

Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign (IWID)
Institut für Elektrotechnik

Bachelorarbeit

zur Erlangung des Grades eines "Bachelor of Engineering"
im Studiengang Elektrotechnik

Thema: "Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage vergleichend mit Energiespeicherlösung und einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage"

Eingereicht von: Frank Zaunick

Angefertigt für: Elektroanlagenbau Michael Embach e. K., Magdeburg

Matrikel: E 2009

Ausgabetermin: 02. September 2013

Abgabetermin: 20. Dezember 2013

1. Schulischer Betreuer: Herr Prof. Dr.-Ing. Jan Mugele

2. Schulischer Betreuer: Herr Prof. Dr.-Ing. Dieter Haentzsch

Betrieblicher Betreuer: Herr Michael Embach GF

Elektroanlagenbau Michael Embach e.K. | Brenneckestraße 95 | 39116 Magdeburg

Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign
Breitscheidstr. 2

39114 Magdeburg

Elektroanlagenbau
Michael Embach e.K.

Meisterbetrieb

Brenneckestraße 95
39116 Magdeburg

Telefon: 03 91- 63 60 51 0
Telefax: 03 91- 63 60 51 20

E-Mail: info@eab-gruppe.de
Internet: www.eab-gruppe.de

Magdeburg, 02.09.2013

Aufgabenstellung zur Bachelorarbeit für Herrn Frank Zaunick

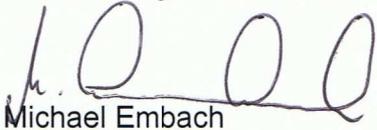
Thema: Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage vergleichend mit Energiespeicherlösung und einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

Sehr geehrter Herr Mugele, sehr geehrter Herr Haentzsch,

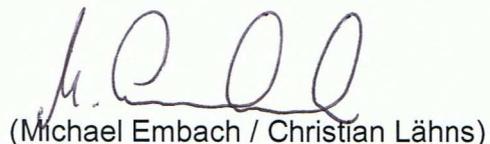
im Auftrag des Elektroanlagenbau Michael Embach e.K. wird Herr Frank Zaunick die Planung einer Photovoltaik-Anlage für die Lithoscan Druck & Direktmarketing GmbH in Braunschweig durchführen. Im Rahmen der Bachelorarbeit soll darüber hinaus die Möglichkeit einer Kombination dieser Anlage mit einem Energiespeichersystem untersucht werden. Dabei werden neben den persönlichen Kundenwünschen die erreichte Unabhängigkeit vom Netz des Energieversorgers und die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Vordergrund der Untersuchung stehen. Vergleichend soll mit Blick auf die genannten Schwerpunkte neben dem elektrochemischen Energiespeichersystem ein Blockheizkraftwerk angelegt und die wirtschaftlich sinnvollste Variante ermittelt werden.

Mit freundlichen Grüßen

Elektroanlagenbau Michael Embach e.K.



Michael Embach
Geschäftsführer



(Michael Embach / Christian Lähns)
Konsultant

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis	VII
1 Einleitung	1
2 Grundlagen	3
2.1 Photovoltaik	3
2.1.1 Komponenten und Aufbau einer Photovoltaik-Anlage	3
2.1.2 Energiespeicher	4
2.2 Blockheizkraftwerk	5
2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung	5
2.2.2 Blockheizkraftwerk	6
2.3 Förderung	7
2.3.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz	7
2.3.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	8
2.3.3 Energiesteuergesetz	9
2.3.4 Kreditanstalt für Wiederaufbau	9
3 Der Standort Lithoscan	10
3.1 Besichtigung	10
3.2 Bedarfsanalyse	10
3.2.1 Standardlastprofil für elektrische Energie	11
3.2.2 Jahresdauerlinie des Strombedarfs	13
3.2.3 Wärmebedarf	14
3.2.4 Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs	14
3.2.5 Energiebedarf in einer Jahresübersicht	18

4	Planung der Photovoltaik-Anlage.....	19
4.1	Prüfen des Standorts	19
4.1.1	Dachausrichtung	20
4.1.2	Dachneigung.....	20
4.1.3	Dachfläche	21
4.2	Komponentenauswahl.....	21
4.2.1	Modulbelegung.....	23
4.2.2	Wechselrichter	24
4.3	Ertragsprognose mittels Dreikomponentenmodell	26
4.3.1	Strahlungsdaten	26
4.3.2	Einstrahlung.....	27
4.3.3	Ermittlung des zu erwartenden Ertrags	29
4.3.4	Produzierte und benötigte Energie	36
4.3.5	Jahresübersicht	39
4.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse	44
4.4.1	Kapitalwertmethode.....	44
4.4.2	Ergebnis der Untersuchung	49
5	Planung einer Photovoltaik-Anlage mit Speicherlösung.....	54
5.1	Deckung des Energiebedarfs	55
5.1.1	Berücksichtigung des Energiespeichers	55
5.1.2	Einfluss des Energiespeichers auf den Eigenverbrauch	59
5.2	Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.....	61
5.2.1	Berechnung.....	61
5.2.2	Untersuchungsergebnisse	62
6	Blockheizkraftwerk	65

6.1	Auswahl des Blockheizkraftwerks.....	65
6.2	Ertragsprognose	67
6.2.1	Wärmeproduktion.....	67
6.2.2	Ertragsprognose – elektrische Energie	70
6.3	Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.....	72
6.3.1	Kapitalwertmethode.....	72
6.3.2	Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.....	76
7	Kombinierte Energieerzeugung.....	78
7.1	Deckung des Energiebedarfs	78
7.1.1	Ansatz.....	78
7.1.2	Jahresübersicht	80
7.2	Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.....	82
7.2.1	Kapitalwertmethode.....	82
7.2.2	Auswirkung der Photovoltaik-Anlage.....	83
8	Fazit	85
	Quellenverzeichnis	87
	Literaturverzeichnis	87
	Sonstige Quellen.....	88
	Internet-Quellen.....	88
	Anhang	93
A	Lithoscan	93
A-1	Zeichnung zum Dachumbau.....	93
A-2	Ergebnisse der Bedarfsermittlung als Monatswerte.....	93
B	Daten zur Photovoltaik-Anlagenplanung	94
B-1	Anlagenzeichnungen	94

B-2	Überprüfungsergebnisse zu eingehaltenen Wechselrichter-Grenzwerten.....	97
B-3	Ergebnisse des Dreikomponentenmodells	99
B-4	Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte.....	101
B-5	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte).....	103
C	Daten zur Photovoltaik-Anlagenplanung mit Energiespeicher	105
C-1	Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte.....	105
C-2	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte).....	106
D	Daten zur Planung des Blockheizkraftwerks.....	107
D-1	Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte.....	107
D-2	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte).....	108
E	Daten zur Planung einer kombinierten Anlage.....	109
E-1	Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte.....	109
E-2	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte).....	110

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Energiebedarf einer Woche nach den Standardlastprofilen G2 und G0	12
Abbildung 3-2: Jahresdauerlinie für den Bedarf elektrischer Energie	13
Abbildung 3-3: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs.....	17
Abbildung 3-4: Monatlicher Energiebedarf Lithoscan.....	18
Abbildung 4-1: Querschnitt Firmengebäude (Ostansicht).....	21
Abbildung 4-2: Modulbelegung auf dem Gebäudedach.....	23
Abbildung 4-3: Monatliche Durchschnittswerte der Globalstrahlung und des diffusen Strahlungsanteils.....	27
Abbildung 4-4: Korrekturfaktor K_{GR} in Abhängigkeit des Einfallswinkels ϵ^2	33
Abbildung 4-5: Jahresübersicht der Strahlungserträge.....	36
Abbildung 4-6: Vergleich der monatlichen Energieerträge anteilig vom Jahresenergieertrag	37
Abbildung 4-7: Jahresübersicht von Ertrag und Bedarf elektrischer Energie	39
Abbildung 4-8: Jahresübersicht zur Deckung des Energiebedarfs	40
Abbildung 4-13: Jahresdauerlinie elektrischer Energie, mit Eigenerzeugung	41
Abbildung 4-9: Jahresübersicht für Aufschlüsselung des Energieertrags	42
Abbildung 4-10: Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit von der Anlagenleistung ..	43
Abbildung 4-11: Verlauf des Kapitalwertes über die Laufzeit.....	49
Abbildung 4-12: Verlauf des Kapitalwertes in Abhängigkeit von der Anlagenleistung.....	51
Abbildung 5-1: Übersicht über erreichbare Autarkiegrade nach Kapazität des Energiespeichers.....	58
Abbildung 5-2: Vergleich Bedarfsdeckung ohne/ mit Energiespeicher.....	60
Abbildung 5-3: Verlauf des Kapitalwertes über die Laufzeit.....	62
Abbildung 5-4: Kapitalwert und Zinssatz abhängig von der Energiespeicherkapazität	63

Abbildung 6-1: Deckung des Wärmebedarfs abhängig von der Anlagenleistung	65
Abbildung 6-2: Volllaststunden abhängig von der Anlagenleistung.....	66
Abbildung 6-3: Jahresübersicht für Wärmeertrag und –Bedarf	68
Abbildung 6-4: Übersicht der Deckung des Wärmebedarfs.....	69
Abbildung 6-5: Jahresübersicht für Bedarf und Ertrag elektrischer Energie	71
Abbildung 6-6: Aufschlüsselung des elektrischen Jahresenergiebedarfs und –Ertrags	72
Abbildung 6-7: Verlauf des Kapitalwertes über die Laufzeit.....	76
Abbildung 7-1: Jahresübersicht von Ertrag und Bedarf	80
Abbildung 7-2: Anteilige Energieproduktion durch Blockheizkraftwerk und Photovoltaik-Anlage.....	81
Abbildung 7-3: Deckung des elektrischen Energie- und Wärmebedarfs	81
Abbildung 7-4: Verlauf des Kapitalwertes	82
Abbildung 7-5: Verlauf von Kapitalwert und Zinssatz abhängig von der Solargeneratorleistung	83

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

A	Standardlastprofil-Parameter A
B	Standardlastprofil-Parameter B
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
C	Standardlastprofil-Parameter C
c_T	Temperaturkoeffizient des Solargenerators
c_v	Faktor für die Berechnung der strahlungsbedingten Temperaturerhöhung
D	Standardlastprofil-Parameter D
d	Tag des Jahres ($d = 1 \dots 365$)
E_{2012}	Energieverbrauch, elektrisch des Jahres 2012
E_{AC}	monatliche Energieproduktion (wechselstromseitig)
E_{Akku}	im Akkumulator gespeicherte Energie
E_B	Energiebedarf
E_E	Energieertrag
E_{EV}	eigenverbrauchte Energie
E_{GL}	Grundlast, elektrisch
E_{NB}	netzbezogene Energie
E_{NS}	in das Netz eingespeiste Energie (Netzspeisung)
E_{SL}	Spitzenlast, elektrisch
EAB	Elektroanlagenbau
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange, Strombörse
EnergieStG	Energiesteuergesetz
F	Wochentagsfaktor
G_0	Bestrahlungsstärke nach STC ($G_0 = 1 \text{ kW} / \text{m}^2$)
H	Globalstrahlungsenergie
H_B	Energie des direkten Strahlungsanteils (beam radiation)
H_D	Energie des diffusen Strahlungsanteils
H_G	Energie der Strahlung in die Solargeneratorebene
H_{GB}	Energie der direkten Strahlung in die Solargeneratorebene
H_{GD}	Energie der diffusen Strahlung in die Solargeneratorebene
H_{GR}	Energie der reflektierten Strahlung in die Solargeneratorebene
H_R	vom Erdboden reflektierte Strahlungsenergie
I_{MPP}	elektrischer Strom im Punkt maximaler Leistung
h	h-Wert für die Wärmebedarfsermittlung
h_S	Elevation der Sonne über der Horizontebene
K	Kapazität des Energiespeichers
K_{Anlage}	Anschaffungskosten der Anlage
K_{AfA}	Kosten durch Abschreibung
$K_{Brennstoff}$	Brennstoffkosten
K_{BW}	Barwert
K_n	Jahresergebnis
$K_{n,Steuer}$	Ergebnis nach den Steuern
K_{EEG}	Vergütung gemäß dem EEG
K_{EEX}	Vergütung nach der Strombörse EEX, gemäß KWKG

$K_{\text{Einsparung}}$	eingesparte Netzbezugskosten
K_{Darlehen}	Höhe des Darlehens
K_{Iffd}	laufende Kosten
K_{KW}	Kapitalwert
K_{KWK}	Zuschlag gemäß KWKG
$K_{\text{Rücklieferung}}$	gegenzurechnender Teil der eingesparten Netzbezugskosten
K_{Speicher}	Anschaffungskosten des Energiespeichers
$K_{\text{Speicherföderung}}$	Tilgungszuschuss der KfW durch staatliche Speicherförderung
K_{Tilgung}	Tilgungszahlungen
K_{Zins}	zu zahlende Zinsen
K_{fW}	Kreditanstalt für Wiederaufbau
K_{W}	Kundenwert
K_{WK}	Kraft-Wärme-Kopplung
K_{WKG}	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
k_{Bezug}	Energiebezugskosten
$k_{\text{Brennstoff}}$	spezifische Brennstoffkosten
k_{EEG}	EEG-Vergütungssatz
k_{EEX}	Energiepreis (elektrisch) nach der Strombörse EEX
k_{G}	Generatorkorrekturfaktor
k_{GR}	Korrekturfaktor für Glasreflexionsverluste
k_{KWK}	spezifischer Zuschlag gemäß KWKG
k_{MM}	Korrekturfaktor für Mismatch
k_{MPP}	Korrekturfaktor für Verluste durch MPP-Tracking-Fehler
k_{NG}	Korrekturfaktor für niedrige Einstrahlung
k_{PM}	Korrekturfaktor für Minderleistung der Module
k_{R}	Korrekturfaktor für ohmsche Verluste
k_{S}	Korrekturfaktor für Verluste durch Schneebedeckung
k_{SP}	Korrekturfaktor für spektralen Mismatch
$k_{\text{Speicherföderung}}$	spezifischer Tilgungszuschuss der KfW durch staatliche Speicherförderung
k_{T}	Temperaturkoeffizient
k_{TB}	Korrekturfaktor für Teilbeschattung einzelner Module
k_{U}	Spannungs-Temperaturkoeffizient (des Photovoltaik-Moduls)
k_{V}	Korrekturfaktor für Verluste durch Modulverschmutzung
L_{C}	Generatorverlust
L_{S}	Systemverlust
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
n	Jahr der Laufzeit
n_{ges}	Laufzeit (gesamt)
n_{d}	Anzahl der Tage (eines Monats)
n_{DL}	Laufzeit des Darlehens
n_{Str}	Anzahl der Strings
n_{TF}	tilgungsfreie Anlaufzeit
n_{ZB}	Dauer der Zinsbindung
P_{A}	Anschlussleistung
P_{el}	Anlagennennleistung, elektrisch
P_{G}	Nennleistung des Generators
P_{G2}	Profilwert nach Standardlastprofil G2
P_{M}	Nennleistung des Photovoltaik-Moduls

P_{th}	Anlagennennleistung, thermisch
PR	Performance Ratio
$p_{Autarkie}$	Autarkiegrad
p_{EV}	Eigenverbrauchsanteil
$p_{Inflation}$	jährliche Inflationsrate
p_{LV}	Ladeverlust
$p_{Minderung}$	jährliche Ertragsminderung des Solargenerators
p_{PD3}	Profilwert (prozentual) nach Standardlastprofil PD3
$p_{Preissteigerung}$	jährliche Energiepreissteigerung
$p_{Steuersatz}$	individueller Steuersatz
$p_{Wartung}$	Wartungskosten als prozentualer Anteil des Ertrags
p_Z	Zinssatz
Q	Wärme
Q_{2012}	Wärmeverbrauch 2012
Q_B	Wärmebedarf
Q_D	Tageswärmebedarf
Q_E	Wärmeertrag
Q_{EV}	eigenverbrauchte Wärme
Q_{GL}	Grundlast, thermisch
Q_N	Wärmebedarf von N Tagen (N - Bemessungszeitraum)
Q_{NB}	netzbezogene Wärme
Q_{SL}	Spitzenlast, thermisch
R_B	Direktstrahlungsfaktor
R_D	Diffusstrahlungsfaktor
R_{DC}	gleichstromseitiger Widerstand
R_{Klemme}	Klemmenwiderstand eines Moduls
R_R	Reflexionsstrahlungsfaktor
R_{Str}	Widerstand des Stringkabels
ST	wahre Sonnenzeit
ST_{SR+5°	wahre Sonnen- bzw. Ortszeit, bei $h_s = 5^\circ$ nach Sonnenaufgang (sunrise)
ST_{SS-5°	wahre Sonnen- bzw. Ortszeit, bei $h_s = 5^\circ$ vor Sonnenuntergang (sunset)
STC	Standard-Test-Conditions (Standard-Testbedingung)
T_D	Tagestemperatur (des Tages D)
T_K	Korrekturtemperatur
T_{Um}	mittlere Umgebungstemperatur
T_{ZG}	strahlungsgewichtete Zellen- bzw. Modultemperatur
T_0	STC-Bezugstemperatur ($T_0 = 25^\circ\text{C}$)
t_{dh}	Zeit, während der die Sonne um $h_s = 5^\circ$ über den Horizont steht
$t_{Laufzeit}$	Laufzeit des Darlehens
t_{Monat}	Dauer des Monats ([h])
t_V	Volllaststunden
U_{MPP}	Spannung im Punkt maximaler Leistung
U_{LL}	Leerlaufspannung
Y	Strahlungsertrag
Y_A	Generatorertrag
Y_R	Referenzstrahlungsertrag (yield)
Y_T	temperaturkorrigierter Strahlungsertrag
β	Anstellwinkel des Solargenerators

δ_d	mittlere Sonnendeklination eines Tages
δ_m	mittlere Sonnendeklination im Monat
δ_{\max}	maximale Sonnendeklination
ε	Einfallswinkel der Sonnenstrahlen
η_{WR}	Wirkungsgrad des Wechselrichters
ϑ	Temperatur
ϑ_D	Tagestemperatur
ϑ_M	Modultemperatur
ϑ_0	STC-Temperatur
ρ_R	Reflexionsfaktor
ϕ, φ	geographische Breite
ω_S	Stundenwinkel

1 Einleitung

Die stetig steigenden Energiepreise der Energieversorgungsunternehmen führen zu verstärktem Kostenvergleich unter den Kunden. Alternativ zur Fremdversorgung fördert die Bundesregierung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz den Ausbau von regenerativer Energieerzeugung durch die Verbraucher selbst, langfristig mit dem Ziel einer 80-prozentigen Elektroenergieversorgung bis zum Jahr 2050.¹

Folglich werden Eigenproduktion und Abgabe von Energie aus privaten Energieanlagen in das öffentliche Netz wirtschaftlich attraktiv für Verbraucher. Private Personen wie Unternehmen generieren Vergütungen bei Abgabe überschüssiger Eigenenergie in das öffentliche Netz durch Inanspruchnahme der gesetzlichen Förderungen.

Ermöglicht das Erneuerbare-Energien-Gesetz nun dem mittelständigen Unternehmen Lithoscan in Braunschweig durch die Investition in eine Energieerzeugungsanlage einen wirtschaftlichen Vorteil?

Um eine Antwort auf diese Frage erarbeiten zu können, ist die Kenntnis des Energiebedarfs des Unterunternehmens in möglichst kleinen Zeitintervallen erforderlich. Anschließend kann ermittelt werden, inwieweit eine Energieerzeugungsanlage den Bedarf innerhalb eines Zeitintervalls decken kann, um eine teilweise Unabhängigkeit von eventuellen Energiepreisschwankungen zu erreichen. Weiter kann auf Grundlage dieser Erkenntnisse der wirtschaftliche Vorteil bestimmt und ein Fazit abgegeben werden. Im Rahmen der Aufgabenstellung dieser Arbeit sind so verschiedene Anlagenvarianten auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen und die ökonomisch vorteilhafteste bzw. sinnvollste ist auszumachen.

Dafür werden in Kapitel 2 zunächst grundlegende Sachverhalte erläutert, die für das weitere Vorgehen notwendig sind. Anschließend erfolgt in Kapitel 3 neben der Standort- auch die Bedarfsanalyse entsprechend dem thermischen und elektrischen Jahresenergiebedarf, um mit Hilfe von Standardlastprofilen einen möglichst detailliert aufgelösten, zeitlichen

¹ Gemäß § 1 Abs. 2 Satz 1 EEG

Bedarf zu ermitteln. Danach können mit diesen Werten in den folgenden Kapiteln verschiedene Energieerzeugungsanlagen auf ihre Vorteilhaftigkeit hin überprüft werden. Dafür wird in Kapitel 4 zunächst eine Photovoltaik-Anlage am Standort geplant und der zu erwartende Ertrag prognostiziert. Dieser wird mit dem bekannten Elektroenergiebedarf in möglichst kurzen Zeitintervallen verglichen, um letztendlich u. a. die vermiedenen Energiebezugskosten und den sich einstellenden Gewinn bestimmen und so die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagenvariante untersuchen zu können. In Kapitel 5 werden auf vergleichbare Weise als eine weitere Variante die Kombination von Energiespeichern und einer Photovoltaik-Anlage auf ihre Praktikabilität untersucht. Daran anschließend stellt die mögliche Verwendung eines Blockheizkraftwerkes in Kapitel 6 eine weitere Variante dar, durch welche die Unabhängigkeit des Unternehmens von thermischer und auch elektrischer Energieversorgung erhöht werden kann. Hier wird etwas abgeändert anhand des bekannten Wärmebedarfs der zu erwartende Energieertrag bestimmt, aus welchem sich letztendlich wieder ökonomische Untersuchungsergebnisse ermitteln lassen. Zuletzt werden in Kapitel 7 Möglichkeiten der eigenen Energieerzeugung aus sowohl erneuerbaren als auch fossilen Energiequellen untersucht, indem als letzte Anlagenvariante in dieser Arbeit ein Blockheizkraftwerk und eine Photovoltaik-Anlage kombiniert werden. Mit den gesammelten Ergebnissen kann ein abschließendes Urteil abgegeben und aus den vorherigen Kapiteln die ökonomisch vorteilhafteste Variante bestimmt werden.

