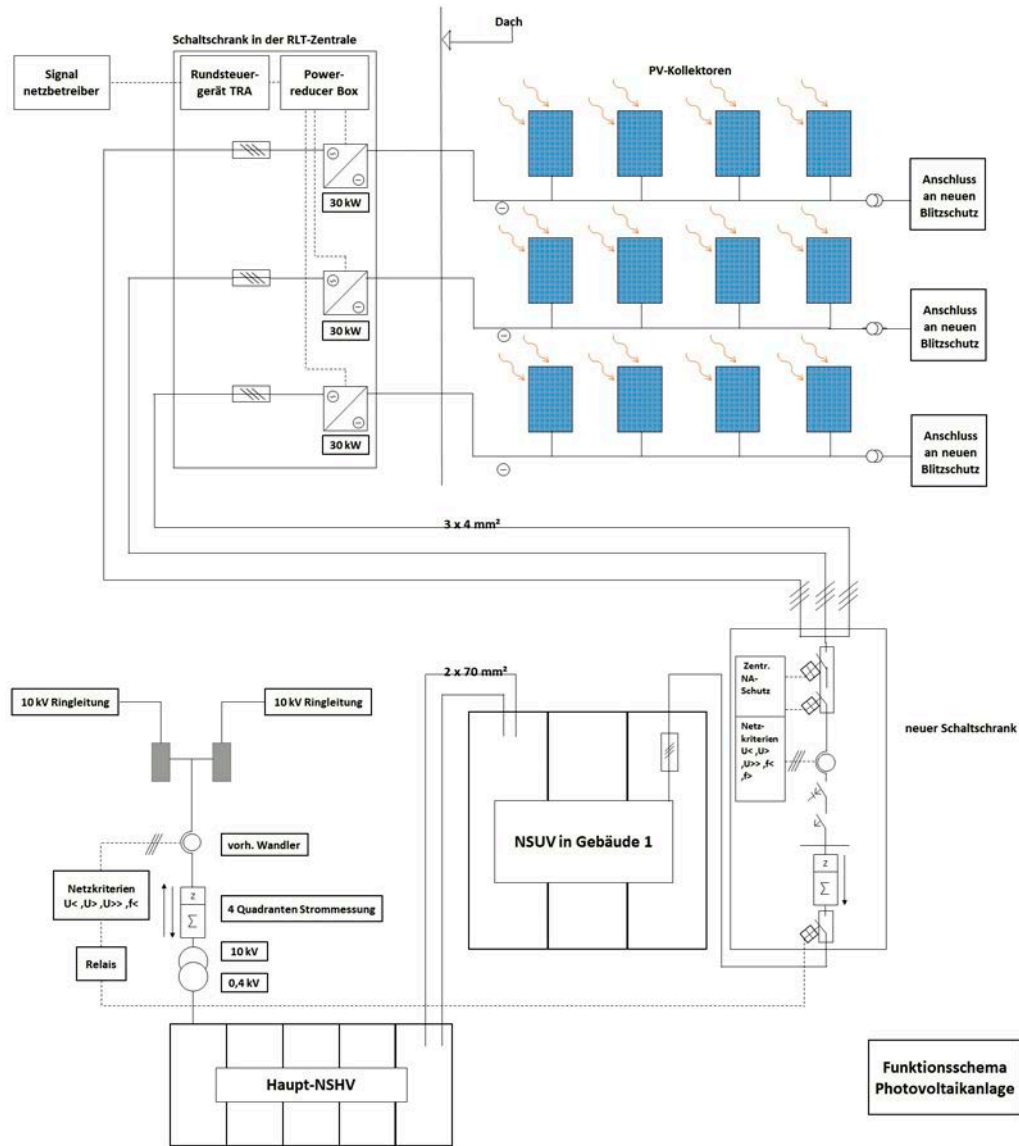
Der Kuppelschalter ist in einem neuen Stromkreisverteiler und Zählplatz zentral in der NSUV im Gebäude 1 installiert.

**Niederspannungsschutz (Anlagenschutz):** Auf der Niederspannungsseite ist ein Netz- und Anlagenschutz nach VDE-AR-N 4105 (NA) gefordert. Mit einer Scheinleistung von  $>30\text{ kVA}$  wird dieser zentral ausgeführt.