2 Grundlagen

Zu Beginn der Arbeit werden zum allgemeinen Verständnis grundlegende Sachverhalte erläutert.

2.1 Photovoltaik

2.1.1 Komponenten und Aufbau einer Photovoltaik-Anlage

Eine Hauptkomponente und wesentlicher Bestandteil der Photovoltaik-Anlage ist der Solargenerator, der sich aus einer beliebigen Anzahl von Photovoltaik-Modulen zusammensetzt. Jedes Modul beherbergt Solarzellen, die jeweils durch Sonnenlichteinstrahlung eine Spannung von etwa 0,5 Volt erzeugen.¹ Solarzellen auf der Basis von kristallinem Silizium erreichen einen Wirkungsgrad von zehn bis 18 Prozent, wobei monokristalline gegenüber den polykristallinen Zellen meist einen etwas erhöhten Wirkungsgrad aufweisen.² Eine kostengünstigere Möglichkeit stellen Solarzellen aus amorphem Silizium dar, welche allerdings nur Wirkungsgrade von acht bis zehn Prozent erreichen.³

Die Module, die den Solargenerator bilden, können mit einer Unterkonstruktion auf einem Hausdach dachparallel oder aufgeständert und auch auf Freiflächen montiert werden. Bei einer Aufdach-Montage ist lediglich darauf zu achten, dass aufgrund von Windwirkungen Sogkräfte im Bereich von Rändern und Ecken des Daches entstehen können und deswegen nicht bebaut werden sollten.⁴

Ein String ist eine Reihenschaltung von mehreren Modulen. Ein oder mehrere dieser Strings werden dann an die zweite Hauptkomponente der Solaranlage, dem Wechselrichter, angeschlossen.⁵ Dieser wandelt den vom Generator erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um, damit er für Verbraucher verwendbar wird, oder in das öffentliche Netz eingespeist werden kann. Gleichzeitig sorgt der Wechselrichter dafür, dass sich sein Arbeits-

¹ Vgl. Mertens, 2013, S. 30

² Vgl. Sandner, 2006, S. 27

³ Vgl. ebd., S. 28

⁴ Vgl. ebd., S. 68

⁵ Vgl. Mertens, 2013, S. 30

punkt je nach einfallender Strahlung auf die Generatoroberfläche nahe dem Punkt maximaler Leistung (Maximum-Power-Point, MPP) befindet.¹

Damit die in das Netz gelieferte Energie erfasst und vergütet werden kann, ist als Anlagenkomponente entweder ein zweiter Zähler zu installieren oder der vorhandene Zähler ist durch einen Zweirichtungszähler zu ersetzen.² Zuletzt kann optional ein Datenlogger installiert werden, der Ertrags- und Leistungsdaten aufzeichnen und zur Überwachung bereitstellen kann.

2.1.2 Energiespeicher

Optional kann als zusätzliche Komponente ein Energiespeicher vorgesehen werden, der den Verbrauch eigenerzeugter Energie auch bei zeitlicher Differenz von Energieverfügbarkeit und -bedarf ermöglicht.³ Dabei schützt ein Laderegler den Speicher vor Über- oder Entladung.⁴

Als Speicher elektrischer Energie kommen für eine Photovoltaik-Anlage durch Anforderungen an Speicherkapazität, Platzangebot und Zugriffszeiten nur elektrochemische Speicher, sogenannte Akkumulatoren, in Frage.⁵ Je nach Art unterscheiden sich diese in der Entlade-Nennspannung, in der Kapazität verhältnismäßig zum Gewicht, auch Energiedichte genannt, in der Lebensdauer bzw. der möglichen Anzahl an Ladezyklen und in der Selbstentladung.⁶

Herkömmliche, technisch ausgereifte Blei-Säure-Akkumulatoren sind kostengünstig, zuverlässig, weisen eine geringe Selbstentladung auf und haben keinen Memory-Effekt. Als Nachteil sind die problematische Lagerung, die nur in geladenem Zustand erfolgen darf, die Unverträglichkeit gegenüber Tiefentladung und die Unfähigkeit eines schnellen Ladens zu nennen. Wegen letzterem kann unter Umständen durch den Solargenerator anfallende Energie nicht vollständig aufgenommen werden. Mit einer Lebensdauer von zehn bis zwölf

¹ Vgl. Mertens, 2013, S. 181

² Vgl. Sandner, 2006, S. 58

³ Vgl. Neupert, Euting, Kretschmer, Notthoff, Ruhlig, Weimert, 2008, S. 35

⁴ Vgl. Schmid, 1999, S. 109

⁵ Weitere Speicher für Elektrizität: u.A. Schwungräder, Kondensatoren, Wasserstoff (Vgl. Neupert, Euting, Kretschmer, Notthoff, Ruhlig, Weimert, 2008, S. 36)

⁶ Vgl. Neupert, Euting, Kretschmer, Notthoff, Ruhlig, Weimert, 2008, S. 36 f.

Jahren und geringem Wartungsaufwand (jährliches Nachfüllen von destilliertem Wasser)¹ stellen Blei-Akkumulatoren eine solide Lösungsmöglichkeit dar.²

Lithium-Ionen-Akkus zeichnen sich im Vergleich zum Blei-Säure-Typ durch höhere Energie- und Leistungsdichte, höherer Kapazität und einer Unempfindlichkeit gegenüber Tiefentladung aus.³ Nachteilig ist, dass diese Energiespeicher meist verhältnismäßig kostenintensiv⁴ sind, was sich allerdings durch die höhere Lebensdauer von 20 Jahren⁵ ausgleichen kann.

Zu erwähnen sind ebenfalls Redox-Flow Batterien, welche einen externen Tank für das energiespeichernde Material haben und deshalb eine von der Zellengröße unabhängige Energiemenge speichern können. Weiter weisen Speicher dieser Art weder Selbstentladung noch den Memory-Effekt auf und sind immun gegen Tiefentladung.⁶ Nachteilig sind neben den hohen Kosten⁶, auch bedingt durch die hohe mögliche Leistung des Akkumulators, die entsprechend enorme Größe und das hohe Gewicht der externen Tanks⁷, die eine Aufstellung umständlich gestalten können und unter Umständen ein Fundament erfordern.

2.2 Blockheizkraftwerk

2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Werden in einem Prozess zur Erzeugung elektrischer Energie Brennstoffe verbrannt, um die entstehende Energie in Elektrizität umzuwandeln, geht ein verhältnismäßig großer Teil der entstehenden Wärme stets verloren. Die Kraft-Wärme-Kopplung, abgekürzt KWK, ist

¹ Vgl. Häberlein, 2010, S. 234 - 237

² Vgl. Neupert, Euting, Kretschmer, Notthoff, Ruhlig, Weimert, 2008, S. 40 f.

³ Vgl. ebd., S. 44 ff.

⁴ Preis Akasol Neeo System (Li-Ionen, K = 11 kWh): 14400€. Preis Solon Soliberty Solar Akku (Blei-Säure K₁₀₀ = 10 kWh): ca. 8000€.

Vgl. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH, 2013. *Akasol Neeo* [Online] Verfügbar unter: <<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/akasol-neeo>> [letzter Abruf am 17.12.2013] und

Vgl. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH, 2013. *Solon Soliberty Solar Akku* [Online] Verfügbar unter: <<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/solon-soliberty>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁵ Vgl. AKASOL GmbH, 2013: *Neeo System*. [.pdf] S. 2, [Online] Verfügbar unter: <http://www.akasol.com/> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁶ Vgl. Neupert, Euting, Kretschmer, Notthoff, Ruhlig, Weimert, 2008, S. 50 f.

⁷ Beispiel: Modell cellcube FB200-400: Gewicht: 14000 kg; Maße: 4,5m x 2,2m x 2,4m (Vgl.: Cellstrom GmbH, 2013: *cellcube*. [.pdf], S. 7. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.dmg.com>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

ein Prozess, der elektrische Energie aus Brennstoff erzeugt und zusätzlich, extern bzw. ausgekoppelt, die bei der Verbrennung entstehende Wärme nutzt.¹ Auf diese Weise kann bei sinnvoller Auslegung eine Verringerung der benötigten Primärenergie und entsprechend der entstehenden CO₂-Emissionen erreicht werden.²

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können sowohl anhand der Strom- als auch der Wärmebedarfswerte eines Standortes ausgelegt werden. Eine am Wärmebedarf orientierte Dimensionierung ermöglicht die höchste Ausnutzung von Primärenergie bzw. Brennstoff. Die Anlage läuft nur, wenn Wärme benötigt wird. Die zur gleichen Zeit erzeugte elektrische Energie wird entweder verbraucht oder bei einem Überangebot in das öffentliche Netz eingespeist. Dem gegenüber erzeugt eine stromorientierte Anlage dem Bedarf entsprechend elektrische Energie, die dabei ebenfalls anfallende Wärme muss entweder genutzt, zwischengespeichert oder als Verlust durch Kühleinrichtungen an die Umwelt abgegeben werden.³

2.2.2 Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (abgekürzt BHKW) ist eine Anlage mit Verbrennungsmotor und ausgekoppelter Abwärmenutzung in einem Temperaturbereich, welcher für Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung geeignet ist. Nach Anlagenleistung gestaffelt werden Anlagen einer Leistung von $P_{th} = 5..30$ kW als Klein-BHKW und darunter als Mikro-BHKW bezeichnet.⁴

Wesentliche Komponente eines Blockheizkraftwerkes ist neben dem Otto- oder Dieselmotor eine von diesem angetriebene Turbine zur Stromerzeugung. Zusätzliche Komponenten sind Wärmetauscher, die die Abwärme aus Abgas, Motorkühlwasser, Ladeluft- und Ölkühler abführen.⁵ Auch kann ein Pufferspeicher in die Anlage integriert werden, welcher dann

¹ Vgl. Stein, 1999, S. 15

² Vgl. Schmitz, Schaumann, 2005, S. 15

³ Vgl. Stein, 1999, S. 29

⁴ Vgl. ebd., S. 20 f.

⁵ Vgl. Schmitz, Schaumann, 2005, S. 55

überschüssig erzeugte Wärme zwischenspeichern und analog zum elektro-chemischen Speicher zeitverschoben nutzbar machen kann.¹

Sowohl Otto-Gas- als auch Diesel-Blockheizkraftwerke weisen einen guten elektrischen Wirkungsgrad und eine gute Brennstoffausnutzung auf und können sich schnell an wechselnde Lasten anpassen, wobei Dieselmotoren einen höheren Wartungsaufwand haben.² Daneben gibt Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit externer Verbrennung, ein sogenannter Stirling-Motor, in welchem „eine konstante Gasmenge (...) komprimiert und expandiert wird“³, und so durch die Verwendung geeigneter Brennstoffe noch emissionsärmer arbeiten und auch Abfälle und Biomasse als Brennstoff verwenden kann. Dieser Typ arbeitet leiser und vibrationsärmer, hat jedoch einen größeren baulichen Aufwand und ein höheres Gewicht.⁴

2.3 Förderung

2.3.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, abgekürzt EEG, hat unter Anderem den Zweck, „eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und (...) fossile Energieressourcen zu schonen“⁵. Dafür regelt es auch „den (...) Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von [elektrischem] Strom aus Erneuerbaren [sic] Energien (...) [und] die (...) Abnahme (...) und Vergütung dieses Stroms durch den Netzbetreiber.“⁶

Für photovoltaische Anlagen, die elektrische Energie aus solarer Strahlung erzeugen, wird jede in das Netz eingespeiste Kilowattstunde nach dem EEG vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber vergütet. Der zu vergütende Betrag orientiert sich dabei an der Anlagengröße.⁷ Zusätzlich verändert sich die Vergütung monatlich um einen gewissen Prozentsatz,

¹ Vgl. Stein, 1999, S. 32

² Vgl. Schmitz, Schaumann, 2005, S. 31

³ Stein, 1999, S. 27

⁴ Vgl. ebd., S. 27

⁵ § 1 Abs. 1 Satz 1 EEG

⁶ § 2 Abs. 1 Satz 1 EEG

⁷ Gemäß § 32 Abs. 2 Satz 1 EEG

abhängig von der Anzahl der neu an das Netz angeschlossenen Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden.¹

Da es bis jetzt stets einen Zubau an zu vergütenden Anlagen gibt, nehmen die Vergütungssätze monatlich ab, von Mai bis Oktober 2013 beispielsweise um jeweils 1,8%.² So ergibt sich für die angenommene Inbetriebnahme der Anlage im Januar 2014 ein Vergütungssatz von 12,98 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Energie,² wobei die Vergütung ab dem Beginn der Energieproduktion für den Zeitraum von 20 Jahren zusätzlich zum Jahr der Inbetriebnahme gezahlt wird.³ Es ist dabei zu berücksichtigen, dass ab einer Anlagengröße von $P_G > 10$ kWp die vergütungsfähige Menge auf 90% der erzeugten Energie reduziert wird.⁴

2.3.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (kurz KWKG) soll „einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (...) durch die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (...) leisten“⁵.

Netzbetreiber sind durch dieses Gesetz dazu verpflichtet, den in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Strom abzunehmen⁶, und für diesen einen Preis und einen Zuschlag zu entrichten⁷. Der übliche Preis für kleine KWK-Anlagen ist der „durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal“⁸. Der Zuschlag beträgt „5,41 Cent pro Kilowattstunde wahlweise für einen Zeitraum von zehn Jahren oder für die Dauer von 30000 Vollbenutzungsstunden“⁹. Auf

¹ Gemäß § 20b Abs. 1 – 9 EEG

² Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013: *Bestimmung der Vergütungssätze nach § 32 EEG* [.xls], [Online] Verfügbar unter: <<http://www.bundesnetzagentur.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Gemäß § 2 Abs. 1 - 2 EEG

⁴ Gemäß § 33 Abs. 1 Satz 1 EEG

⁵ § 1 Abs. 1 Satz 1 KWKG

⁶ Gemäß § 4 Abs. 1 Satz 1 KWKG

⁷ Gemäß § 4 Abs. 3 Satz 1 KWKG

⁸ § 4 Abs. 3 Satz 3 KWKG

⁹ § 7 Abs. 1 Satz 1 KWKG

Kosten des Anlagenbetreibers ist eine Messeinrichtung anzubringen, welche die eingespeiste Strommenge und die angegebene Nutzwärmemenge feststellen kann.¹

2.3.3 Energiesteuergesetz

Die Energiesteuer beträgt „für 1 MWh Erdgas (...) 5,50 EUR“². Eine vollständige Entlastung von der Steuer ist möglich, wenn dieses Erdgas in einem Kraft-Wärme-Kopplungsprozess verwendet wird, die entsprechende Anlage hocheffizient ist, als welche Klein- und Kleinst-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gelten³, und mindestens einen Nutzungsgrad von 70 % erreicht.⁴ Wobei diese Entlastung nur für die Lauf- bzw. Abschreibungszeit der Anlage von zehn Jahren gewährt wird.⁵

2.3.4 Kreditanstalt für Wiederaufbau

Die KfW Bankengruppe (abgekürzt für Kreditanstalt für Wiederaufbau) stellt Kredite für Investitionsvorhaben wie bspw. in eine Photovoltaik- oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zur Verfügung. Dabei wird nach Förderprogrammen unterschieden. Die Programme 274⁶ und 275⁷ gelten für die Anschaffung von Photovoltaik-Anlagen, wobei letzteres die zusätzliche Installation eines elektrochemischen Energiespeichers unterstützt. Zusätzlich kann eine Förderung der Investition in ein Speichersystem in Form eines Tilgungszuschusses beantragt werden, wenn die Anlagenleistung höchstens 30 kWp beträgt und die maximale Netzeinspeiseleistung 60% der Anlagenleistung entspricht. Dabei werden 30% der anfallenden der Kosten für das Speichersystem, jedoch maximal 2000 Euro je Kilowatt Anlagenleistung, bezuschusst.⁸ Daneben ist das Programm 244¹ für die Anschaffung von Blockheizkraftwerken durch kleinere Unternehmen vorgesehen.

¹ Gemäß § 8 Abs. 1 Satz 2 KWKG

² Gemäß § 2 Abs. 3 Satz 1 Nummer 4 EnergieStG

³ Vgl. Richtlinie 2004/8/EG über Förderung Kraft-Wärme-Kopplung

⁴ Gemäß § 53a Abs. 1 Satz 1 EnergieStG

⁵ Gemäß § 53a Abs. 2 Satz 1 EnergieStG

⁶ Vgl. KfW: *Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien „Standard“*. [.pdf], S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw.de>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁷ Vgl. KfW: *Merkblatt Erneuerbare Energie. KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“*. [.pdf], S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw.de>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁸ Vgl. ebd., S. 2

3 Der Standort Lithoscan

Vor einer Anlagenplanung ist es notwendig, den Standort zu besichtigen, um einen ersten Überblick über die gegebenen Möglichkeiten zu erhalten. Auch wird erst im Gespräch mit dem Interessenten klar, welche genauen Vorstellungen und Wünsche verwirklicht werden sollen.

3.1 Besichtigung

Im Gespräch mit dem Geschäftsführer der Firma Lithoscan stellte sich heraus, dass das Dach des Firmengebäudes erneuert werden muss, da es statischen Anforderungen nicht genügt. Deswegen wurde im Vorfeld bereits geplant, das vorhandene Satteldach zu erneuern und der Form eines Pultdaches anzunähern. Durch diese Maßnahme ist dann ein größerer Teil der Dachfläche südlich ausgerichtet und für photovoltaische Zwecke nutzbar (siehe Anhang A-1). Hindernisse, die die Dachfläche zu bestimmten Tages- und Jahreszeiten beschatten könnten, wurden nicht festgestellt.

Während der Innenraumbesichtigung war zu bemerken, dass sich in zwei Räumen jeweils drei Drucker mit einer Anschlussleistung von je $P_A = 5,5 \text{ kW}$ befinden. Es wird zu untersuchen sein, ob die zu planende Anlage fähig ist, eine elektrische Anschlussleistung von mindestens $P_A = 6 * 5,5 \text{ kW} = 33 \text{ kW}$ bereitzustellen. Es hat sich herausgestellt, dass diese Plotter häufig in den Abendstunden betrieben werden, was gerade für durch Sonnenlicht erzeugte Energie in der Anlagenplanung Berücksichtigung finden muss. Neben diesen Geräten hoher Leistung befinden sich in dem Bürogebäude nur verhältnismäßig leistungsschwache Verbraucher, darunter bspw. 16 Personal Computer und etwa 50 Leuchtstofflampen.

3.2 Bedarfsanalyse

Eine Anlage zur Energieerzeugung sollte am Bedarf des Standortes orientiert ausgelegt werden, um eine Über- oder Unterdimensionierung zu vermeiden. Da im Rahmen dieser Arbeit Anlagen sowohl zur Elektrizitäts- als auch zur Wärmeerzeugung geplant werden, ist

¹ Vgl. KfW: *Merkblatt Energieeffizienz im Unternehmen. KfW-Energieeffizienzprogramm*. [.pdf], S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw.de>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

es zunächst erforderlich, den Bedarf an elektrischer und thermischer Energie zu bestimmen.

Gerade überschüssige Wärme kann nicht in das Fernwärmenetz eingespeist, sondern höchstens kurzfristig an einem Pufferspeicher abgegeben werden. Entsteht ein großer Wärmeüberschuss, kann dieser nicht vom Speicher aufgenommen werden und ist über Kühleinrichtungen ungenutzt abzuführen. Es ist deshalb notwendig, den zeitlichen Verlauf des Bedarfs in möglichst kleinen Zeitintervallen zu kennen, um Verluste zu vermeiden. Zusätzlich kann durch Kenntnis des zeitlichen Verlauf des Lastgangs bestimmt werden, wie viel des Energiebedarfs durch die eigene Erzeugung gedeckt werden kann, um so Einsparungen und damit die Wirtschaftlichkeit einer Anlage abschätzen zu können.

Es ist möglich, Werte für den Verbrauch elektrischer Energie im 15-Minuten-Takt durch Stromzähler aufzeichnen zu lassen. Nach einem Telefonat mit einem Mitarbeiter des zuständigen Energieversorgungsunternehmens BS Energy hat sich herausgestellt, dass der bereitgestellte Zähler für das Unternehmen Lithoscan nicht dafür ausgelegt ist, diesen genauen zeitlichen Lastgang aufzuzeichnen. Der Verbrauch und die Anschlussleistung des Unternehmens seien zu gering, damit die Installation eines solchen Zählers nutzbringend wäre.

3.2.1 Standardlastprofil für elektrische Energie

Da keine direkte Datenerhebung über den Verbrauch des Standorts in Braunschweig möglich ist, muss auf standardisierte Lastprofile zurückgegriffen werden. Da das Unternehmen häufig in den Abendstunden aktiv ist, wird das Standardlastprofil des BDEW¹ „G2 – Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden“² für Niedersachsen ausgewählt, um den Lastgang des Unternehmens darzustellen.

Standardprofile des Stromlastganges geben Profilwerte für den durchschnittlichen Bedarf jeder Viertelstunde eines Jahres an, entsprechend eines angenommenen Jahresenergiebe-

¹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

² E.ON Mitte AG, 2013: *Standardlastprofilverfahren Anlage 3*. [pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.eon-mitte.com/de/home>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

darfs von $E_B = 1000 \text{ kWh}$.¹ In Abbildung 3-1 wird zur Veranschaulichung der Lastgang der ersten vollständigen Woche des Jahres 2013, in der kein Feiertag liegt, nach den Standardlastprofilen G2 und G0² dargestellt, um den Unterschied beider Profile aufzuzeigen.

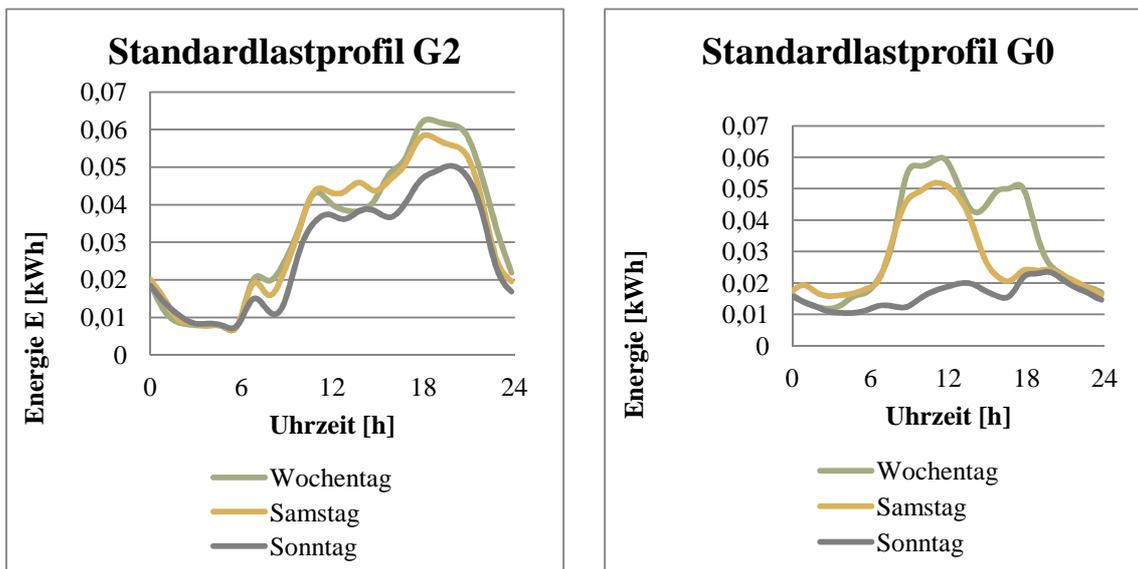


Abbildung 3-1: Energiebedarf einer Woche nach den Standardlastprofilen G2 und G0³

Auffällig ist, dass der Energiebedarf des Profils G0, welches für allgemeines Gewerbe entwickelt wurde⁴, an den Wochentagen, verglichen mit den Tagen des Wochenendes, deutlich höher ist. Die Zeiten hohen Verbrauchs entsprechen hier weitestgehend denen geregelter Arbeitszeiten von 07:00 bis 18:00 Uhr. Dem gegenüber ist der Energiebedarf nach Profil G2, welches vorrangig für Gaststätten oder Tankstellen ausgelegt ist⁵, ganzwöchentlich in der Zeit von 10:00 bis 22:00 Uhr am höchsten. Der hohe Bedarf an den Abendstunden kommt nach Kapitel 3.1 der Realität nahe und wird für das weitere Vorgehen ausgewählt, auch wenn der am Sonntag ebenfalls hohe Verbrauch nicht ganz der Realität entsprechen wird, was mangels genauerer Werte toleriert wird.

¹ Vgl. E.ON Mitte AG, 2013: *G2N E.ON Mitte Gewerbe mit Verbrauch Abend Niedersachsen*. [xlsx] [Online] Verfügbar unter: <<http://www.eon-mitte.com>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. E.ON Mitte AG, 2013: *G0N E.ON Mitte Gewerbe allgemein Niedersachsen*. [xlsx] [Online] Verfügbar unter: <<http://www.eon-mitte.com>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Zeitraum: 07.01.-13.01.2013. Quelle: eigene Darstellung

⁴ Vgl. E.ON Mitte AG, 2013: *Standardlastprofilverfahren Anlage 3*. [pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.eon-mitte.com/de/home>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁵ Vgl. ebd., S. 2

3.2.2 Jahresdauerlinie des Strombedarfs

Der zeitabhängige Energiebedarf E_B des Unternehmens nach Lastprofil G2 kann für jede Viertelstunde aus dem Profilwert des Standardprofils P_{G2} für die entsprechende Viertelstunde und der vom Energieversorger bezogenen elektrischen Energie des Vorjahres¹ von $E_{2012} = 29663 \text{ kWh}$ angenähert werden (Formel (3.1)).

$$E_B = P_{G2} * E_{2012} \quad (3.1)$$

Mit einer Jahresdauerlinie kann der stündliche Energiebedarf eines Jahres absteigend sortiert wiedergegeben werden. Auf diese Weise werden der maximale Verbrauch, die sogenannte Spitzenlast und der minimale Verbrauch, die Grundlast, graphisch einfach bestimmt werden. Die in Formel (3.1) ermittelten viertelstündlichen Werte des Energiebedarfs des Unternehmens Lithoscan können dafür auf den Zeitraum einer Stunde aufsummiert werden. Diese stündlichen Werte sind als Jahresdauerlinie in Abbildung 3-2 absteigend sortiert dargestellt.

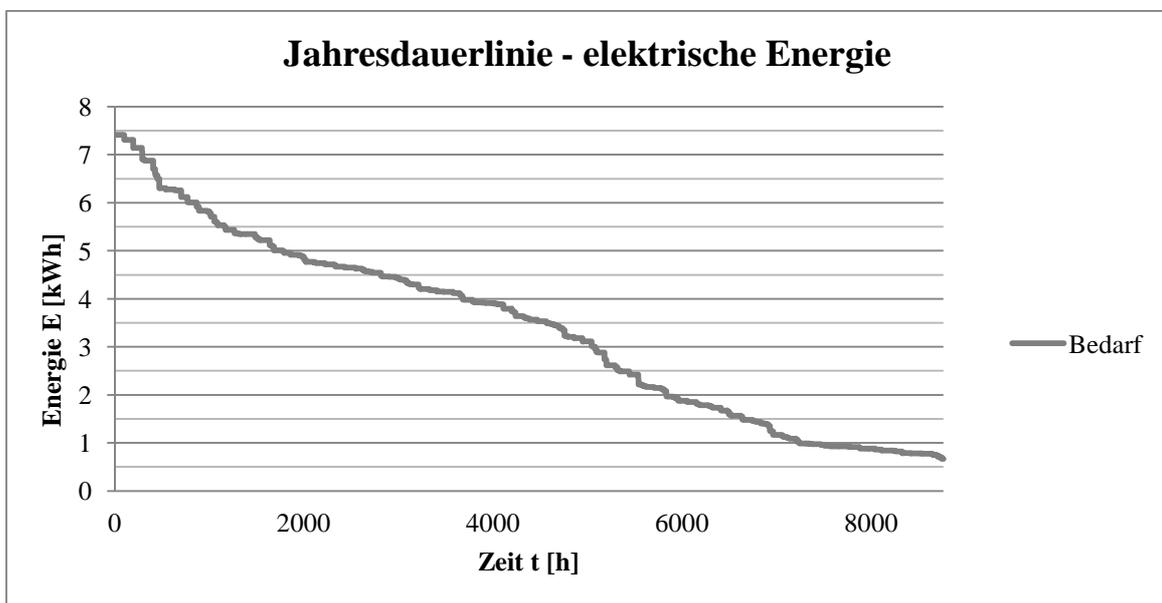


Abbildung 3-2: Jahresdauerlinie für den Bedarf elektrischer Energie²

Am graphischen Verlauf des Energiebedarfs kann gut abgelesen werden, dass die Spitzenlast elektrischer Energie etwa $E_{SL} = 7,5 \text{ kWh}$ beträgt. Auch wird nie eine geringere Ener-

¹ Quelle: BS Energy, 2013, Turnusabrechnung

² Quelle: eigene Darstellung

giemenge als die Grundlast von etwa $E_{GL} = 0,6$ kWh benötigt. Je mehr Fläche unterhalb des Graphen eine Energieerzeugungsanlage abdeckt, desto weniger Energie muss am Standort zu Konditionen des Energieversorgers aus dem Netz bezogen werden und dementsprechend wahrscheinlicher ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage.

3.2.3 Wärmebedarf

Für die Bestimmung des Wärmebedarfs sind für Verbraucher mit einem jährlichen Gasverbrauch von bis zu 1,5 Gigawattstunden ebenfalls vereinfachend Standardlastprofile anzuwenden.¹ Die Wärmelastprofile für Gewerbekunden sind dafür nach ihrem Gewerbe aufgeschlüsselt, wobei das Standardprofil PD3, Papier und Druck², normale Ausbildung³, dem Firmenprofil des Unternehmens Lithoscan Druck & Direktmarketing GmbH entspricht⁴ und für die Bestimmung des Bedarfs ausgewählt wird. Da durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) nur nach Wochentagen sortierte Standardprofile der TU München und nicht explizit für das Druckgewerbe bereitgestellt werden⁵, wird für die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs das Standardprofil PD3 der Stadtwerke Unna GmbH genutzt.⁶

3.2.4 Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs

Mit Hilfe des Standardprofils PD3 kann abhängig vom Wochentag und von der Außentemperatur der stündliche Anteil eines zuvor zu bestimmenden Tageswärmebedarfs ermittelt werden. Der benötigte Tageswärmebedarf Q_D kann nach dem Leitfaden zur Abwick-

¹ Gemäß § 24 Abs. 1 Satz 1 GasNZV

² Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2012: *Codierung der Standardlastprofile nach Maßgaben der TU München für den deutschen Gasmarkt*. [pdf], S. 6. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.edi-energy.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013: *Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. [pdf], S. 41. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.eon-mitte.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁴ Vgl. ebd., S. 90 f.

⁵ Vgl. ebd. S. 75 - 86.

⁶ Vgl. Stadtwerke Unna GmbH, 2008: *Lastprofil PD3 ab 1. Oktober 2008*. [xls], S. 6. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.sw-unna.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis, abweichende URL, da kein direkter Zugang über www.sw-unna.de möglich) [letzter Abruf am 17.12.2013]

lung von Standardlastprofilen Gas des BDEW aus einem h-Wert und einem Kundenwert KW berechnet werden¹ (Formel (3.2)).

$$Q_D = h(\vartheta) * KW \quad (3.2)$$

Für den Kundenwert werden die h-Werte jedes Tages und der Wärmeverbrauch des Vorjahres Q_{2012} benötigt (Formel (3.3)). Der h-Wert setzt sich neben der Tagestemperatur aus tagesabhängigen Wochentags- (F)² und profilabhängigen³ Lastprofil-Parametern (A , B , C und D) zusammen⁴ (Formel (3.4)).

$$KW = \frac{Q_{2012}}{\sum_i^{365} h(\vartheta_{Di})} \quad (3.3)$$

$$h(\vartheta) = F * \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} + D \quad (3.4)$$

mit $\vartheta_0 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$

Lastprofilparameter:	$A = 3,2$
	$B = -36$
	$C = 8,4$
	$D = 0,1$
Wochentagsparameter:	$F_{Mo;Fr} = 1$
	$F_{Di;Mi;Do} = 1,1$
	$F_{Sa;So;Feiertag} = 0,9$

Die Tagestemperatur ϑ wird aus einer geometrischen Reihe nach dem Vorbild der TU München aus den mittleren Temperaturen der drei vorhergehenden Tage gebildet (Formel (3.5)), um die Wärmespeicherfähigkeit des Gebäudes zu berücksichtigen.⁵ Die mittleren

¹ Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013: *Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. [.pdf], S. 29. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.eon-mitte.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. ebd., S. 57

³ Vgl. ebd., S. 79

⁴ Vgl. ebd., S. 30

⁵ Vgl. ebd., S. 20 f.

Tagestemperaturen werden dafür der Internetseite des Deutschen Wetterdiensts für die Station 2014 Hannover entnommen¹.

$$\vartheta = \frac{T_D + 0,5 * T_{D-1} + 0,25 * T_{D-2} + 0,125 * T_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (3.5)$$

Mit diesen Formeln kann für jeden Tag des Jahres 2012, für welches ganzjährige Temperaturwerte vom Deutschen Wetterdienst und der Jahreswärmebedarf von $Q_{2012} = 24 \text{ GWh}^2$ vorliegen, der Wärmebedarf angenähert werden. Für allgemeinere Werte, wie sie für eine Ertragsprognose benötigt werden, können Mittelwerte der Tagestemperaturen des Deutschen Wetterdienstes bestimmt und so ein zu erwartender, durchschnittlicher Energiebedarf ermittelt werden. Die Tagesdurchschnittstemperaturen werden dafür als Mittelwerte aus den historischen und aktuellen Jahren 1986 bis 2012 gebildet, um mit den späteren Berechnungen in Kapitel 4.3 vergleichbar zu sein.³

Sind die Tageswerte Q_D für ein durchschnittliches Jahr bestimmt, so kann mit Hilfe des Standardlastprofils PD3 der stündliche Energiebedarf Q_B als Anteil p_{PD3} des Tagesverbrauchs Q_D bestimmt werden (Formel (3.6)).

$$Q_B = Q_D * p_{PD3} \quad (3.6)$$

Der Größe nach abfallend sortiert, kann aus den stündlichen Beträgen des Wärmebedarfs wie zuvor die Jahresdauerlinie des Standortes gebildet werden (siehe Abbildung 3-3):

¹ Vgl. Deutscher Wetterdienst, 2013. *Tageswerte historisch Hannover* [.txt] [Online] Verfügbar unter: <<http://www.dwd.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013] und

Deutscher Wetterdienst, 2013. *Tageswerte aktuell Hannover* [.txt] [Online] Verfügbar unter: <<http://www.dwd.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Quelle: BS Energy, 2013, Turnusabrechnung

³ Hinweis: In 4.3.2 werden durchschnittliche Strahlungswerte aus den Jahren 1986 – 2012 verwendet.

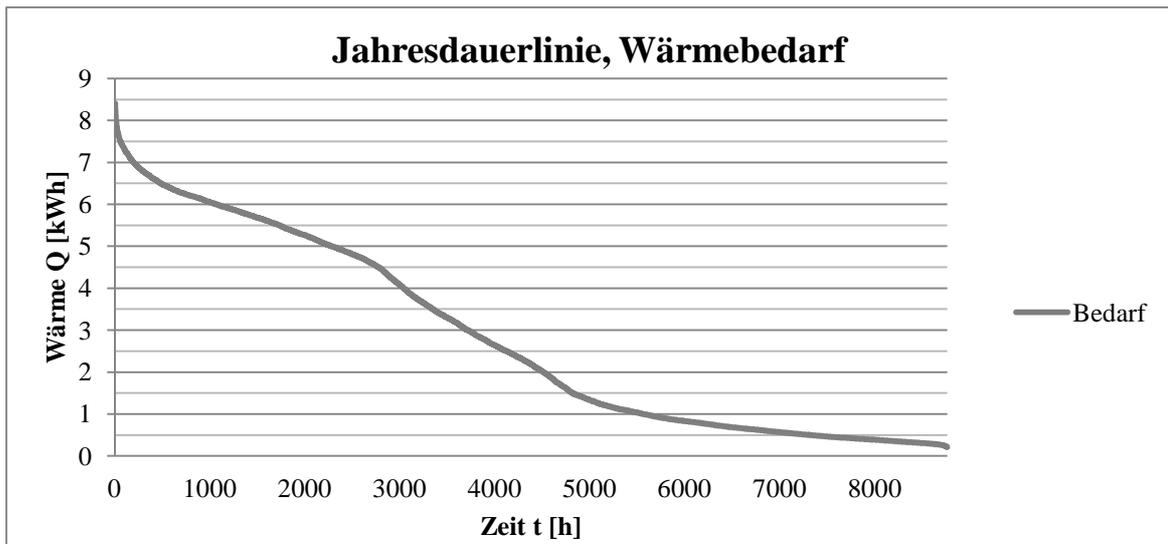


Abbildung 3-3: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs¹

Am Graphen kann sowohl die Grundlast von etwa $Q_{GL} = 0,25$ kWh und auch eine Spitzenlast von etwa $Q_{SL} = 8,5$ kWh abgelesen werden, wobei die gesamte Fläche unterhalb des Graphen wieder dem jährlichen Energiebedarf entspricht. Ziel der Anlagenauslegung für die Wärmeerzeugung sollte ebenfalls sein, eine große Fläche unterhalb des Graphen abzudecken, um die selbsterzeugte, potentiell kostengünstigere Energie möglichst oft nutzen zu können.

¹ Quelle: eigene Darstellung

3.2.5 Energiebedarf in einer Jahresübersicht

Die Bedarfsanalyse abschließend, werden in Abbildung 3-4 die ermittelten Werte des elektrischen und thermischen Energiebedarfs, durch Aufsummieren auf ganze Monate, zusammengefasst veranschaulicht. Die Berechnungsergebnisse sind in Anhang A-2 ebenfalls in tabellarischer Form zusammengefasst einsehbar.

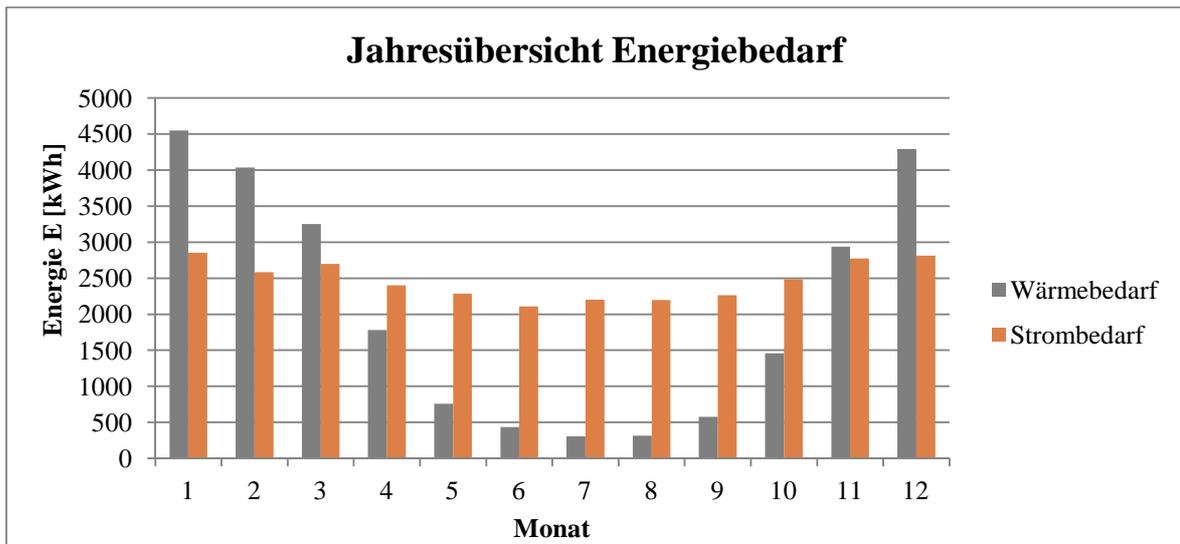


Abbildung 3-4: Monatlicher Energiebedarf Lithoscan¹

Es ist zu sehen, dass der Bedarf an elektrischer Energie das ganze Jahr hindurch etwa konstant verläuft. Deutlich zu erkennen ist hingegen der Einbruch des Wärmebedarfs in den Monaten der Übergangszeit und im Sommer, in welchem thermische Energie nahezu ausschließlich für die Trink- bzw. Warmwasserbereitung genutzt wird. Anlagen zur Wärmezeugung werden in diesen Monaten selten ihre volle Leistung ausnutzen können.

¹ Quelle: eigene Darstellung

4 Planung der Photovoltaik-Anlage

Für die Planung einer Photovoltaik-Anlage, die elektrische Energie aus solarer Strahlung erzeugt, ist im ersten Planungsschritt zu begutachten, inwieweit die zu bebauende Fläche des Standorts für die Nutzung von solarer Strahlung geeignet ist. Anschließend sind je nach Kundenvorstellungen Hersteller für die verschiedenen Anlagenkomponenten in eine engere Auswahl zu ziehen.

Es ist zweckmäßig, zu untersuchen, inwieweit der resultierende Ertrag verschiedener Anlagengrößen vom Verbraucher, dem Unternehmen Lithoscan, abgenommen werden kann. Die vermiedenen Netzbezugskosten von durchschnittlich 22,53 Cent/kWh¹ können zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Anlage führen. Überschüssige Energie kann darüber hinaus in das öffentliche Netz zu Konditionen des Erneuerbare-Energien-Gesetz eingespeist werden (siehe Kapitel 2.3.1).

Da hierfür allerdings der Rechenweg erläutert werden muss, wird zuerst, wie im Unternehmen EAB üblich, die maximal mögliche Modulanzahl auf der gegebenen Dachfläche untersucht, durch welche sich dann die höchst mögliche Energieproduktion mit dem gewählten Modultyp einstellen kann. Anfolgend wird der Rechenweg der Ertragsprognose anhand der sich ergebenden Leistung der Anlagenvariante erläutert. Auf diese Weise können direkt im Anschluss an den Rechenweg die entsprechenden Ergebnisse in Diagrammform anschaulich dargestellt werden. An die Ertragsprognose schließt sich die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit an, nach welcher abschließend beurteilt werden kann, ob und welche Anlagenvariante ökonomisch zu empfehlen ist.

4.1 Prüfen des Standorts

Im Falle des Firmengebäudes des Unternehmens Lithoscan ist das Dach, genauer die südlich ausgerichtete Dachflächenhälfte, als die zu bebauende Fläche auf ihre photovoltaische Nutzbarkeit zu überprüfen.

¹ $K = \frac{E_{\text{Bedarf, Jahr}}}{\text{Kosten}_{\text{Jahr}}} = \frac{26993 \text{ kWh}}{6682,94 \text{ €}} = 22,53 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

(Quelle Energiebedarf und Energiekosten: BS Energy, 2013, Turnusabrechnung)

4.1.1 Dachausrichtung

Der Azimut genannte Winkel gibt die Abweichung zur Südausrichtung an.¹ Für die photovoltaische Nutzung von solarer Strahlung sollte die Generatorfläche möglichst nach Süden orientiert sein, um über den gesamten Tag hinweg der Sonne zugewandt zu sein, wobei eine Abweichung von dieser, auch Solargeneratorazimut genannt,² von unter 20° noch keine ausschlaggebende Verminderung der Energieproduktion bewirkt.³

Dachfirst und Traufen des Firmengebäudes liegen mit einer Abweichung von 1,5° nahezu in West-Ost-Ausrichtung, wodurch die südliche Dachhälfte nahezu südlich und deshalb optimal zur Sonne ausgerichtet ist.