Dies bedeutet, dass die Netzkriterien am Anschlusspunkt wie

- › Spannungsrückgangsschutz  $U<$  und  $U<<$
- › Spannungssteigerungsschutz  $U>$  und  $U>>$
- › Frequenzrückgangsschutz  $f<$
- › Frequenzsteigerungsschutz  $f>$
- › Blindleistungs-Unterspannungsschutz  $Q$  &  $U$  zu überwachen sind und bei Abweichung auf zwei in Reihe ge-

Abb. 4: Funktionale Darstellung der Photovoltaik-Anlage; Kenndaten der Photovoltaik-Anlage Potthoff GmbH



schaltete Schalteinrichtungen (Kuppelschalter) wirken.

Der zentrale NA-Schutz ist am zentralen Zählerplatz abzugreifen. Bedingt durch die Netzform TT sind RCD-Einrichtungen (Kurzschluss, Überlastschutz, und Schutz vor elektrischem Schlag) zu berücksichtigen.

Der Kuppelschalter ist auch hier in dem neuen Stromkreisverteiler und Zählplatz zentral in der NSUV im Gebäude 1 vorgesehen.

Da nicht sichergestellt werden kann, dass der gesamte Photovoltaikstrom innerhalb des Gebäudes 1 genutzt wird, wurde geprüft, ob der erzeugte gesamte Photovoltaikstrom über die Bestandsleitungen weiter in das Klinikum transportiert werden kann. Dies ist möglich.

Der Netzbetreiber ist berechtigt, in Abhängigkeit seiner Netzkriterien die Photovoltaik-Anlage abzuregeln. Dies erfolgt mit einer Tonfrequenz-Rundsteuerung (TRA). Hierzu wurde ein Rundsteuergerät mit einem Empfänger in dem Schaltschrank, in dem die Wechselrichter untergebracht sind, vorgesehen.

In der *Abbildung 4* ist die Photovoltaik-Anlage mit den zuvor beschriebenen Anlagenkomponenten funktional dargestellt.

Die nachfolgend in *Tabelle 4* aufgeführten Daten wurden mit der Simulationssoftware für jede Variante ermittelt und sind Basis für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Tabelle 4: Kenndaten der Photovoltaikanlage für Gebäude 1

Benennung	Einheit	Variante 1 SHARP ND-RB275	Variante 2 Trina Solar TSM-DD05A.08(II)
Summe der jährlichen Solarstrahlung auf die PV-Anlagenfläche	kWh/a	502.493	509.508
Leistung	kW	87,45	95,58
Jahresertrag	kWh/a	66.694	72.212
Anlagen-Wirkungsgrad	%	13,27	14,17



Abbildung 5 zeigt den anteilig erzeugten Photovoltaikstrom für das Gebäude 1. Bei der Berechnung der in Tabelle 4 enthaltenen Daten wurden die Gesamtverluste der Photovoltaik-Anlage sowie der lineare Leistungsverlust über 20 Jahre berücksichtigt.

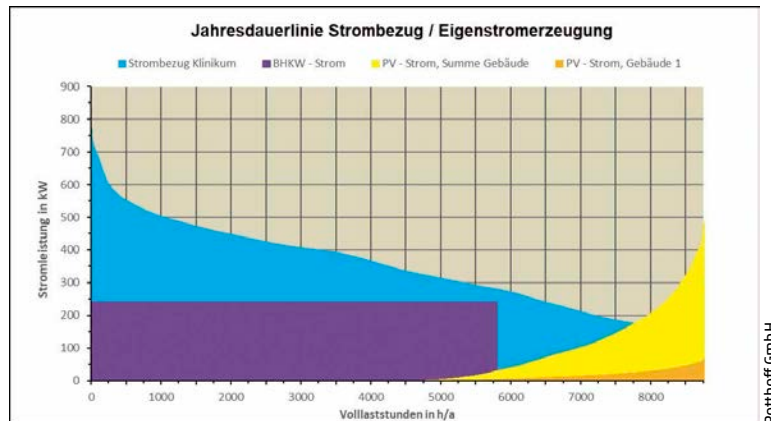
Der erzeugte Photovoltaikstrom wird insgesamt eigenverbraucht.

Darüber hinaus wurde betrachtet, welches Gesamtpotenzial an Photovoltaikstrom – bezogen auf die Dachflächen des gesamten Klinikums – erzielt werden könnte.