4.1.2 Dachneigung

Problematisch für die photovoltaische Nutzung kann die relativ geringe Dachneigung von 15° werden. Die absorbierte Menge direkter Sonnenstrahlung durch einen Solargenerator ist maximal, wenn dieser senkrecht zur eintreffenden Strahlung geneigt ist. An Standorten in Mitteleuropa muss die Sonnenstrahlung allerdings vergleichsweise 50% mehr Luftmasse durchdringen als am Äquator,⁴ demnach ist der Anteil an diffuser Strahlung in Braunschweig nicht zu unterschätzen. Diese indirekte Strahlung wird bei flacher geneigten Solargeneratorflächen besser ausgenutzt, weshalb insgesamt ein Anstellwinkel von etwa 30° optimal wäre.⁵

Weiter ist eine steiler geneigte Generatorfläche gerade bei Anlagen, die auch im Winter hohe Erträge einfahren sollen, von Vorteil, um die durch den niedrigen Stand der Sonne relativ flach eintreffende direkte Strahlung optimal ausnutzen zu können. Außerdem sorgt eine flach geneigte Fläche dafür, dass Schmutz und Fremdkörper leichter haften bleiben. Die sogenannte Selbstreinigung von Photovoltaik-Modulen, bei der durch Niederschlag solche Verschmutzungen beseitigt werden sollen, wirkt erst ab etwa 20° Neigung nennenswert. Auch Schnee, der beim Schmelzen und Abrutschen reinigend wirken kann, bleibt leicht auf der Modulfläche liegen und verschattet diese.

¹ Vgl. Häberlein, 2012, S. 12

² Vgl. ebd., S. 12

³ Vgl. ebd., S. 43

⁴ ebd., S. 12; (Air Mass 1,5)

⁵ ebd., S 43

Das Säubern der Photovoltaik-Generatorflächen von Schnee und Verschmutzungen erfolgt ohne größeren Aufwand durch den Anlagenbetreiber. Dies vorausgesetzt, kann der Grad der Verschmutzung und die dadurch entstehenden Ertragseinbußen begrenzt werden. Nimmt man gewisse Ertragseinbußen durch die relativ flach eintreffende Direktstrahlung in den Wintermonaten in Kauf, so wird wahrscheinlich auch eine um 15° geneigte Generatorfläche ausreichend elektrischen Strom aus solarer Strahlung produzieren können.

4.1.3 Dachfläche

Als dritter und letzter Punkt ist die zur Verfügung stehende Dachfläche zu untersuchen. Wie schon im Punkt 3.1 erwähnt, muss das vorhandene Dach des Firmengebäudes nach einer statischen Prüfung erneuert werden. Im Rahmen dieser Neukonstruktion wird der südliche Teil des Satteldachs vergrößert und entsprechend die nördliche Hälfte verkleinert, wobei die Dachneigung von 15° erhalten bleibt. In der vorläufigen Zeichnung (siehe Anhang A-1) ist zu erkennen, dass das neue Süddach eine Breite von über 8,50 Meter aufweist. Tatsächlich ergibt sich beim Nachmessen eine Breite von etwa 9,10 Metern, was als Schema in Abbildung 4-1 dargestellt wird.

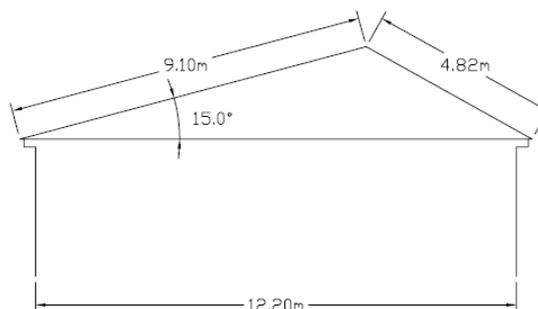


Abbildung 4-1: Querschnitt Firmengebäude (Ostansicht)¹

Auf dem 30 Meter langen Firmengebäude ist also eine etwa $9,10m \cdot 30m = 273m^2$ und damit ausreichend große, südlich ausgerichtete Dachfläche vorhanden, die für photovoltaische Zwecke nutzbar ist.

4.2 Komponentenauswahl

Regelmäßige, etwa monatliche, Reinigungen der Modulflächen des Photovoltaik-Generators vorausgesetzt kann zusammenfassend angenommen werden, dass Neigung und Ausrichtung der zur Verfügung stehenden Dachfläche für die photovoltaische Nutzung geeignet sind.

¹ Quelle: eigene Darstellung

Da der Photovoltaik-Generator der hauptsächlich sichtbare Teil der Anlage ist, sollte vor Allem dieser durch den zukünftigen Anlagenbetreiber ausgewählt werden. Die den Bau der Anlage letztendlich ausführende Firma Elektroanlagenbau Michael Embach e.K., abgekürzt EAB Embach, steht in korrespondierenden Kontakt mit mehreren Herstellern. Es ist sinnvoll, dem Kunden diese Hersteller nahezu legen, um die hier vorhandenen Erfahrungswerte des Unternehmens in die Planung einfließen lassen zu können. Fehlendes Sachkenntnis des Interessenten kann hierbei konsultativ verringert werden, jedoch ist es meist zweckmäßiger, die restlichen Komponenten einer Photovoltaik-Anlage durch den Planer auswählen zu lassen, da Fachwissen und empirische Werte für eine optimale Auslegung der Anlage erforderlich sind.

Es werden dafür Anlagenvarianten mit Modulen der Hersteller Conergy Deutschland GmbH und SunPower GmbH ausgewählt und vergleichend untersucht werden. Einerseits sind mit diesen Modulen in Hinblick auf Langlebigkeit und der garantierten Leistung gute Erfahrungen gemacht worden, was einen ökonomischen Betrieb der Anlage wahrscheinlich macht. Weiterhin sind beide Unternehmen in der europäischen Vereinigung PV Cycle, ein „freiwilliges Rücknahme- und Recyclingprogramm für Altmodule“¹, was ökologisch bzw. werbetechnisch als Entscheidungsargument nicht unerheblich ist. Da im weiteren Verlauf der Arbeit auch eine Speicherlösung realisiert wird, die den Verbrauch selbsterzeugter elektrischer Energie erhöhen kann, werden im Folgenden, wegen ihres besseren Wirkungsgrades, nur monokristalline Module der Hersteller betrachtet.

Erst nachdem feststeht, wie viele Photovoltaik-Module installiert werden, kann die nächste wichtige Anlagenkomponente, der Wechselrichter ausgelegt werden. Allerdings kann schon jetzt eine Auswahl des Herstellers getroffen werden, denn für die Größe der vorhandenen Dachfläche hat sich während des Praktikums im Unternehmen EAB Embach der Hersteller KACO new energy GmbH gerade im Preis-Leistungsverhältnis gegenüber vergleichbaren Geräten anderer Hersteller bewährt und wird deswegen für das weitere Vorgehen bevorzugt ausgewählt.

¹ Conergy Deutschland GmbH, 2010: *Informationen zur Rücknahme von Altmodulen*. [.pdf], S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.conergy.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

4.2.1 Modulbelegung

Mit Hilfe der Datenblätter der Photovoltaik-Module können im ersten Planungsschritt der Anlage bspw. durch rechnergestützte Konstruktion verschiedene Belegungen der Dachfläche simuliert werden, um für das jeweilig benutzte Modul die optimale Belegung der zur Verfügung stehenden Fläche zu ermitteln. Anfolgend wird die Zeichnung einer Anlagenvariante mit Modulen des Herstellers Conergy dargestellt, die vollständigen Zeichnungen ausgewählter Anlagenvarianten sind im Anhang B-1 einsehbar.

Variante Conergy PP 255M, Längsbelegung
145x Conergy PP 255M / 36,975 kWp

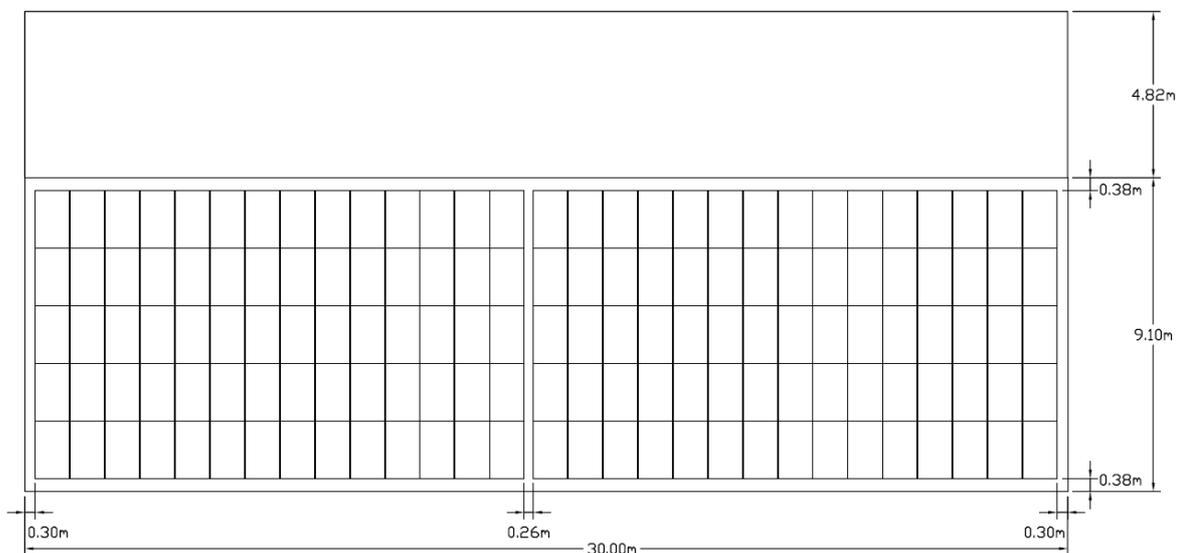


Abbildung 4-2: Modulbelegung auf dem Gebäudedach¹

Mit dieser Belegung können 145 Module des Typs PowerPlus 255M der Firma Conergy montiert werden. Diese monokristallinen Module haben eine Nennleistung von $P_M = 255$ W, der gesamte Solargenerator hat damit eine Spitzenleistung von $P_G = 36,975$ kWp².

Diese Variante nutzt die gegebene Dachfläche optimal aus und hält dabei trotzdem empfohlene Abstände zu den Seiten ein, um windbedingte Hubkräfte an den Modulhalterungen zu vermeiden. Nach unten zur Traufe sollte ebenfalls ein Abstand von mindestens 20 cm vorhanden sein, damit ein durch Niederschlag entstehender Wasserfluss nicht über die Re-

¹ Quelle: eigene Darstellung.

Anlagenvariante: 145 Conergy-Module, Typ PowerPlus 255M ($P_G = 36,975$ kWp)

² $P_G = n_{Modul} * P_{Modul} = 145 * 255 \text{ W} = 36,975 \text{ kWp}$

genrinnen hinweg fließen kann. Aus symmetrischen Gründen sollte der untere Abstand auch oben zum First wiederzufinden sein.

Im Anhang B-1 ist auch eine zweite Anlagenvariante mit Modulen des Herstellers SunPower dargestellt. Sunpower ist nach eigenen Angaben weltweiter Branchenführer¹, seine Module weisen einen mit $\eta = 20,4\%$ ² sehr hohen Wirkungsgrad verglichen mit Modulen anderer Modulhersteller wie bspw. Conergy ($\eta = 15,66\%$)³ auf. Allerdings ist der spezifische Modulpreis je Kilowatt deutlich höher,⁴ weswegen zu untersuchen sein wird, ob trotz höherer Kosten ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Aufgrund der Maße dieser Module wird die Dachfläche des Gebäudes bei querliegender Modulinstallation deutlich besser ausgenutzt, wodurch eine Spitzengeneratorleistung von $P_G = 47,088 \text{ kWp}$ ⁵ erzielt wird. Es ist noch zu untersuchen, ob die kostenintensivere Anlagenvariante mit etwa zehn zusätzlichen Kilowatt Anlagenleistung nach 20 Jahren Betrieb eine höhere Rendite ermöglicht.

Für die sich anschließenden Erläuterungen des Rechenweges ab Kapitel 4.3.2 werden zur Veranschaulichung vereinzelt Zwischenergebnisse graphisch dargestellt, die sich unter Verwendung der Anlagenvariante mit 145 Modulen des Unternehmens Conergy (Typ PowerPlus 255M) ergeben.

4.2.2 Wechselrichter

Es soll im Weiteren auf eine genaue Erklärung der vorhandenen Typen und Auswahlmöglichkeiten verzichtet werden. Es wird deshalb nur kurz die Überprüfung der jeweilig gewählten Verschaltung der Module nach den im Datenblatt angegebenen Grenzwerten erläutert.

¹ Vgl. SunPower GmbH, 2013. *SunPower* [Online] Verfügbar unter: <<http://www.sunpowercorp.de/about/history>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. SunPower GmbH, 2013: *Solarmodule der E-Serie*. [.pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.sunpowercorp.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Vgl. Conergy Deutschland GmbH, 2010: *Conergy PowerPlus 245M-260M*. [.pdf], S. 2 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.conergy.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁴ Quelle: Elektroanlagenbau Michael Embach e.K., 2013: *Angebot 21321224* [.pdf], S. 3

⁵ $P_G = n_{\text{Modul}} * P_{\text{Modul}} = 144 * 327 \text{ W} = 47,088 \text{ kWp}$

Ziel der Verschaltung ist es, eine möglichst hohe Spannung durch Reihenschaltung vieler Module zu erreichen, um so die Verlust verursachenden Ströme¹ gering halten zu können. Begrenzt wird die mögliche Anzahl von Modulen in Reihenschaltung durch die maximal vom Wechselrichterhersteller angegebene Leerlaufspannung U_{LL} und die untere und obere MPP²-Spannung U_{MPP} des MPP-Bereichs^{3, 4}. Die erzeugte Spannung eines Photovoltaik-Moduls ist temperaturabhängig. Niedrigere Temperaturen führen zu erhöhter Modulspannung und entsprechend umgekehrt. Für mitteleuropäische Anlagen werden Extremtemperaturen der Module von $\vartheta_M = -10..70$ °C als realistisch eingestuft. Mit den Formeln (4.1) bis (4.3) wird mittels Spannungs-Temperaturkoeffizienten k_U und der Temperaturdifferenz ΔT aus Standardtemperatur nach STC⁵ ϑ_0 und der Modultemperatur ermittelt, ob die vom Hersteller angegebenen Grenzwerte auch bei extrem hoher bzw. niedriger Temperatur eingehalten werden können.⁶

mit $\Delta T = \vartheta_M - \vartheta_0$ und $\vartheta_0 = 25$ °C

$$U_{LL,-10^\circ\text{C}} = U_{LL,STC} * (1 + \Delta T * k_U^{\%}) \quad (4.1)$$

$$U_{MPP,-10^\circ\text{C}} = U_{MPP,STC} * (1 + \Delta T * k_U^{\%}) \quad (4.2)$$

$$U_{MPP,+70^\circ\text{C}} = U_{MPP,STC} * (1 + \Delta T * k_U^{\%}) \quad (4.3)$$

Die Überprüfungsergebnisse sind im Anhang B-2 zusammengefasst.

¹ mit $P_{Verlust} = R * I^2$ steigen ohmsche Verluste proportional mit dem Quadrat des fließenden elektrischen Stroms

² Maximum-Power-Point, Punkt maximaler Leistung

³ im Falle der KACO-Wechselrichter beträgt der Grenzwert der Leerlaufspannung $U_{LL} = 1000$ V und der MPP-Bereich liegt innerhalb $U_{MPP} = 200.. 800$ V

⁴ Vgl. KACO new energy GmbH, 2013: *KACO Powador Datenblatt 12.0 TL3 / 14.0 TL3 / 16.0 TL3 / 20.0 TL3*. [.pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://kaconewenergy.com>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁵ Standard-Test-Condition

⁶ Vgl. Antony, Dürschner, Remmers, 2009, S.204 f.

4.3 Ertragsprognose mittels Dreikomponentenmodell

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, den zu erwartenden Ertrag einer Anlage zu ermitteln. Um eine möglichst genaue Prognose erstellen zu können, geschieht dies mit dem Dreikomponentenmodell, das unabhängig von Referenzstationen auf der Grundlage von Monatsmittelwerten von direkter und indirekter Strahlung angewendet wird und auch reflektierte Strahlung mit einbezieht. Diese Methode ist am besten geeignet, um gerade die im Winter produzierte Energiemenge nicht zu überschätzen.¹

4.3.1 Strahlungsdaten

Zu Beginn werden Daten zur durchschnittlich einfallenden Strahlung benötigt, die verschiedene Anbieter bereitstellen. Der Deutsche Wetterdienst liefert kostenfreie Daten, jedoch nur in Form von Strahlungskarten, auf welchen die senkrecht auf die Erdoberfläche auftreffende Globalstrahlung ablesbar ist, was für das aufwändigere Dreikomponentenmodell, welches in direkte und indirekte Anteile der Globalstrahlung unterscheidet, nicht ausreichend ist. Die benötigten, als Globalstrahlung H und diffuser Strahlungsanteil H_D aufgezeichneten Durchschnittswerte der Einstrahlung werden beispielsweise mit dem Programm Meteororm der Meteotest Genossenschaft in einer kostenfreien Demo-Version zur Verfügung gestellt. In Abbildung 4-3 sind aus dieser Quelle die Strahlungsdaten, verfügbar im Zeitraum von 1986 bis 2005, für den Standort Braunschweig dargestellt.

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 51

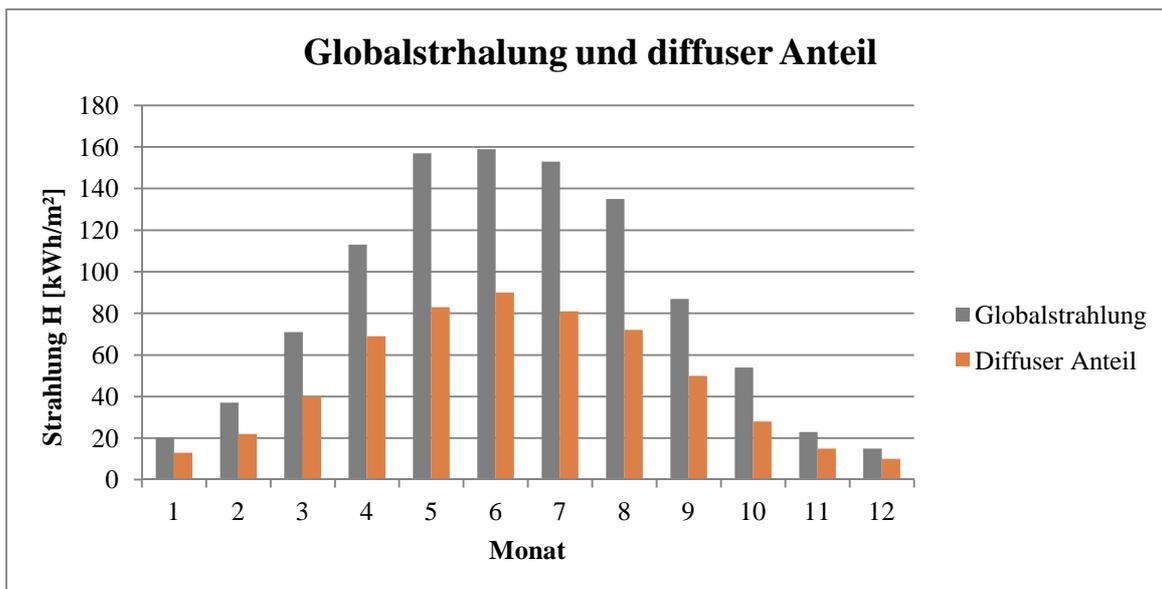


Abbildung 4-3: Monatliche Durchschnittswerte der Globalstrahlung und des diffusen Strahlungsanteils¹

Die Werte des Programms Meteonorm decken sich dabei mit den vom Deutschen Wetterdienst erhältlichen Durchschnittswerten der Globalstrahlung. Auch Tabellen aus der Fachliteratur² stimmen mit den Werten des Programms für globale und anteilig diffuse Strahlung überein. Mit dieser mehrfachen Kontrolle kann davon ausgegangen werden, dass die Werte aus der Abbildung 4-3 den durchschnittlichen Werten des Standorts Braunschweig entsprechen. In Anhang B-3 sind diese Strahlungsdaten ebenfalls tabellarisch erfasst.

4.3.2 Einstrahlung

Der diffuse Anteil der Strahlungsenergie ist bereits bekannt. Mit der Formel (4.4) wird die Energie der Direktstrahlung H_B aus der Differenz der Globalstrahlungsenergie H und dem diffusen Anteil H_D gebildet. Die dritte Komponente, die vom Erdboden reflektierte Energie H_R , wird mit dem Reflexionsfaktor ρ_R aus der Globalstrahlung bestimmt (Formel (4.5)). Dieser Faktor kann je nach Bodenbeschaffenheit von $\rho_R = 0,1$ (Asphalt) bis $\rho_R = 0,9$ (Neuschnee) variieren.³

¹ Quelle: eigene Darstellung. Datenquelle: Meteonorm 7 – Edition 2012, 7.0.20.22267, 2012, [Online] Verfügbar unter: <<http://meteonorm.com/download/software/mn70/>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. Häberlin, 2010, S. 630

³ Vgl. Häberlin, 2010, S. 52 f.

$$H_B = H - H_D \quad (4.4)$$

$$H_R = \rho_R * H \quad (4.5)$$

Diese Werte beziehen sich allerdings auf die Horizontalebene, es ist notwendig, die Strahlungsenergie auf die geneigte Ebene der Photovoltaik-Anlage zu übertragen. Dafür sind zur Vereinfachung für jede der drei Komponenten zusätzliche Faktoren, der Direkt- (R_B), der Diffus- (R_D , Formel (4.6)) und der Reflexionsstrahlungsfaktor (R_R , Formel (4.7)), zu ermitteln. Die beiden letzteren Faktoren werden lediglich aus dem Anstellwinkel der Solargeneratorfläche β berechnet, ersterer ist jedoch wegen der komplizierten geometrischen Berechnung für bestimmte Solargeneratorausrichtungen und –standorte bereits ermittelt worden, kann einer Tabelle entnommen und den vorliegenden Anlagenspezifikationen entsprechend interpoliert werden.¹

$$R_D = \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} * \cos \beta \right) \quad (4.6)$$

$$R_R = \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2} * \cos \beta \right) \quad (4.7)$$

Die auf die geneigte Solargeneratorfläche durchschnittlich eingestrahlte Energiemenge der Komponenten für direkte (H_{GB}), diffuse (H_{GD}) und reflektierte (H_{GR}) Strahlung lässt sich nun aus dem Produkt des jeweiligen Strahlungsfaktors und der zugehörigen Strahlungsenergie ermitteln (Formeln (4.8) bis (4.10)).² Ein Faktor zur Berücksichtigung von Verschattungen der Generatorfläche ist für den direkten Strahlungsanteil nicht erforderlich, da keine Hindernisse bei der Standortbesichtigung festgestellt worden sind (siehe Kapitel 3.1).

$$H_{GB} = R_B * H_B \quad (4.8)$$

¹ Vgl. ebd., S. 54 f.

² Vgl. ebd., S. 54 f.

$$H_{GD} = R_D * H_D \quad (4.9)$$

$$H_{GR} = R_R * H_R \quad (4.10)$$

Die gesamte Energiemenge H_G , die in die Solargeneratorebene eingestrahlt wird, ergibt sich in Formel (4.11) abschließend aus der Summe der drei Komponenten:¹

$$H_G = H_{GB} + H_{GD} + H_{GR} \quad (4.11)$$

In Anhang B-3 sind ausgewählte Berechnungsergebnisse für eine Photovoltaik-Anlagenvariante in tabellarischer Form einsehbar.

4.3.3 Ermittlung des zu erwartenden Ertrags

Auf Grundlage der unter Kapitel 4.3.2 ermittelten, durchschnittlich auf die Generatorfläche eingestrahlten Energie kann nun der zu erwartende Ertrag elektrischer Energie berechnet werden. Dafür ist es zweckmäßig, zunächst einen Strahlungsertrag Y aus der eingestrahlten Energiemenge H_G zu bestimmen, welcher flächenunspezifisch ist. Dadurch ist es für die Ertragsberechnung nicht notwendig, die Solargeneratorfläche zu ermitteln. Es genügt, die Nennleistung des Generators mit dem Strahlungsertrag zu multiplizieren. Auch ist es so möglich, eine Verfälschung der monatlichen Durchschnittswerte durch die unterschiedliche Tagesanzahl der jeweiligen Monate auf einfache Weise auszuschließen.

In Formel (4.12) wird dafür zunächst die auf die Generatorfläche eingestrahlte Energie H_G neben der Tagesanzahl des jeweiligen Monats n_d auch durch die Bestrahlungsstärke der Sonne bei Standardtestbedingungen G_0 dividiert und so der Referenzstrahlungsertrag Y_R ermittelt.²

$$Y_R = \frac{H_G}{n_d * G_0} \quad \left(\text{mit } G_0 = 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) \quad (4.12)$$

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 55

² Vgl. Häberlin, 2010, S. 486

Die bereits in Kapitel 4.2.2 erwähnte Temperaturabhängigkeit ist auch in der Ertragsprognose zu berücksichtigen. Dafür wird der temperaturkorrigierte Strahlungsertrag Y_T aus der Multiplikation eines Temperaturkoeffizienten k_T mit dem Referenzstrahlungsertrag Y_R (Formel (4.13)) berechnet.¹

$$Y_T = k_T * Y_R \quad (4.13)$$

Zur Berechnung des Temperaturkoeffizienten k_T mit Formel (4.14) werden der Temperaturkoeffizient des Solargenerators c_T , nachzuschlagen im Datenblatt des entsprechenden Photovoltaik-Moduls, die strahlungsgewichtete Zelltemperatur des Photovoltaik-Generators T_{ZG} und die STC-Bezugstemperatur T_0 benötigt.

$$k_T = 1 + c_T * (T_{ZG} - T_0) \quad (\text{mit } T_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}) \quad (4.14)$$

Die Temperatur T_{ZG} ihrerseits wird mit einer Näherung bestimmt (Formel (4.15)), indem zu der mittleren Umgebungstemperatur T_{Um} ein Korrekturwert von $T_K = 7 \text{ K}$ addiert wird. Da meteorologische Aufzeichnungen eine mittlere Tagestemperatur feststellen, die während der Nacht und am Tage gemessen wird, die Photovoltaik-Anlage jedoch lediglich tagsüber ihrer Funktion nachkommen, ist die mittlere Umgebungstemperatur durch langjährige Messreihen um etwa $T_K = 7 \text{ K}$ höher als die Durchschnittstemperatur des gesamten Tages.² Die Umgebungstemperatur T_{Um} wurde als Mittelwert der aufgezeichneten Minimal- und Maximaltemperaturen des Deutschen Wetterdienstes der Tage der Jahre 1986 bis 2012 der Station in Braunschweig bestimmt. Gewählt wurde diese Zeitspanne, weil sie mit dem vorgegebenen Zeitintervall für die durchschnittlichen Einstrahlungsdaten des Programms *Meteonorm* übereinstimmt.³

$$T_{ZG} = T_{Um} + T_K + c_y * Y_R \quad (\text{mit } T_K = 7 \text{ K}) \quad (4.15)$$

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 507

² Vgl. ebd., S. 506

³ Vgl. Deutscher Wetterdienst, 2013. *Deutscher Wetterdienst* [Online] Verfügbar unter: <<http://www.dwd.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

Der Faktor c_γ wird einzig als Zwischenwert mit der Formel (4.16) berechnet, welche sich aus einer Herleitung basierend auf der Annahme ergibt, dass der Verlauf der Bestrahlungsstärke über einen Tag sinushalbwellenförmig ist. Die benutzte Temperaturdifferenz beträgt bei dachparalleler Modulmontage etwa $\Delta T_0 = 33$ K. Die Zeitdauer eines Tages t_{dh} , während der die Sonne mindestens 5° über dem Horizont steht, wird benötigt, da nur zu dieser Zeit die Zelltemperatur der Photovoltaik-Module strahlungsbedingt ansteigt.¹

$$c_\gamma = \Delta T_0 * \left(\frac{\pi^2}{8 * t_{dh}} \right) \quad (\text{mit } \Delta T_0 = 33 \text{ K}) \quad (4.16)$$

Berechnet wird diese Zeit t_{dh} als Differenz aus dem Zeitpunkt der Sonnenzeit ST_{SR+5° , an dem der Sonnenstand nach Sonnenaufgang $h_s = 5^\circ$ beträgt, und der Sonnenzeit ST_{SS-5° , an dem die Sonne vor Sonnenuntergang gerade noch mit $h_s = 5^\circ$ über dem Horizont steht (Formel (4.17)). Das Auswählen einer Sonnenelevation von $h_s = 0^\circ$ ist auch möglich gewesen, wodurch der sich einstellende Energieertrag dann etwas optimistischer prognostiziert werden würde.

$$t_d = ST_{SR+5^\circ} - ST_{SS-5^\circ} \quad (4.17)$$

Die wahren Sonnenzeiten ST berechnen sich mit Hilfe des Stundenwinkels ω_S (Formel (4.18)), welcher zu seiner Bestimmung den Höhenwinkel der Sonne $h_s = 5^\circ$, den Breitengrad $\phi = 52,24^\circ$ und die durchschnittliche Sonnendeklination des Monats δ_m als bekannt voraussetzt (Formel (4.28)).²

$$ST_{SR+5^\circ; SS-5^\circ} = 12 + \frac{\omega_S 5^\circ}{15^\circ} \quad (4.18)$$

$$\omega_S 5^\circ = \arccos(\sin(h_s) - \tan(\phi) * \tan(\delta_m)) \quad (\text{mit } h_s = 5^\circ) \quad (4.19)$$

Die mittlere monatliche Sonnendeklination δ_m wird aus dem Mittelwert der Deklinationen jedes Tages δ_d eines Monats mit der Tagesanzahl d_{Monat} bestimmt (Formel (4.20)), wobei

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 506 f.

² Vgl. Häberlin, 2010, S. 28 ff.

d_{Monat} der Anzahl der Tage des betreffenden Monats entspricht. Die mittlere Deklination eines Tages δ_d ergibt sich aus der maximalen Deklination von $\delta_{\text{max}} = 23,45^\circ$, der Anzahl der Tage eines Jahres $n_d = 365,25$ und des jeweiligen Tages d des Jahres (Formel (4.21)).¹

$$\delta_m = \frac{\sum_{i=1}^{d_{\text{Monat}}}(\delta_{d,i})}{n_d} \quad (4.20)$$

$$\delta_d = -23,45^\circ * \frac{2\pi}{365,25} * (d + 10) \quad (4.21)$$

Neben dem strahlungsbedingten Temperatur-Korrekturfaktor k_T , der die temperaturmäßige Abhängigkeit des Solargenerators in die Ertragsrechnung einbezieht, sind weitere Verlustfaktoren in Formel (4.23(4.37) unter dem Generator-Korrekturfaktor k_G zusammengefasst. Aus der Multiplikation des temperaturkorrigierten Strahlungsertrages Y_T und dieses Generator-Korrekturfaktors k_G ergibt sich der Generatoretrag Y_A (Formel (4.22)).²

$$Y_A = Y_T * k_G \quad (4.22)$$

Der Korrekturfaktor k_G bildet sich, wie in Formel (4.23) ersichtlich, aus dem Produkt mehrerer Faktoren.³ Es wird im Folgenden aus Platzgründen nicht auf jeden Korrekturfaktor eingegangen, auch, weil sie durch die gewählten Anlagenkomponenten bzw. bezogen auf die Photovoltaik-Anlage in Braunschweig vernachlässigbar⁴ sind.

$$k_G = k_{PM} * k_{NG} * k_{GR} * k_{SP} * k_{TB} * k_{MM} * k_R * k_S * k_{MPP} \quad (4.23)$$

$$\text{mit } k_{SP} = 0,98 ; k_V = 0,97 ; k_{PM; NG; TB; MPP} = 1$$

¹ Vgl. Kaltschmitt, Streicher, Wiese, 2006, S. 51

² Vgl. Häberlin, 2010, S. 519

³ Vgl. ebd., S. 509

⁴ $k_{PM; NG; TB; MPP} = 1$

Jedoch werden drei Faktoren für die Nachvollziehbarkeit kurz erläutert. Der Korrekturfaktor für Glasreflexionsverluste k_{GR} wird graphisch aus der Abbildung 4-4 mit Hilfe des Einfallswinkels ε bestimmt. Der Einfallswinkel wird mit der Sonnenelevation h_S und dem Anstellwinkel des Solargenerators β ermittelt (Formel (4.24)).¹

$$\varepsilon = h_S - (90^\circ - \beta) \quad (4.24)$$

$$\text{mit } h_S = \arcsin(\sin(\varphi) * \sin(\delta_m) + \cos(\varphi) * \cos(\delta_m) * \cos(\omega_S))$$

Der Korrekturfaktor für ohmsche Verluste k_R wird für jeden String aus den in Kapitel 4.2.2 ermittelten Ströme I_{MPP} und Spannungen U_{MPP} im MPP-Bereich und dem Widerstand R_{DC} ermittelt (Formel (4.25)). Der gleichstromseitige Widerstand R_{DC} ergibt sich aus der Anzahl der Strings n_{Str} und dem Widerstand der Stringkabel R_{Str} (Formel). Berücksichtigt wird hierbei auch der Widerstand der Klemmen R_{Klemme} jedes Moduls und der Spannungsabfall von $U = 0,8$ V an jeder Freilaufdiode eines Moduls.³

$$k_R = 1 - \frac{R_{DC} * I_{MPP} + 0,8V}{U_{MPP}} \quad (4.25)$$

$$R_{DC} = \frac{R_{Str}}{n_{Str}} \quad (4.26)$$

$$R_{Str} = R_{Klemme} + \frac{\rho * l_{Str}}{q}$$

$$R_{Klemme} = n_{Modul} * 1 \text{ m}\Omega$$

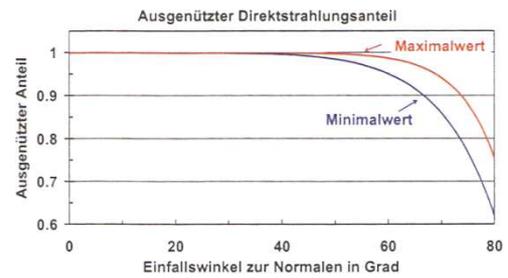


Abbildung 4-4: Korrekturfaktor K_{GR} in Abhängigkeit des Einfallswinkels ε ²

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 510

² Quelle: ebd., S. 510

³ Vgl. ebd., S. 192 f.

Der letzte Korrekturfaktor für Schneebedeckung k_S ist aus meteorologischen Daten aus Fachliteratur¹ ermittelt worden. Demnach sind im November bis April der Jahre 2005-2008 durchschnittlich 25 Tage mit Schneebedeckung registriert worden. Entsprechend der Annahme, dass dieser Schneefall hauptsächlich in den drei Wintermonaten Januar bis März stattgefunden hat, sind 72,2% der Wintertage schneefrei.² Würden an Werktagen stets gegen 07:00 Uhr morgens die Module von Schnee befreit, könnte hier der Korrekturfaktor auf $k_S = 0,921$ angehoben werden.³

$$k_S = 0,722$$

Abschließend ist der Generatoreertrag Y_A noch mit dem Wirkungsgrad des Wechselrichters η_{WR} zu multiplizieren, um den Endertrag Y_F zu ermitteln (Formel (4.27)).⁴ Dabei wird der europäische Wirkungsgrad aus dem Datenblatt⁵ eingesetzt, der auch das Teillastverhalten des Wechselrichters berücksichtigt.

$$Y_F = Y_A * \eta_{WR} \quad (4.27)$$

Der letztlich monatlich produzierte Energieertrag E_{AC} berechnet sich dann leicht über das Produkt aus Endertrag Y_F , Anlagennennleistung P_G und der Anzahl an Tagen des jeweiligen Monats n_d (Formel (4.28)).⁶

$$E_{AC} = Y_F * P_G * n_d \quad (4.28)$$

In Anhang B-3 werden ausgewählte Berechnungsergebnisse der Ertragsprognose zusammengefasst.

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 513

² Schneefreie Tage = $1 - \frac{n_{\text{Schnee}}}{n_{\text{gesamt}}} = 1 - \frac{25}{31+25+31} = 0,722 = 72,2\%$

³ Auf diese Weise würde, Feiertage vernachlässigend, nur noch am Wochenende eine Schneebedeckung möglich werden. Schneefreie Tage = $1 - \frac{n_{\text{Schnee}}}{n_{\text{gesamt}}} = 1 - \frac{25 * \frac{2}{7}}{31+25+31} = 0,921 = 92,1\%$

⁴ Vgl. Häberlin, 2010, S. 520

⁵ Vgl. KACO new energy GmbH, 2013: *KACO Powador Datenblatt 12.0 TL3 / 14.0 TL3 / 16.0 TL3 / 20.0 TL3*. [pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://kaconewenergy.com>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁶ Vgl. Häberlin, 2010, S. 520

Die differenzierte Bestimmung der verschiedenen Strahlungserträge kann genutzt werden, um Verluste nach Ursachen unterschieden, darzustellen. Die Generatorverluste L_C , die unter anderem aus temperatur-, verschattungs- und verdrahtungsmäßigen sowie messtechnischen Fehlern entstehen können, ergeben sich aus der Differenz des Referenzstrahlungsertrages und des Generatorertrages (Formel (4.29)). Die Systemverluste L_S , die vor allem durch Umwandlungsverluste entstehen, werden aus der Differenz des Generatorertrages und des Endertrages gebildet (Formel (4.30)). Ein ähnlich praktischer Wert ist die Performance Ratio PR (Formel (4.31)), welche als Quotient aus Endertrag und Referenzstrahlungsertrag das Verhältnis von produzierter Energie zu der im Idealfall unter Standardbedingungen möglicher Energieproduktion darstellt.¹

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (4.29)$$

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (4.30)$$

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (4.31)$$

Mit diesen Formeln kann eine Übersicht über den genutzten Strahlungsertrag und die auftretenden Verluste wie in Abbildung 4-5 erstellt werden.

¹ Vgl. Häberlin, 2010, S. 487 f.

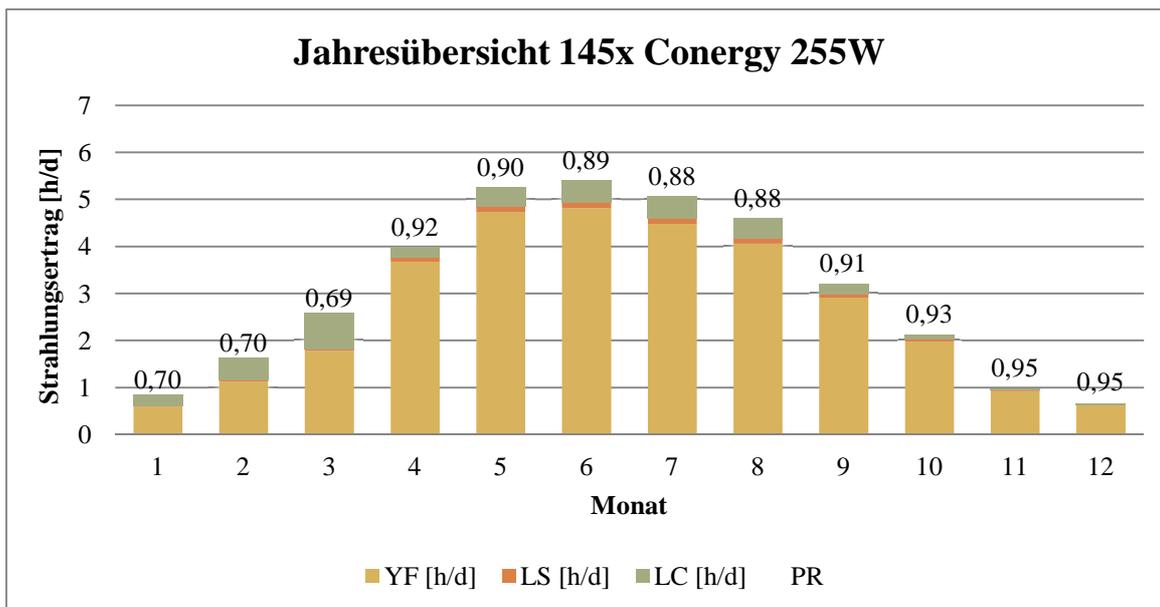


Abbildung 4-5: Jahresübersicht der Strahlungserträge¹

Es ist zu erkennen, dass die hauptsächlich umwandlungsbedingten Systemverluste L_S das gesamte Jahr hindurch scheinbar proportional zum Endertrag der Photovoltaik-Anlage verlaufen. Dem gegenüber ist ersichtlich, dass die teilweise temperaturabhängigen Generatorverluste gerade in den wärmeren Sommermonaten überproportional zunehmen. Der erhöhte Generatorverlust in den Monaten Januar bis März lässt sich auf die meteorologisch ermittelte Annahme zurückführen, dass an durchschnittlich 25 Tagen der Wintermonate der Erdboden und damit auch der Solargenerator mit Schnee bedeckt sind.

4.3.4 Produzierte und benötigte Energie

Ist die zu erwartende Energieproduktion einer Anlage bekannt, kann ermittelt werden, wie viel der durch den eigenen Solargenerator erzeugten Energie selbst verbraucht wird. Auf Grundlage der Ergebnisse kann eine beliebige Anlagenvariante auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht werden.

Es wird dafür die produzierte Energie, in möglichst kleinen Zeitintervallen aufgelöst, benötigt, damit diese mit der benötigten Energiemenge der gleichen Zeit verglichen werden kann. Eine Untersuchung zu großer Zeiträume kann zu der Erscheinung führen, dass in diesem Zeitabschnitt genügend Energie erzeugt wird, um den auftretenden Bedarf zu de-

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$)

cken. Jedoch kann es innerhalb dieses Zeitintervalls geschehen, dass eine kurzzeitig hohe Verbrauchslast durch die momentane Energieproduktion nicht gedeckt werden kann. Je länger die untersuchten Zeiträume sind, desto häufiger werden solche kurzzeitig hohen Verbräuche im mittleren Energiebedarf dieses verhältnismäßig langen Zeitabschnitts nicht erkennbar. Diese Tatsache führt zur Bestimmung eines zu hohen Eigenverbrauchsanteils an der produzierten Energie und sollte durch die Wahl möglichst kleiner Zeiträume minimiert werden.

Neben Lastprofilen für den Energiebedarf stellt E.ON Mitte AG für diesen Fall ebenfalls Standardeinspeiseprofile¹ bereit, die den viertelstündlichen Ertrag einer Energieerzeugungsanlage annähern und eine hinreichend genaue Aussage über den Eigenverbrauchsanteil zulassen. Zur Kontrolle des Profils wurden die viertelstündlichen Energiewerte des Einspeiseprofiles für Photovoltaik-Anlagen auf Monatswerte aufsummiert und verhältnismäßig mit dem monatlich prognostizierten Ertrag einer Anlagenvariante (siehe Kapitel 0) verglichen. Dabei wurde festgestellt, dass die jeweiligen Monatserträge nicht unerheblich voneinander abweichen, siehe dazu Abbildung 4-6.