### Ausblick für den Ausbau regenerativer Eigenstromerzeugung

Wie aus Abbildung 5 ersichtlich ist, kann der Strombedarf des Klinikums unter konservativem Ansatz zu ca. 17 % mit Photovoltaikstrom (also regenerativ) gedeckt werden. Voraussetzung hierfür ist die Installation von erheblichen Speicherkapazitäten. In diesem Segment findet derzeit eine starke Weiterentwicklung von Speicherkonzepten statt. So werden beispielsweise gemeinsam mit der Autoindustrie Stromspeicher-Gesamtkonzepte (Second-Use-Speicher) entwickelt.

Die Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz, z. B. durch die zweifache Vergütung der EEG-Umlage für das Ein- und Auspeisen des eigenerzeugten und -genutzten Stroms, sind allerdings erschwert.



Pottthoff GmbH

### Die Bereitstellung von elektrischer Energie

Netzsystemdienstleistungen durch Batteriespeicher ermöglichen dieselben netzstabilisierenden Eigenschaften wie konventionelle Kraftwerke. Darüber hinaus bieten sie weitere sektorübergreifende Möglichkeiten zur Nutzung des Photovoltaikstroms, z. B. im Wärmemarkt oder in der E-Mobilität.

Abb. 5: Darstellung der Jahresdauerlinie des Strombezugs und der Eigenzeugung inkl. eigenerzeugtem Photovoltaikstrom für das Gebäude 1 und für das gesamte Klinikum

Bezogen auf die gesamtmögliche Eigenstromerzeugung, also inkl. des BHKW-Stroms, ließe sich ein Eigenstromanteil von ca. 63 % erzielen. Dieser Strom könnte wiederum durch Nutzung von „Biomethan“ zu 100 % regenerativ erzeugt werden. Auch wäre die Rückverstromung von mit regenerativem Überschuss-Strom erzeugtem Wasserstoff (PtG-Gas) denkbar.

Auf Basis obiger Ansätze könnten der Reststrombezug und gleichzeitig die Strombezugskosten des Klinikums zukünftig auf ca. 37 % reduziert werden. Somit wäre durch eine dezentrale Eigenstromerzeugung auch eine deutliche Entlastung der lokalen Mittel- und Niederspannungs-Stromverteilnetze möglich.

### Wirtschaftlichkeitsberechnung und Ermittlung der Kosten

Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnung beinhaltet die ökonomische Bewertung der dargestellten Versorgungsvarianten bzgl. des Gebäudes 1.

Die Wirtschaftlichkeitskriterien der jeweiligen Variante sind die statische Kapitalrücklaufzeit sowie die spezifischen Stromgestehungskosten.

Die Berechnung wurde in Anlehnung an die VDI 2067-T1 vorgenommen. Sie beinhaltet die Ermittlung der Kostenarten, wie die kapital-, betriebs-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten. Als finanzmathematisches Verfahren wurde die „Annuitätenmethode“ gewählt.

Zur Ermittlung der kapitalgebundenen Kosten wurden die Anschaffungskosten für die Photovoltaik-Anlage und für die beschriebenen sonstigen elektrotechnischen Maßnahmen zugrunde gelegt. Ein Fremdkapitalzinssatz in Höhe von 2 % sowie eine technische Nutzungsdauer der Maßnahmen über 20 Jahre wurden in Ansatz gebracht.

**Ermittlung der betriebsgebundenen Kosten:** Die betriebsgebundenen Kosten wurden mit 1,5 % bezogen auf die Investitionen berücksichtigt. Die Aufwendungen für Begehung und Reinigung der Anlagen wurden auf Basis eines mittleren Stundensatzes in Höhe von 26,60 €/h berechnet. Die Ermittlung des Stromprei-

ses (Jahr 2017) erfolgte auf Basis der Jahres-Schlussrechnung und beträgt 17,00 ct/kWh (netto).

### Anteil EEG-Umlage bei Eigenverbrauch

Nach derzeitigem Stand der Verhandlungen zwischen der Europäischen Union und dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) kann davon ausgegangen werden, dass rückwirkend ab dem 01.01.2018 eine EEG-Umlage in Höhe von 40 % zukünftig zu erwarten ist. Demnach würde die anteilige EEG-Umlage 0,0272 €/kWh betragen.

Die Erlöse beinhalten die eingesparten Stromkosten aus der Differenz des Vollstrombezugs und des Reststrombezugs (Stromerlöse). Für die Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen wurde ein Emissionsfaktor für den Strommix Deutschland im Jahr 2017 von 489 g/kWh zugrunde gelegt.