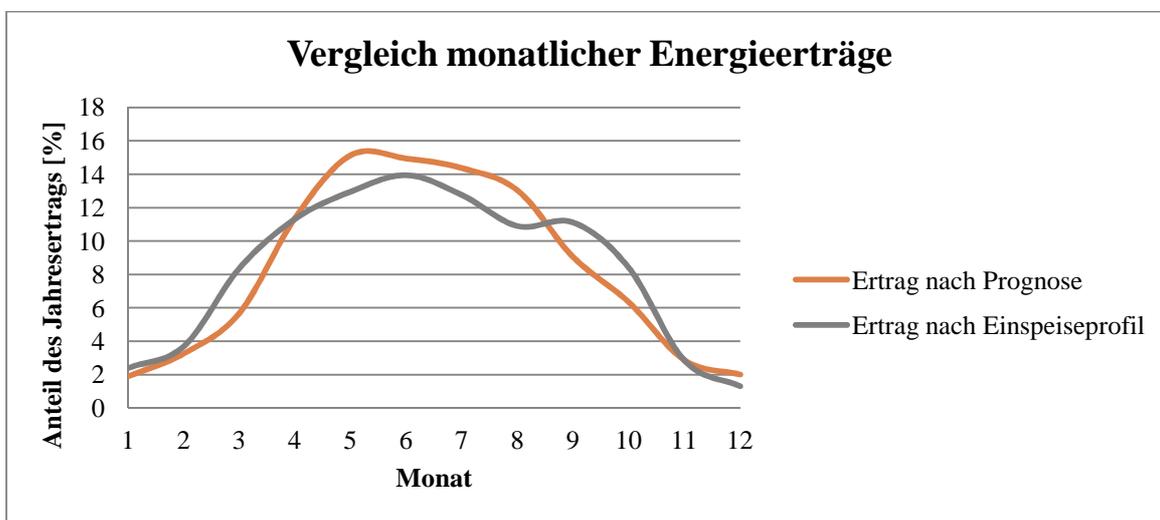


Abbildung 4-6: Vergleich der monatlichen Energieerträge anteilig vom Jahresenergieertrag²

Es fallen deutliche Unterschiede der Energieproduktion über das gesamte Jahr hinweg auf. Gerade in den Wintermonaten wird durch das Einspeiseprofil ein höherer Ertrag vorherge-

¹ Vgl. E.ON Mitte AG, 2013: *EPV E.ON Mitte SEP Photovoltaik EMI-Netz*. [xlsx] [Online] Verfügbar unter: <http://www.eon-mitte.com/> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [Letzter Abruf am 17.12.2013]

² Quelle: eigene Darstellung

sagt, als mit der Prognose auf Grundlage des Dreikomponentenmodells ermittelt wurde. Dieser relativ hohe Unterschied in der winterlichen Energieproduktion bestätigt die Wahl des aufwändigeren Rechenmodells, wie einleitend in Kapitel 4.3 beschrieben. Die Angleichung der viertelstündlichen Werte des Profils an den monatlich prognostizierten Energieertrag korrigiert den überschätzten Energieertrag in den Wintermonaten.

Da nun ein geeignetes Profil für den viertelstündlichen Bedarf elektrischer Energie und den im entsprechenden Zeitraum produzierten Energieertrag verfügbar ist, kann bestimmt werden, wie viel der produzierten Energie zur Stillung des eigenen Bedarfs genutzt wird.

Mit der Annahme, dass die vorhandene Auflösung des Energiebedarfs aus Kapitel 3.2) hinreichend genau ist, um einen Großteil der kurzzeitigen Spitzenlasten zu berücksichtigen, wird für jede Viertelstunde eines Jahres der Energiebedarf und die entsprechend der Anlagenvariante zu erwartende Energieproduktion verglichen. Der gesamte Energiebedarf dieser Viertelstunde wird durch eigenerzeugte Energie gedeckt, wenn in diesem Zeitraum der Energieertrag E_E mindestens dem Energiebedarf E_B entspricht, die eigenverbrauchte Energie E_{EV} würde dann gleich dem Bedarf sein (Formel (4.32)). Fällt darüber hinaus produzierte Energie an, so wird die Differenz aus Ertrag und Bedarf als Überschuss E_{NS} (Netzspeisung) in das öffentliche Netz eingespeist (Formel (4.33)) und kann zu den Konditionen des EEG-Förderungssatzes vergütet werden.

$$\text{mit} \quad E_E \geq E_B$$

$$E_{EV} = E_B \tag{4.32}$$

$$E_{NS} = E_E - E_B \tag{4.33}$$

Weist im gegenteiligen Fall die viertelstündig benötigte Energie einen höheren Betrag als die in dieser Zeit produzierte Energiemenge auf, so wird der vorhandene Energieertrag eigenverbraucht (Formel (4.34)) und die zusätzlich benötigte Energie E_{NB} (Netzbezug) als Differenz aus Bedarf und Ertrag (Formel (4.35)) vom Energieversorger zu seinen Konditionen bezogen.

$$\text{mit} \quad E_E < E_B$$

$$E_{EV} = E_E \quad (4.34)$$

$$E_{NB} = E_B - E_E \quad (4.35)$$

4.3.5 Jahresübersicht

Die sich ergebenden Werte jeder Viertelstunde können dann jeweils auf stündliche, tägliche und monatliche Beträge aufsummiert werden. In Abbildung 4-7 ist der auf Monatswerte aufsummierte Bedarf elektrischer Energie des Unternehmens Lithoscan nach dem Standardlastprofil G2 dargestellt. Gleichzeitig sind die in der Ertragsprognose errechneten Monatswerte der Anlagenvariante mit 145 Modulen des Typs Conergy PowerPlus 255M abgebildet, die das Verhältnis von produzierter und benötigter elektrischer Energie anschaulich machen. Die monatlichen Beträge sind in Anhang B-4 zusammengefasst.

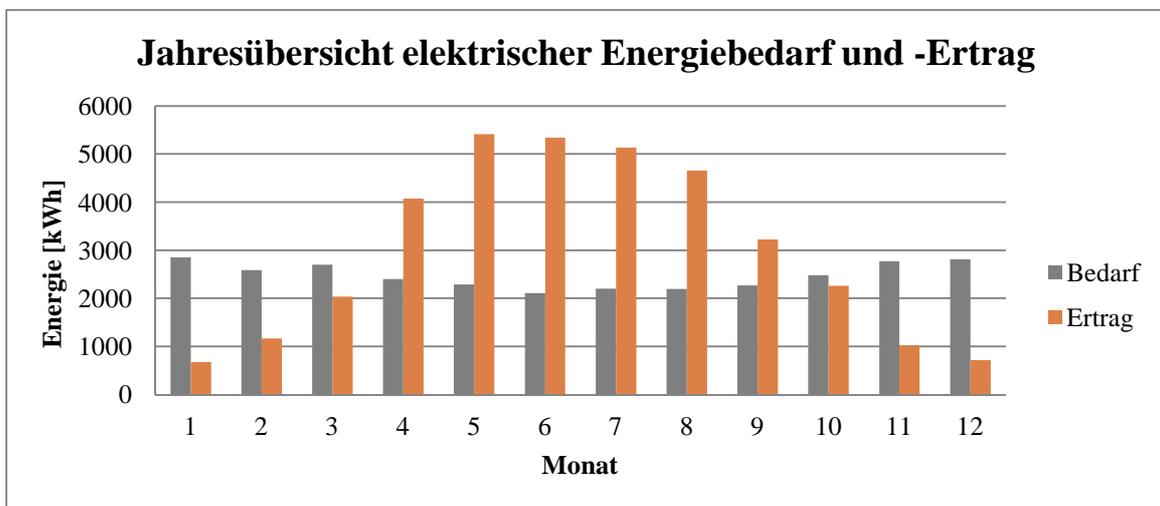


Abbildung 4-7: Jahresübersicht von Ertrag und Bedarf elektrischer Energie¹

Zuerst fällt auf, dass erwartungsgemäß die von der Photovoltaik-Anlage produzierte Energie in den Sommermonaten deutlich über dem Ertrag der Wintermonate liegt, was sich auf längere und intensivere Strahlung, bedingt durch eine höhere Anzahl von Sonnenstunden und einen höheren Sonnenstand, zurückführen lässt. Es ist weiter zu erkennen, dass der

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$)

über das Jahr vergleichsweise regelmäßige Energiebedarf in den Sommermonaten deutlich unter der von der Photovoltaik-Anlage produzierten Energie liegt. In den Winter- und Übergangsmonaten sinkt trotz höchst möglicher Modulanzahl auf der Dachfläche der Ertrag dieser Anlagenvariante stark ab, was einen höheren Bezug von Energie aus dem Netz bzw. vom Energieversorger notwendig macht. Diese Umstände sind in Abbildung 4-8 dargestellt, in der die dem Energiebedarf entsprechenden Balken aus Abbildung 4-7 nach Eigenverbrauch und Netzbezug aufgeteilt sind.

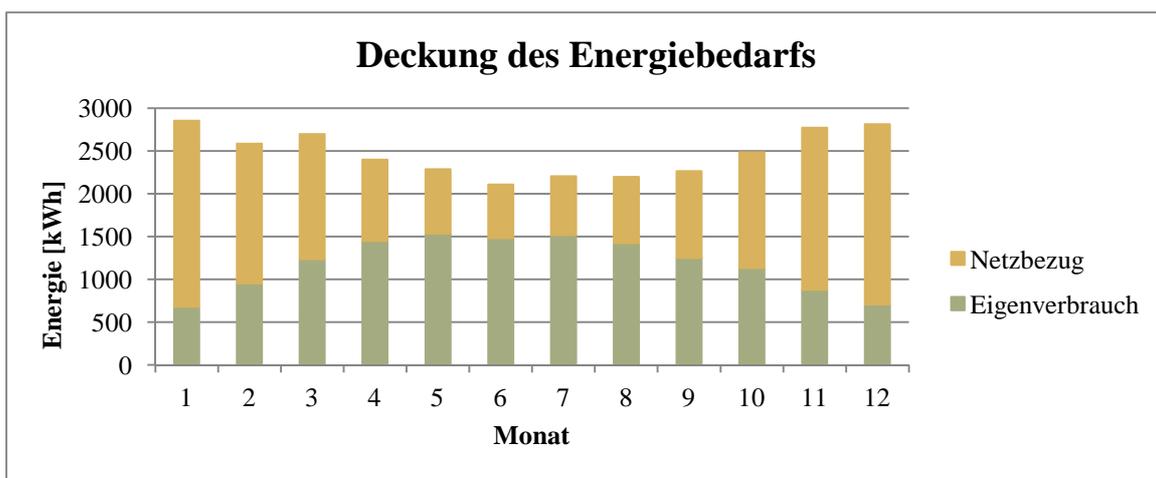


Abbildung 4-8: Jahresübersicht zur Deckung des Energiebedarfs¹

Es ist zu gut zu erkennen, dass ein großer Teil des Energiebedarfs durch eigenerzeugte Energie und nicht mehr vollständig durch Netzbezug gedeckt wird. Gerade in den Sommermonaten ist eine sehr hohe Unabhängigkeit vom öffentlichen Netz abzulesen, aber auch in den Monaten, in denen der Bedarf zu großen Teilen durch Netzbezug gedeckt wird, wird mindestens ein Drittel der benötigten Energie durch die Photovoltaik-Anlage bereitgestellt.

In der Abbildung 4-9 wird ein ähnlicher Sachverhalt durch die Veränderung der Jahresdauerlinie aus Kapitel 3.2.2 durch die Photovoltaik-Anlagenvariante mit 145 Conergy-Modulen deutlich.

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$)

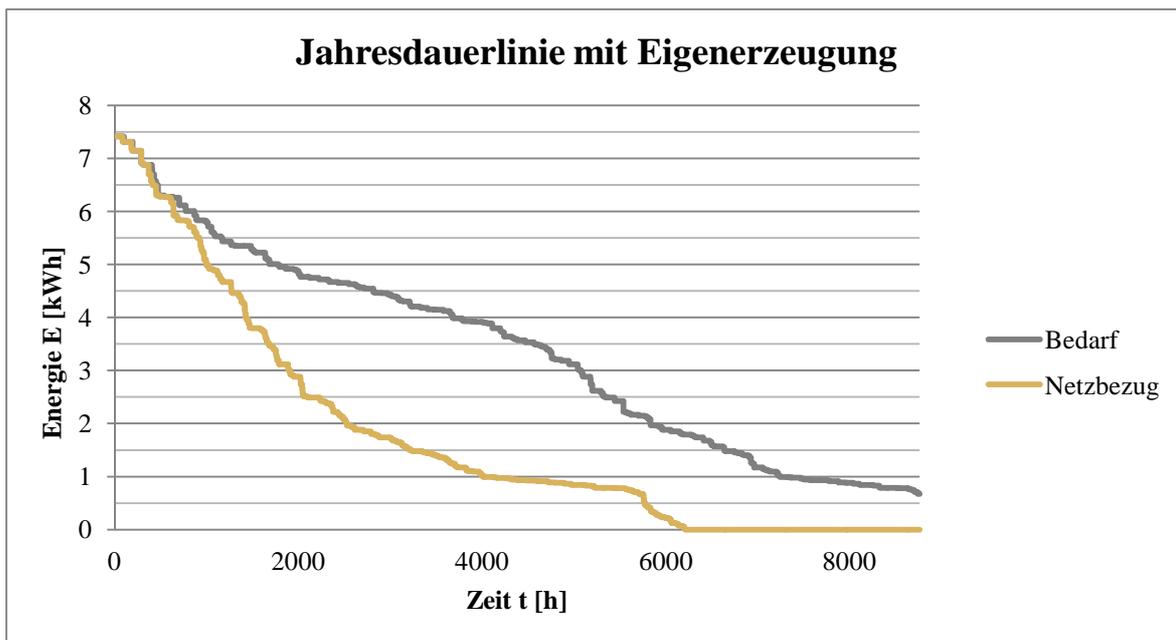


Abbildung 4-9: Jahresdauerlinie elektrischer Energie, mit Eigenerzeugung¹

Die Differenz der Graphen für Bedarf und Netzbezug stellt die von der Anlage bereitgestellte Energiemenge dar, die von dem Unternehmen selbst verbraucht werden kann. Erkennbar ist die etwa unveränderte Spitzenlast. Es ist anzunehmen, dass dieser hohe Energiebedarf zur Zeit geringer Globalstrahlung aufgetreten ist, bspw. in den Wintermonaten, weswegen dieser durch die Photovoltaik-Anlage nicht übernommen werden kann. Sehr gut ersichtlich ist die deutliche Abschwächung der netzbezogenen Energie ab einem Bedarf von $E_B < 5$ kWh, in diesem Leistungsbereich kann die Energieerzeugung durch die eigene Anlage einen hohen Anteil der benötigten Energie zur Verfügung stellen. Dadurch muss über die Hälfte des Jahres lediglich $E_{NB} < 1$ kWh aus dem öffentlichen Netz bezogen werden und während der Zeitspanne von rund $t \approx 2000$ h ist so gar kein Netzbezug notwendig.

In Abbildung 4-10 ist der Energieertrag wie der Bedarf in Abbildung 4-8 nach eigenverbraucher und eingespeister Energie aufgeschlüsselt dargestellt, was das Verhältnis aus Energieproduktion und Energieüberschuss veranschaulicht:

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975$ kWp)

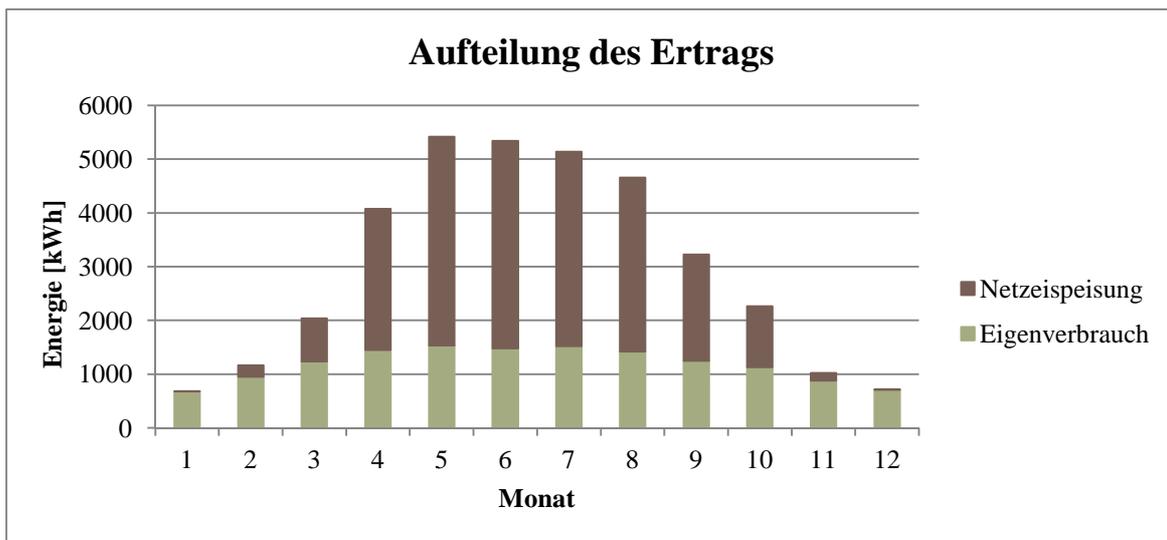


Abbildung 4-10: Jahresübersicht für Aufschlüsselung des Energieertrags¹

Durch diese Abbildung wird deutlich, dass ein Großteil der produzierten Energie in den Sommermonaten nicht selbst verbraucht werden kann und deshalb in das öffentliche Netz eingespeist wird, selbst in den Wintermonaten kann der geringere Ertrag aufgrund fehlender zeitgleicher Nachfrage nicht vollständig genutzt werden. Die Anlagenvariante ist nicht auf den elektrischen Verbrauch des Unternehmens Lithoscan ausgelegt, sondern eine Maximalbelegung mit 255-Watt-Modulen von Conergy. Es wird der Anschein erweckt, dass verhältnismäßig viel Energie nicht selbst verbraucht werden kann und deshalb eine kleinere Anlagenleistung eventuell ökonomisch sinnvoller ist. Diese Überlegung wird in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung in 4.4 untersucht.

An dieser Stelle kann bereits die erreichte Unabhängigkeit vom öffentlichen Netz durch verschiedene Anlagenleistungen analysiert werden. In der Abbildung 4-11 wurden die erreichbaren Autarkiegrade $p_{Autarkie}$ entsprechend der Anlagenleistung $P_G = 5..100$ kWp untersucht, um festzustellen, inwieweit leistungsstärkere Anlagen einen höheren Teil des Energiebedarfs durch eigenerzeugte Energie decken können (Formel (4.36)).

$$p_{Autarkie} = \frac{E_{EV}}{E_B} \tag{4.36}$$

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975$ kWp)

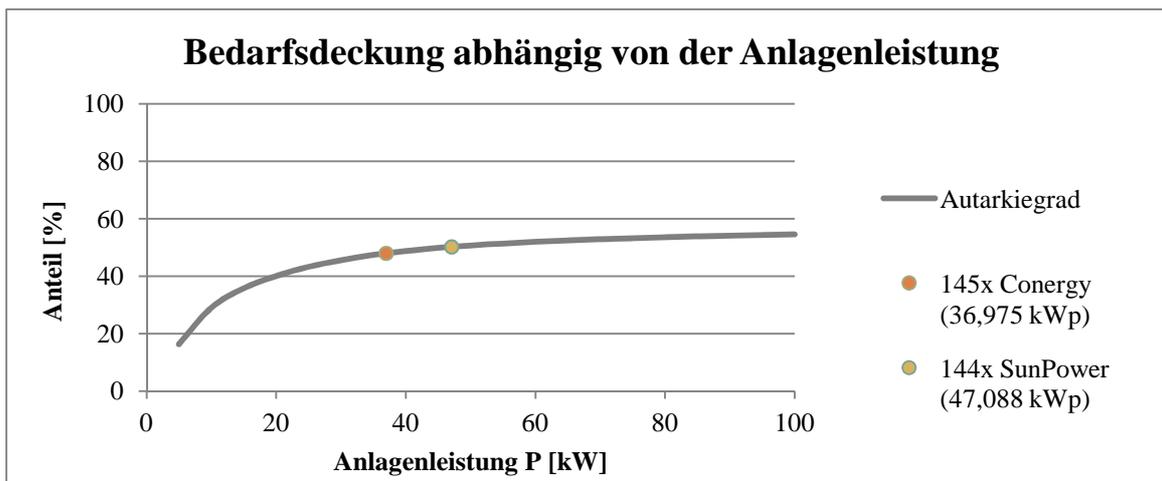


Abbildung 4-11: Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit von der Anlagenleistung¹

Durch die Abbildung 4-11 wird deutlich, wie auch kleine Generatorleistungen bereits zu einer teilweisen Unabhängigkeit des Unternehmens Lithoscan vom öffentlichen Netz führen. Bereits eine Leistung $P_G = 10 \text{ kWp}$ genügt für eine 30-prozentige Autarkie. Um allerdings durch eine Photovoltaik-Anlage die Hälfte des elektrischen Energiebedarfs decken zu können, wird mindestens eine Leistung von $P_G = 47 \text{ kWp}$ benötigt. Die erreichbare Autarkie in Abhängigkeit von der Anlagengröße steigt bereits ab etwa 20 kWp nur noch schwach an, so dass auch mit $P_G = 100 \text{ kWp}$ lediglich ein Wert $p_{\text{Autarkie}} = 55\%$ erreicht wird. Nach dieser Abbildung scheint eine Anlagenleistung von etwa $P_G \approx 30 \text{ kWp}$ die optimale Lösung zwischen erreichbarem Autarkiegrad und dazu benötigter Anlagengröße bzw. Investitionsaufwand darzustellen. Beide Anlagenvarianten, die in Kapitel 4.2.1 eine höchstmögliche Modulanzahl der verfügbaren Dachfläche zum Ziel hatten, liegen in einem Leistungsbereich, in welchem eine höhere Modulanzahl bereits kaum mehr zu einer merklichen Erhöhung der Unabhängigkeit führen. Jedoch kann erst mit der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung festgestellt werden, ob durch die resultierenden hohen Mengen einzuspeisender Energieüberschüsse die Investitionskosten der Anlagenvariante getragen werden können, oder ob eine Variante mit weniger Modulen ökonomisch sinnvoller ist.

¹ Quelle: eigene Darstellung

4.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Um die Investition in eine energieerzeugende Anlage rechtfertigen zu können, ist sie auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen. Zwar können energetische Untersuchungsergebnisse eine Entscheidung unterstützen bzw. die Grundlage dafür legen, dennoch lässt sich nur durch eine ökonomische Betrachtung bestimmen, ob eine Investition zweckmäßig und ökonomisch sinnvoll ist.

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage wird nach dem Vorbild des Umweltinstitutes München mit der Kapitalwertmethode durchgeführt.¹ Durch dieses dynamische Verfahren wird eine hohe Genauigkeit erreicht, da in der Betrachtung der einzelnen Jahre der Laufzeit keine Durchschnittswerte verwendet werden. Eine Investition ist nach dieser Methode vorteilhaft, wenn die Einnahmen nach der Laufzeit mindestens den Ausgaben entsprechen. Das Ergebnis der Untersuchung ist der Kapitalwert, der Betrag, der über die „Rückgewinnung des eingesetzten Kapitals“², der Amortisation, hinaus erreicht wird.³

Das eingesetzte Kapital wird dafür den Angeboten des Elektroanlagenbaus Embach entnommen.⁴ Für dieses Angebot sind zuvor die Wechselrichter nach den Verschaltungskriterien aus Kapitel 4.2.2 ausgewählt und die erforderlichen Längen der Kabel und Unterkonstruktion anhand des Dachmaßes bestimmt worden.

4.4.1 Kapitalwertmethode

Zu Beginn der Berechnungen zur Kapitalwertmethode ist die Anlagenlebensdauer festzulegen, die laut der Abschreibungstabelle des Bundesfinanzministeriums für Photovoltaik-Anlagen auf 20 Jahre festgesetzt wird.⁵ Nach dieser Zeitspanne ist die Anlage abgeschrieben und hat ihren Zeitwert vollständig eingebüßt. Für jedes dieser Jahre n der Laufzeit

¹ Vgl. Umweltinstitut München e.V., 2013: *Wirtschaftlichkeit von Solarstrom*. [.xls] [Online] Verfügbar unter: <<http://umweltinstitut.org/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Schmitz, Schaumann, 2005, S. 241

³ Vgl. Schmitz, Schaumann, 2005, S. 241 ff.

⁴ Vgl. Elektroanlagenbau Michael Embach e. K., 2013: Angebot 21321223. [.pdf], S. 3 und Elektroanlagenbau Michael Embach e. K., 2013: Angebot 21321224. [.pdf], S. 3

⁵ Vgl. Bundesministerium der Finanzen, 2000: *Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter*. [.pdf], S. 3. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.bundesfinanzministerium.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

wird ein jährlicher Kapitalwert bestimmt, welche aufsummiert dem Kapitalwert der Investition entsprechen.

Dafür wird zunächst der zu erwartende Ertrag $E_{E,n}$ der einzelnen Jahre bestimmt, indem der in Kapitel 4.3 prognostizierte Jahresertrag E_{AC} der entsprechenden Anlagenvariante mit der vom Hersteller angegebenen, jährlichen Ertragsminderung $p_{Minderung}$ der Module, die dem Datenblatt¹ entnehmbar sind, multipliziert wird.

$$E_{E,n} = E_{AC} * p_{Minderung}^n \quad (4.37)$$

Anhand des jährlichen Ertrages können anfolgend die Einnahmen und Ausgaben gegenübergestellt werden, um durch Summieren der Beträge ein Jahresergebnis K_n zu erhalten (Formel (4.38)).

$$K_n = K_{EEG,n} + K_{Einsparung,n} + K_{Rücklieferung,n} + K_{Ifd,n} + K_{Zins,n} + K_{Tilgung,n} \quad (4.38)$$

Zu den Einnahmen zählen dabei die durch den Verbrauch eigenerzeugter Energie vermiedenen Energiebezugskosten $K_{Einsparung,n}$ (Formel (4.39)) und die Vergütung eingespeister, überschüssig produzierter Energie K_{EEG} (Formel (4.40)). Wobei p_{EV} dem Eigenverbrauchsanteil an der Energieproduktion $E_{E,n}$, k_{Bezug} den Energiebezugskosten² von 22,53 ct/kWh, $p_{Preissteigerung}$ einer jährlichen Strompreissteigerung³ von 3 % und k_{EEG} dem EEG-Vergütungssatz von 12,98 ct/kWh (siehe Kapitel 2.3.1) entsprechen.

Nach dem Rechenmodell des Umweltinstituts München wird dafür zunächst angenommen, dass die nach dem EEG maximal mögliche Energiemenge von 90% der Energieproduktion

¹ Nach 25 Jahren Laufzeit werden noch mindestens 82% der Nennleistung erreicht.

$$p = \frac{1 - 0,82}{25a} = 0,72 \frac{\%}{a}$$

Vgl. Conergy Deutschland GmbH, 2010: *Conergy PowerPlus 245M-260M*. [.pdf], S. 2 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.conergy.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² $k_{Bezug} = \frac{Kosten_{2012}}{Bedarf_{2012}} = \frac{6682,94 \text{ €}}{29663 \text{ kWh}} = 22,53 \frac{ct}{kWh}$ (Quelle: BS Energy, 2013, Turnusabrechnung)

³ Vgl. Umweltinstitut München e.V., 2013: *Wirtschaftlichkeit von Solarstrom*. [.xls] [Online] Verfügbar unter: <<http://umweltinstitut.org/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

(siehe Kapitel 2.3.1) eingespeist wird. Anschließend wird entsprechend dem Eigenverbrauchanteil die nicht eingespeiste und deshalb nicht vergütete Energiemenge $K_{\text{Rücklieferung},n}$ gegengerechnet (Formel (4.41)) und als Ausgabe angesetzt.

$$K_{\text{Einsparung},n} = E_{E,n} * p_{EV} * k_{\text{Bezug}} * (1 + p_{\text{Preissteigerung}})^n \quad (4.39)$$

$$K_{EEG,n} = E_{E,n} * k_{EEG} * 90\% \quad (4.40)$$

$$K_{\text{Rücklieferung},n} = E_{E,n} * (p_{EV} - 10\%) * (-k_{EEG}) \quad (4.41)$$

$$\text{mit } k_{\text{Bezug}} = 22,53 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

$$p_{\text{Preissteigerung}} = 3 \frac{\%}{\text{a}}$$

$$k_{EEG} = 12,98 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Als weitere Ausgaben sind laufende Kosten K_{Ifd} (Formel (4.42)) und bei Inanspruchnahme eines Darlehens von der KfW Bankengruppe die entstehenden Zinsen K_{Zins} (Formel (4.43)) und Tilgungszahlungen K_{Tilgung} (Formel (4.44)) zu berücksichtigen. Als laufende Kosten werden dabei im ersten Betriebsjahr ($n=1$) ein Prozent der Anlagenkosten K_{Anlage} angenommen und als Rücklage für eventuell anfallende Wartungsarbeiten verstanden. In jedem weiteren Betriebsjahr ($n>1$) steigen die laufenden Kosten entsprechend der jährlichen Inflationsrate von $p_{\text{Inflation}} = 2\%$.¹

$$K_{\text{Ifd},n=1} = -1\% * K_{\text{Anlage}} \quad (4.42)$$

$$K_{\text{Ifd},n>1} = K_{\text{Ifd},n-1} * (1 + p_{\text{Inflation}})^n$$

¹ Vgl. Umweltinstitut München e.V., 2013: *Wirtschaftlichkeit von Solarstrom*. [xsls] [Online] Verfügbar unter: <<http://umweltinstitut.org/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

$$K_{Zins,n} = -Restschuld_n * p_{Zins} \quad (4.43)$$

$$Restschuld_n = K_{Tilgung,n} - Restschuld_{n-1}$$

$$K_{Tilgung,n} = -\frac{K_{Darlehen}}{t_{Laufzeit}} \quad (4.44)$$

Es wird bei der Berücksichtigung eines Kredits angenommen, dass ein Darlehen in Höhe der Hälfte der Investitionskosten der Anlage in Anspruch genommen wird. Da ein Kredit lediglich den erwirtschaftbaren Kapitalwert durch zu zahlende Zinsen senken würde, hat seine Berücksichtigung in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung keinen aussagekräftigen Effekt in Hinblick auf den Vergleich von Investitionen in verschiedene Anlagenvarianten. Deshalb wird für das Unternehmen Lithoscan ohne Bonitätsprüfung vereinfachend ein Kredit der KfW Bankengruppe aus dem Programm 274 in der Preisklasse¹ C ausgewählt und die sich ergebenden Konditionen des KfW-Kredits (Programm 274) in der anfolgenden Tabelle zusammengefasst.²

Preisklasse C

Laufzeit Darlehen	n _{DL} [a]	10
Tilgungsfreie Anlaufjahre	n _{TF} [a]	2
Zinsbindung	n _{ZB} [a]	10
Zinssatz	p _Z [%]	2,8

Das Ergebnis nach Steuern $K_{n,Steuer}$ kann anschließend aus dem Jahresergebnis K_n und der Steuerwirkung bestimmt werden (Formel (4.45)). Letztere wird als Quotient aus einer

¹ Die Preisklasse setzt sich aus einer Bonitätseinschätzung und der Besicherungsklasse zusammen. Die Bonität wird als sehr gut abgeschätzt, was der Bonitätsklasse 2 entspricht. Die Besicherungsklasse wird bspw. durch nutzungsbedingte Wertminderungen und allgemeinen technischen Fortschritt abgeschätzt. Für eine moderne Photovoltaik-Anlage wird mit einer Lebensdauer von 20 Jahren eine Besicherungsklasse 2 angenommen, was sehr vorsichtig geschätzt ist. Mit Sicherheits- und Bonitätsklasse 2 ist die Preisklasse C auszuwählen.

Vgl. KfW, 2013: *Risikogerechtes Zinssystem. Anlage zur Konditionsübersicht für den Endkreditnehmer*. [.pdf] S. 1 f. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.ifbhh.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. KfW, 2013: *Konditionsübersicht für Endkreditnehmer. Programm 274*. [.pdf] S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.kfw-formularsammlung.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

Summe ähnlich dem Jahresergebnis und einem individuellen Steuersatz $p_{\text{Steuersatz}}$ (Formel (4.46)) gebildet. Dieser Steuersatz wird nach dem zu versteuernden Einkommen bestimmt, wobei für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung der Durchschnittswert von $p_{\text{Steuersatz}} = 30\%$ nach der Vorlage des Umweltinstituts genutzt wird.¹ Die darin verwendete Abschreibung $K_{AfA,n}$ wird linear ermittelt, so wird über 20 Jahre ein konstanter, jährlicher Wertverlust von 5% angenommen (Formel (4.47)) und die Anlage nach 20 Jahren vollständig entwertet.

$$K_{n,Steuer} = K_n + \text{Steuerwirkung} \quad (4.45)$$

$$\begin{aligned} \text{Steuerwirkung} & \quad (4.46) \\ = & \frac{K_{EEG,n} + K_{Einsparung,n} + K_{Rücklieferung,n} + K_{Ifd,n} + K_{Zins,n} + K_{AfA,n}}{p_{\text{Steuersatz}}} \end{aligned}$$

$$K_{AfA,n} = -K_{Anlage} * 0,05 \quad (4.47)$$

Abschließend wird der Kapitelwert K_{KW} aus dem Kapitalwertes des Vorjahres $K_{KW,n-1}$ und dem aktuellen Barwert $K_{BW,n}$ (Formel (4.48)) gebildet. Letzterer entspricht hier dem Jahresergebnis nach Steuern.

$$K_{KW,n} = K_{BW,n} + K_{KW,n-1} \quad (4.48)$$

$$K_{BW,n} = K_{n,Steuer}$$

Auf diese Weise kann der sich ergebende Kapitelwert nach den angesetzten Betriebsjahren ermittelt und mit Kapitelwerten von Investitionen in andere Anlagenvarianten verglichen werden, um die ökonomisch sinnvollste Lösung zu bestimmen. Die in der Berechnung zur Wirtschaftlichkeit verwendeten Formeln sind zum Teil umfangreicher, um beispielsweise

¹ Vgl. Umweltinstitut München e.V., 2013: *Wirtschaftlichkeit von Solarstrom*. [.xls] [Online] Verfügbar unter: <<http://umweltinstitut.org/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

den Monat der Inbetriebnahme oder die tilgungsfreie Zeit zu berücksichtigen. Aus Gründen der Anschaulichkeit wird jedoch auf eine genauere Ausführung verzichtet.

4.4.2 Ergebnis der Untersuchung

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung, die Kapitalwerte der einzelnen Betriebsjahre, werden für die ausgewählte Anlagenvariante mit 145 Conergy-Modulen in Abbildung 4-12 dargestellt. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung sind tabellarisch in Anhang B-5 zusammengefasst.

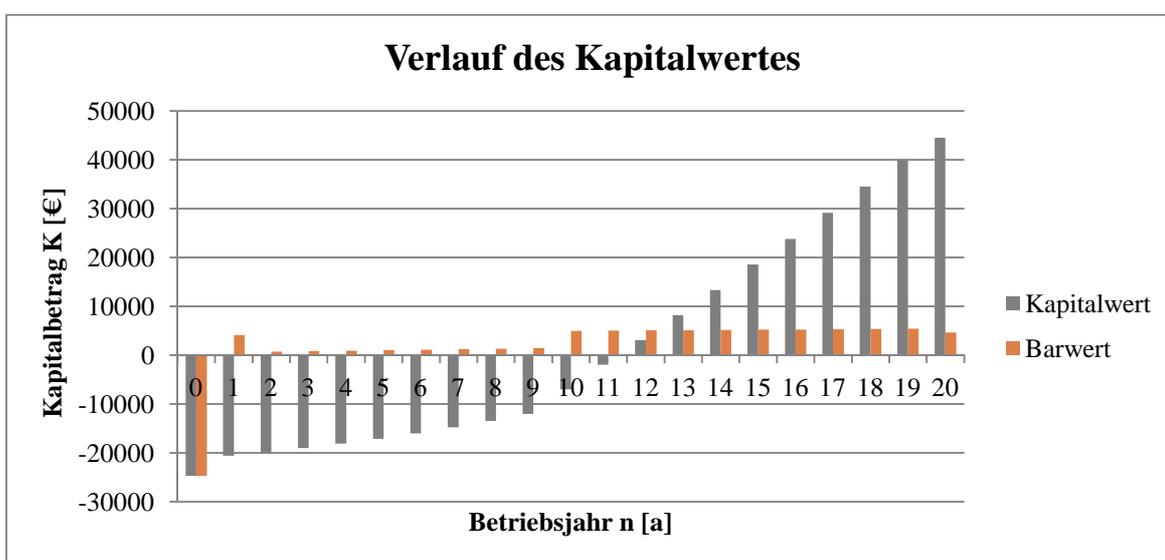


Abbildung 4-12: Verlauf des Kapitalwertes über die Laufzeit¹

Zuerst fällt in diesem Diagramm auf, dass der Kapitalwert die ersten zehn Jahre der Laufzeit negative Werte aufweist. Beginnend auf Höhe der anfänglichen Investitionskosten im Jahr der Inbetriebnahme ($n=0$) erhöht sich dieser langsam um den jährlich erwirtschafteten Barwert. Dabei sind die geringeren Barwertbeträge der Jahre zwei bis neun auf die Tilgungszahlungen des Darlehens zurückzuführen. In Folge der positiven Barwerte wird nach dem zwölften Betriebsjahr² in der Summe mehr Kapital erzeugt, als ursprünglich aufgewendet werden musste, wodurch sich die Anlage amortisiert hat. Ab diesem Zeitpunkt wird ein positiver Kapitalwert erzeugt, welcher gleichbedeutend mit dem erzielten Gewinn ist. So wird nach der angesetzten Lebensdauer der Anlage von 20 Jahren insgesamt deutlich mehr Kapital erzeugt, als ursprünglich investiert worden ist.

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975$ kWp)

² Das Jahr der Inbetriebnahme (Jahr 0) nicht mitgezählt.

Damit die Anlagenvarianten, für welche Angebote des Elektroanlagenbaus Embach vorliegen, analog zu Abbildung 4-11 (Untertitel: Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit von der Anlagenleistung) übersichtlich zu alternativen Anlagenleistungen ins Verhältnis gesetzt werden können, wurden für Generatorleistungen $P_G = 5..100$ kWp die Kapitalwerte und nach Formel (4.49) die Zinssätze entsprechend der Investitionskosten ermittelt. Da keine beliebige Anzahl von Angeboten erstellt werden kann, werden für diese Anlagen spezifische Durchschnittsanlagenkosten von $k_{Anlage} = 1600$ €/kWp angenommen, die sich während des Praktikums im Unternehmen EAB Embach für Module des Herstellers Conergy bewährt haben und auch von der Bankengruppe KfW empfohlen werden.¹

Der Zinssatz p_{Zins} wird als lineare Verzinsung der Investitionskosten aus dem sich ergebenden Kapitalwert aus Kapitel 4.4.1 über die Laufzeit n_{ges} nach Formel (4.49) bestimmt.²

$$p_{Zins} = \frac{K_{KW,20}}{K_{Anlage} * n_{ges}} * 100 \quad (4.49)$$

In Abbildung 4-13 werden neben den beiden Anlagenvarianten mit Modulen der Hersteller Conergy und SunPower die sich je Anlagen- bzw. Generatorleistung P_G einstellenden Kapitalwerte und Zinsen dargestellt.

¹ Vgl. KfW, 2013: *Handreichung zur Ermittlung des Tilgungszuschusses KfW-Programm Erneuerbare Energien – Speicher* (275). [.pdf] S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.kfw.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. Becker, Bossek, Engelmann, Ernst, Fanghämel, Höhne, Kalenberg, Lenertat, Liesenberg, Löffler, Liesenberg, Meyer, Pews-Hocke, Raum, Schmidt, Seidel, Simon, Stamm, Weber, Wehser, 2003, S. 14

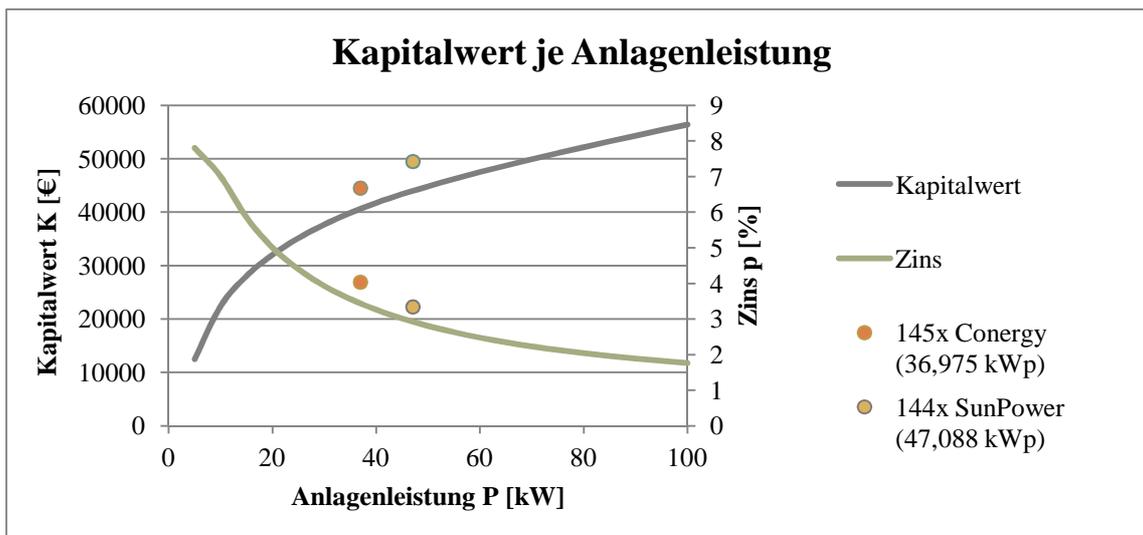


Abbildung 4-13: Verlauf des Kapitalwertes in Abhängigkeit von der Anlagenleistung¹

Zuerst fällt auf, dass der Kapitalwert stets positiv ist, mit einer Photovoltaik-Anlage also stets ökonomisch vorteilhafte Investitionen durchgeführt werden können. Energie kann durch Eigenerzeugung kostengünstiger bereitgestellt werden, als sie in vergleichbarer Menge vom Energieversorgungsunternehmen beziehbar ist. Auch die Möglichkeit, Energieüberschüsse in das Netz einspeisen und dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz entsprechend vergüten zu können, sorgt für Gewinne.

Mit der Abbildung 4-13 kann der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage durch die Höhe ihrer Leistung sehr gut veranschaulicht werden. Es ist zu erkennen, dass der sich einstellende Kapitalwert anfangs mit steigender Anlagenleistung und damit verbundenen, steigenden Investitionskosten noch verhältnismäßig stark zunimmt. Hier wird der Großteil der Energieproduktion zur eigenen Bedarfsdeckung aufgewendet und es entstehen nur geringfügige Energieüberschüsse. Ab einer Anlagenleistung von $P_G \approx 15$ kWp wird eine Verringerung des Anstieges des Kapitalwertverlaufs offensichtlich. Trotz der höheren Energieproduktion wird hier nur geringfügig mehr eigene Energie verbraucht, denn der Bedarf ist bereits zum großen Teil durch zeitgleich verfügbare Strahlung gedeckt. Deshalb entstehen während Zeiten hoher Strahlungsintensität Energieüberschüsse, die in das öffentliche Netz eingespeist werden müssen. In den strahlungsärmeren Tages- und Jahreszeiten kann die Anlage trotz höherer Leistung bedingt durch fehlendes Strahlungsangebot nur unwesentlich höhere Erträge bereitstellen. Aus den proportional höheren, eingespeisten Ener-

¹ Quelle: eigene Darstellung

gieüberschüssen resultiert bei hohen Anlagenleistungen der etwa linear ansteigende Kapitalwert. Dieser Umstand ist bereits in Abbildung 4-11 (Kapitel 4.3.5) mit der Stagnation des Autarkiegradverlaufs bei $P_G \approx 20..25 \text{ kWp}$ auf ca. $p_{\text{Autarkie}} \approx 53\%$ festgestellt worden.

Der Zinssatz kann als Maß für den spezifischen Gewinn, dem Verhältnis aus erzieltm Kapitalwert und dafür aufzuwendenden Investitionskosten, gedeutet werden. Gegenüber dem Kapitalwertverlauf sinkt dieser anfangs mit zunehmender Anlagenleistung stark und nimmt ab einer Anlagenleistung von etwa $P_G \approx 20 \text{ kWp}$ einen etwa asymptotischen Verlauf an. Auch hier kann erkannt werden, dass leistungärmere Anlagen über 20 Jahre einen höheren Zinssatz erzielen, da ein Großteil des Ertrages selbst verbraucht wird und so ein hohes Einsparungspotential vorhanden ist. Bei größeren Anlagen kann durch die EEG-Vergütung zwar stets ein Gewinn erzielt werden, jedoch wird dieser im Verhältnis zu den aufgewendeten Anlagenkosten immer geringer. So kann eine Photovoltaik-Anlage der Leistung $P_G = 5 \text{ kWp}$ mit einer Anfangsinvestition von $P_{\text{Anlage}} = 8000,00 \text{ €}$ theoretisch ein Kapitalwert von etwa $K_{\text{KW}} \approx 12500,00 \text{ €}$ erzeugt werden, was einem Zinssatz von $p_{\text{Zins}} \approx 7,8\%$ entspricht. Jedoch gilt es gerade bei leistungsschwachen Anlagen zu bemerken, dass die spezifischen Anlagenkosten in der Realität meist verhältnismäßig hohe Werte aufweisen, da der Wechselrichter als teuerste Komponente hier durch die geringe Modulanzahl besonders ins Gewicht fällt. Es ist mit dem erläuterten Rechenweg deshalb nicht ohne weiteres möglich, mit einem festen spezifischen Anlagenpreis, der vom BDEW empfohlen wird, zuverlässige Prognosen aufzustellen.