In *Tabelle 5* sind die betriebswirtschaftlichen Daten der Varianten gegenübergestellt. Desweiteren sind die CO<sub>2</sub>-Einsparungen ausgewiesen.

*Tabelle 5: Gegenüberstellung der betriebswirtschaftlichen Daten und der CO<sub>2</sub>-Emissionen je Variante*

Benennung	Einheit	Variante 1	Variante 2
Investitionen	€	100.363	104.387
Kapitalgebundene Kotten	€/a	5.019	5.166
Wartungs- und Instandhaltungskosten	€/a	724	765
Sonstige Kosten	€/a	66	67
Anteil EEG-Zulage	€/a	1.811	1.961
Gesamt-Jahreskosten	€/a	8.687	9.027
Erlöse (Strom)	€/a	9.313	10.084
Über-/Unterdeckung	€/a	+ 626	+ 1.057
Statische Kapitalrücklaufzeit	a	10,8	10,4
Stromgestehungskosten	ct/kWh	13,03	12,5
CO <sub>2</sub> -Einsparung	kg/a	32.614	35.312

Die Preisbestandteile in *Tabelle 5* verstehen sich als Nettopreise, also exkl. der gesetzlichen Mehrwertsteuer. Als Resultat ergibt sich aus *Tabelle 5* der wirtschaftliche Einsatz der Photovoltaik-Anlage, da die Anlage sich ab dem zehnten Jahr refinanziert hat. Hinsichtlich der Variantenbetrachtung ist festzustellen, dass Variante 2 die höchste Wirtschaftlichkeit aufweist. Das unternehmerische Risiko ist demnach – unter Berücksichtigung einer technischen Nutzungsdauer von 20 Jahren – gering.

Die in *Tabelle 5* ausgewiesenen Stromgestehungskosten sind im Vergleich mit bekannten Marktanalysen um ca. 17 % höher. Diese höheren Kosten werden z. B. durch das Bauen im Bestand und durch Kosten in Bezug auf die Erfordernisse der Mittelspannungsrichtlinie verursacht, hier insbesondere durch die kostenintensive Verkabelung. Die Sensitivitätsbetrachtung hat zum Inhalt, die wesentli-



#### JOACHIM WENZEL

› Dipl.-Ing.; Geschäftsführer der Potthoff GmbH Ingenieurbüro für Energietechnik und Energiewirtschaft



#### ALEXANDER KRENZ

› B. Eng.; Projektingenieur der Potthoff GmbH Ingenieurbüro für Energietechnik und Energiewirtschaft

chen Risiken der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu bewerten. Als Parameter, der großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat, wurde die Veränderung des Strompreises und des Photovoltaik-Modulpreises bewertet.

Auch hier zeigt sich als Ergebnis, dass bei Veränderung des Strompreises um +/- 50 % die Variante 2 vorteilhafter ist. Das gleiche lässt sich bei der Veränderung des Modulpreises um ebenfalls +/- 50 % feststellen.

Auf Basis der Untersuchungsergebnisse hat sich das Klinikum als ersten Schritt für die Installation einer Photovoltaik-Anlage gem. Variante 2 entschieden.

Bezogen auf den weiteren Ausbau der regenerativen Eigenstromerzeugung kann die zuvor dargestellte wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit mit geringen Abweichungen auf das gesamte Klinikum skaliert werden.

## Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- › Zukünftig sind eine signifikante Steigerung der Effizienz und die Implementierung der passenden technischen Performance erforderlich, um die Sachkosten in Krankenhäusern zu reduzieren. Für die Krankenhäuser bedeutet dies, die passende technische Ausführung zu bewerten und einzuführen.
- › Dabei sollte klar sein, dass die Transformation nur mit Strom möglich ist.
- › Das vorliegende Beispiel aus der Praxis zeigt auf, wie in einem Klinikum der Transformationsprozess durch die passende technische Umrüstung auf eine signifikante Erhöhung der Eigenstromversorgung möglich ist, die bestenfalls regenerativ erfolgen sollte. ‹

## Literatur:

- [1] 3. Fachmesse Krankenhaus Technologie, 2018, Dr. Josef Düllings, Präsident des VKD
- [2] Bachelorarbeit, Planung und Wirtschaftlichkeitsanalyse einer 400 kWp PV-Aufdachanlage in einem Klinikum, Alexander Krenz, TH Köln/Ingenieurbüro Potthoff GmbH, 2018