Auf die beiden untersuchten Anlagenvarianten bezogen, für welche verlässliche Angebote vorliegen, ist zu erkennen, dass die Kapitalwerte der Variante mit 145 Conergy-Modulen mit $K_{\text{KW}} \approx 44500,00 \text{ €}$ und der Variante mit 144 SunPower-Modulen mit $K_{\text{KW}} \approx 49500,00 \text{ €}$ über dem theoretischen Kapitalwertverlauf liegen. Wobei durch den höheren Modulwirkungsgrad bedingt (siehe Kapitel 4.2.1), der Abstand der SunPower-Variante zum Graphen höher ist als der der Conergy-Variante. Ebenso liegen die erreichten Zinssätze oberhalb des Zinssatzverlaufes, wobei der Zinssatz der SunPower-Variante sichtbar näher an diesem liegt. Die höhere Energieproduktion, die durch die Belegung der Dachfläche mit SunPower-Modulen erreicht wird, kann die höheren Anlagenkosten nicht kompensieren, weswegen verhältnismäßig weniger Kapitalwert gegenüber der Investition erwirtschaftet werden kann.

Die Erkenntnisse aus Abbildung 4-11 und Abbildung 4-13 zusammengefasst, kann eine Investition in eine Photovoltaik-Anlage generell empfohlen werden. Dabei führt eine auf den Verbrauch des Unternehmens Lithoscan ausgelegte Solargeneratorleistung von über $P_G = 30 \text{ kWp}$ kaum noch zu einer weiteren Senkung des Netzbezugs, wodurch ein steigender Teil der Einsparungen lediglich durch den relativ geringen Vergütungssatz erwirtschaftet werden kann. Diese Anlagenleistung würde bei der Verwendung von Conergy-Modulen in einem jährlichen Zinssatz von etwa $p_{\text{Zins}} = 4,0\%$ resultieren, wobei auch die Belegung der gesamten Dachfläche ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$) noch etwa $p_{\text{Zins}} = 3,3\%$ jährlich erwirtschaftet. Auch wenn sich beide Varianten hinsichtlich der Amortisationszeit kaum unterscheiden, erscheint wegen des höheren erreichten Zinssatzes die Anlagenvariante mit einer Leistung von $P_G = 30 \text{ kWp}$ wirtschaftlich sinnvoller.

5 Planung einer Photovoltaik-Anlage mit Speicherlösung

Der Energiespeicher hat die Aufgabe, eine eventuell tagsüber anfallende Überproduktion von Energie zu speichern und so für die Abend- und Nachtstunden nutzbar zu machen. Auch ist es möglich, einen kurzzeitigen Einbruch in der Energieproduktion mit gespeicherter Energie zu überbrücken oder bei einem kurzzeitig sehr hohen Bedarf zusätzlich benötigte Energie zumindest teilweise durch den Speicher bereitstellen zu lassen. Dadurch wird ein höherer Anteil des Verbrauchs durch selbsterzeugte Energie gedeckt, wodurch entsprechend Energiebezugskosten eingespart werden.

Die Jahresübersicht aus Kapitel 4.3.4 (Abbildung 4-8) betrachtend, wird erkannt, dass trotz Eigenerzeugung stets Energie eingekauft werden muss, wenn auch in den Sommermonaten deutlich weniger. Da innerhalb eines Tages wesentlich mehr Energie erzeugt als benötigt wird, könnte hier genug überschüssige Energie gespeichert werden, um den allgemeinen Verbrauch für die Abend- und Nachtstunden abzudecken. Unter den Verbrauchern des Standortes Lithoscan in Braunschweig stechen die sechs Plotter hervor (siehe Kapitel 3.1), wovon jeder eine Anschlussleistung von $P_A = 5,5 \text{ kW}$ aufweist. Da der Betrieb dieser auch in den Abendstunden erfolgt, sollte das gewählte Speichersystem, um den Nutzen nicht zu verfehlen, auch die Last mehrerer Drucker aufnehmen können.

Gerade Akkumulatoren auf Blei-Basis können hierbei an ihre Grenze stoßen, da sie durch langsamere Ladevorgänge bedingt, hohe, kurzzeitig auftretende Überschüsse nicht vollständig aufnehmen können. Die Lebensdauer von Akkumulatoren ist ebenfalls zu beachten, da eine geringe Vollzyklenzahl dazu führt, dass der Speicher vorzeitig erneuert angeschafft werden muss.

Um die Möglichkeiten der Steigerung der Unabhängigkeit vom Netz des Energieversorgers durch einen Energiespeicher zu prüfen, sollte zunächst der Einfluss von Energiespeichern unterschiedlicher Kapazität auf den Energiebedarf des Standorts mit einer passenden Photovoltaik-Anlage untersucht werden. Da Förderungen des Energiespeichers nur bei einer Anlagengröße von maximal $P_G = 30 \text{ kWp}$ möglich sind (siehe Kapitel 2.3.4), sollte mit dieser Anlagengröße unter Verwendung der kostengünstigeren Conergy-Module weiter

verfahren werden, um einen möglichst hohen Energieüberschuss zu produzieren, der im Energiespeicher für die Abend- und Nachtstunden erhalten werden kann.

5.1 Deckung des Energiebedarfs

5.1.1 Berücksichtigung des Energiespeichers

Analog zur Vorgehensweise in Kapitel 4.3.4 wird anhand des ermittelten, viertelstündigen Strombedarfs E_B des Unternehmens Lithoscan festgestellt, wie viel durch die Photovoltaik-Anlage produzierte, elektrische Energie (Ertrag E_E) selbst verbraucht werden kann und wie viel zur Bedarfsdeckung zusätzlich aus dem Netz zu beziehen ist (Netzbezug E_{NB}). Der Algorithmus wird um die Möglichkeit erweitert, dass überschüssige Energie $E_{\ddot{U}}$ (Formel (5.1)) nicht sofort eingespeist, sondern zum Laden des Energiespeichers verwendet wird, solange dieser entsprechend seiner Kapazität K nicht vollständig aufgeladen ist, wobei die bereits im Akkumulator gespeicherte Energie E_{Akku} und der Ladeverlust p_{LV} zu berücksichtigen sind (Formel (5.2)). Ist mehr Energie innerhalb einer Viertelstunde produziert worden, als vom Energiespeicher aufgenommen werden kann, wird dieser bis zu seiner Kapazität K geladen (Formel (5.3)) und darüber hinaus anfallende Energie nach Formel (5.4) eingespeist (Netzspeisung E_{NS}). Wird eine Förderung in Form eines Tilgungszuschusses in Anspruch genommen (siehe Kapitel 2.3.4), so darf zu jeder Viertelstunde maximal mit einer Leistung von 60% der Anlagenleistung P_G in das öffentliche Netz eingespeist werden.

$$\text{mit} \quad E_E \geq E_B$$

$$E_{\ddot{U}} = E_E - E_B \quad (5.1)$$

$$\text{mit} \quad E_{\ddot{U}} + E_{Akku} \leq K$$

$$E_{Akku,neu} = E_{Akku} + E_{\ddot{U}} * p_{LV} \quad (5.2)$$

$$\text{mit} \quad E_{\ddot{U}} + E_{Akku} > K$$

$$E_{Akku,neu} = K \quad (5.3)$$

$$E_{NS} = E_{\ddot{U}} + (E_{Akku} - K) * (1 - p_{LV}) \quad (5.4)$$

$$\text{mit} \quad E_{NS} \leq 0,6 * P_G * \frac{1h}{4}$$

Bei für die Bedarfsdeckung unzureichender Energieproduktion wird wenn möglich zunächst die zusätzlich benötigte Energie vom Energiespeicher bereitgestellt (Formel (5.5)) und so weiterhin eigenerzeugte Energie verbraucht (Eigenverbrauch E_{EV} , Formel (5.6)).

$$\text{mit} \quad E_E < E_B \quad \text{und} \quad E_{Akku} \geq E_B - E_E$$

$$E_{Akku,neu} = E_{Akku} - (E_B - E_E) \quad (5.5)$$

$$E_{EV} = E_B = E_E + (E_{Akku} - E_{Akku,neu}) \quad (5.6)$$

Kann die benötigte Energie weder durch den Solargenerator noch durch den Energiespeicher bereitgestellt werden, so wird der Akkumulator auf sein Entladelimit entladen (Formel (5.7)) und der restliche Energiebedarf wird durch Netzbezug gedeckt.

$$\text{mit} \quad E_E < E_B \quad \text{und} \quad E_{Akku} < E_B - E_E$$

$$E_{EV} = E_{Akku} + E_E \quad (5.7)$$

$$E_{NB} = (E_B - E_E) - E_{Akku} \quad (5.8)$$

Da viele Hersteller Akkumulatoren unterschiedlicher Typen in verschiedenen Größenordnungen anbieten, wird zunächst untersucht, inwieweit ausgewählte Energiespeichersysteme unterschiedlicher Hersteller entsprechend ihrer nutzbaren Kapazität¹ im Bereich $K=$

¹ nutzbare Kapazität = gesamte Speicherkapazität * Entladelimit

1..50 kWh die Netzunabhängigkeit erhöhen können. Dafür werden in Abbildung 5-1 die sich einstellenden Autarkiegrade durch Energiespeicher in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlagenvariante der Leistung $P_G = 30 \text{ kWp}$ (120 Module des Typs Conergy PP250M) dargestellt werden. Die Unternehmen Prosol Invest Deutschland GmbH und Akasol GmbH stellen Akkumulatoren auf Lithium-Ionen-Basis mit nutzbaren Kapazitäten im Bereich von $K = 2,2..30,3 \text{ kWh}$ zur Verfügung^{1, 2}. Daneben werden zwei Blei-Säure-Akkumulatoren der Hersteller Senec.IES ($K_{12} = 8,8 \text{ kWh}^3$) und Solon Energy GmbH ($K_{10} = 8,4 \text{ kWh}^4$) dargestellt, wobei hier eine Entladedauer von zwölf (Senec) bzw. zehn (Solon) Stunden angenommen wird, da die Kapazität von Blei-Akkumulatoren von der Endladezeit bzw. dem Entladestrom abhängig sind (siehe Kapitel 2.1.2). Als dritte Speicherart werden Redox-Flow-Batterien des Herstellers Gildemeister in der Abbildung 5-1 dargestellt, welche nutzbare Speicherkapazitäten im Bereich $K = 40..150 \text{ kWh}^5$ aufweisen und deswegen nur teilweise abgebildet sind. Zusätzlich sind zum Vergleich die erreichbaren Autarkiegrade der Anlagenvarianten aus Kapitel 4.2.1 mit 145 Conergy-Modulen (255W, $P_G \approx 37 \text{ kWp}$), 144 SunPower-Modulen (327W, $P_G \approx 47 \text{ kWp}$) und einer Variante mit genau $P_G = 30 \text{ kWp}$ (120 Conergy-Module mit je 250W) dargestellt. Ebenfalls sind ausgewählte Ergebnisse in tabellarischer Form in Anhang C-1 zusammengefasst.

¹ Vgl. PROSOL Invest Deutschland GmbH, 2013: *Sonnenbatterie*. [.pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.sonnenbatterie.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. AKASOL GmbH, 2013: *neeoSystem*. [.pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.akasol.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Bei einer Entladetiefe von 55% (3200 Zyklen Kapazitäts-Garantie) und einer Entladedauer von 12 Stunden: $K_{12} = 0,55 * 16kWh = 8,8kWh$

Vgl. Deutsche Energieverwaltung GmbH, 2013: *Technisches Datenblatt Se-nec.Home G2*. [.pdf], S. 1. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.senec-ies.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁴ Bei einer Entladetiefe von 50% (3200 Zyklen Kapazitäts-Garantie) und einer Entladedauer von 10 Stunden: $K_{10} \approx 0,7 * K_{100} = 0,7 * 0,5 * 24kWh = 8,4kWh$

Vgl. Häberlein, 2010, S. 227 und

Solon Energy GmbH, 2013: *SOLON SOLiberty Energiespeicherlösung*. [.pdf] S. 6. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.as-solar.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁵ Vgl. DMG Mori Seiki Aktiengesellschaft, 2013: *cellcube*. [.pdf] S. 6. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.dmg.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

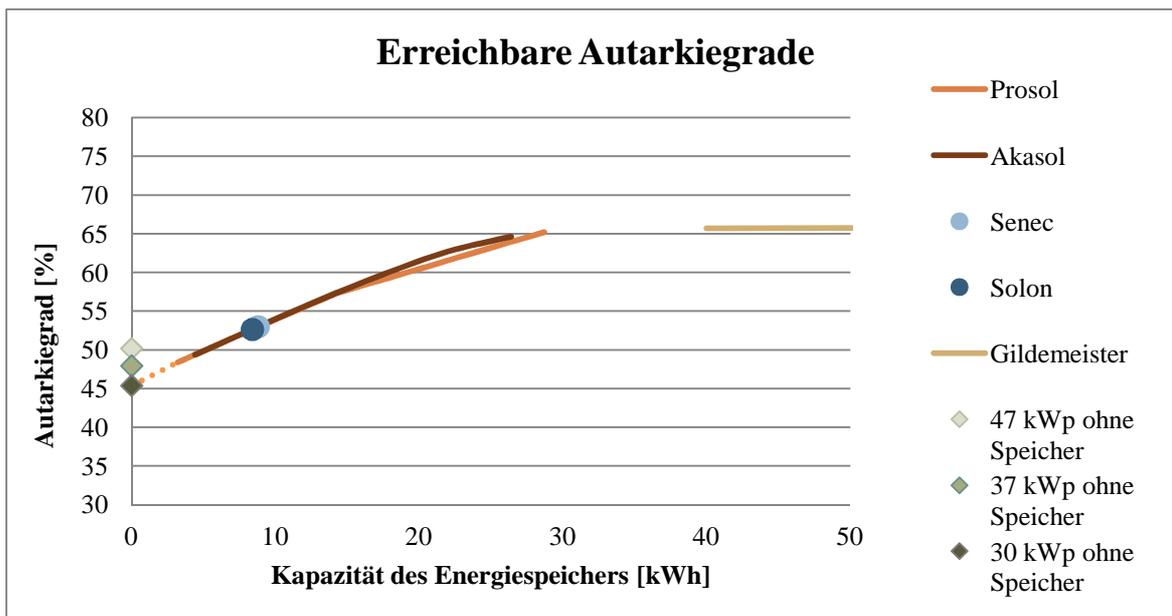


Abbildung 5-1: Übersicht über erreichbare Autarkiegrade nach Kapazität des Energiespeichers¹

Die Abbildung 5-1 betrachtend fällt anhand der Verläufe der Lithium-Akkumulatoren auf, dass die Verwendung eines Energiespeicher nutzbarer Kapazität von $K \approx 2..25$ kWh zu einem etwa linear ansteigenden Verlauf des Autarkiegrades führt. Jedoch nimmt der Anstieg des Graphen bei wenig höheren Speicherkapazitäten stark ab, da der erreichte Autarkiegrade durch Verwendung des Redox-Flow-Batteriespeichers von Gildemeister augenscheinlich nicht weiter erhöht werden kann. Das führt zu der Annahme, dass ab etwa $K = 30$ kWh der Energiebedarf so weit wie möglich mit Energieüberschüssen des Solargenerators gedeckt worden ist. Im Sommer ist so durch ausreichend gespeicherte Energie eine Netzunabhängigkeit über die Nacht hindurch sichergestellt und es wird eine Autarkie von bis zu 100% erreicht. Ein Energiespeicher noch höherer Kapazität würde keine weitere Änderung herbeiführen. Mangels höherer Energieproduktion bzw. Strahlungsintensität in den Wintermonaten treten keine genügend hohen Überschüsse auf, um die Zeiten schwächerer Einstrahlung mit gespeicherter Energie vollständig überbrücken zu können, auch hier würden höhere Speicherkapazitäten zu keiner weiteren Autarkiegraderhöhung führen, da die begrenzte Solargeneratorleistung den eigentlichen Schwachpunkt darstellt. Ist das Ziel der Anlagenauslegung eine möglichst hohe Unabhängigkeit, kann mittels Kombinati-

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvarianten: je 120 Conergy-Module ($P_G = 30$ kWp) mit Energiespeichern verschiedener Hersteller

on einer Photovoltaik-Anlage mit einem Energiespeichersystem am Standort Lithoscan zusammengefasst eine maximale Autarkie von etwa 66% erreicht werden.

Es ist deutlich zu erkennen, dass sogar Blei-Säure-Varianten mit ihren vergleichsweise geringeren Kapazitäten zu einer 53%igen Unabhängigkeit führen, was einer Erhöhung von acht Prozent entspricht, verglichen mit einem Solargenerator mit $P_G = 30 \text{ kWp}$ ohne Energiespeicher. Jedoch muss klar gestellt werden, dass die Lade- und Entladezeiten im zuvor erläuterten Rechenweg keine Berücksichtigung finden, was bei einer angenommenen Versorgung von ausschließlich leistungsschwachen Verbrauchern und während längeren Energieüberschüssen vertretbar ist. Denn diese Energiespeicher haben eine maximale Leistungsabgabe von $2,6 \text{ kW}^1$ bzw. $2,0 \text{ kW}^2$ im Dauerbetrieb und eignen sich deshalb nicht für die Versorgung der Plotter mit einer Anschlussleistung von jeweils $P_A = 5,5 \text{ kW}$ (siehe Kapitel 3.1).

Folglich sind Speichersysteme auf Lithium-Basis aus Sicht der Versorgungssicherheit zu empfehlen. Auch weil diese durch die modulare Erweiterungsmöglichkeit bspw. bei den Akkumulatoren von Akasol in Schritten von $K = 5,5 \text{ kWh}$ (nutzbar: $K = 4,4 \text{ kWh}$) auch die Leistungsabgabe im Dauerbetrieb um je 5 kW steigt,³ was die Versorgung der Plotter sicherstellen kann. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse muss bestätigt werden, ob sich ein möglichst hoher Eigenverbrauch als wirtschaftlich sinnvoller erweisen kann als kostengünstigere Speicher kleinerer Kapazitäten. Letztere würden vor allem die Leistung von Stand-By Geräten aufnehmen, welche gerade auch nachts den Hauptteil des Verbrauchs ausmachen.

5.1.2 Einfluss des Energiespeichers auf den Eigenverbrauch

Um ein Untersuchungsergebnis veranschaulichen zu können, wird die Anlagenvariante mit $P_G = 30 \text{ kWp}$ in Verbindung mit dem Akasol-Energiespeichersystem neoSystem (Kapazität $K = 22 \text{ kWh}$) als Beispielvariante genutzt. Diese Speichergröße liegt innerhalb des

¹ Vgl. Deutsche Energieverwaltung GmbH, 2013: *Technisches Datenblatt Se-nec.Home G2*. [pdf], S. 1. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.senec-ies.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. Solon Energy GmbH, 2013: *SOLON SOLiberty Energiespeicherlösung*. [pdf] S. 6. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.as-solar.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Vgl. AKASOL GmbH, 2013: *neoSystem*. [pdf], S. 2. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.akasol.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

gleichmäßigen Anstiegs des Autarkieverlaufes in Abbildung 5-1 und sorgt gleichzeitig für eine sehr hohe Netzunabhängigkeit. Außerdem sind Preisangaben des Herstellers Akasol veröffentlicht, welche für die anfolgende Wirtschaftlichkeitsanalyse genutzt werden können.

In Abbildung 5-2 sind zwei Diagramme zusammengefasst, die analog zu Kapitel 4.3.5 die Energiebedarfsdeckung des Unternehmens Lithoscan in Eigenverbrauchsanteil und Netzbezug aufgeschlüsselt wiedergeben, wobei die rechte Abbildung zusätzlich die Bedarfsdeckung durch die Photovoltaik-Anlage und den Energiespeicher von Akasol darstellt.

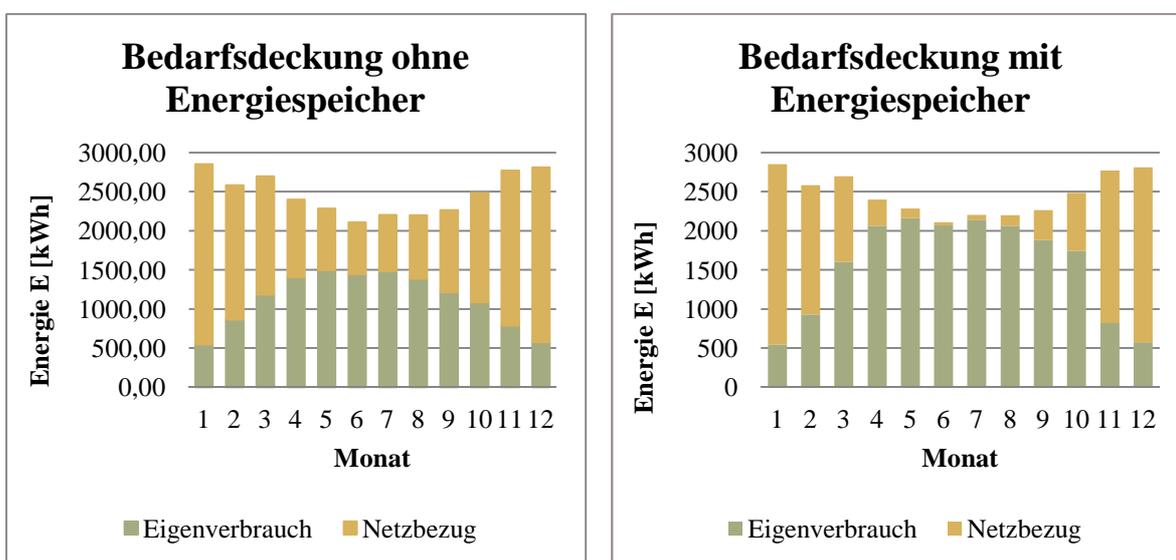


Abbildung 5-2: Vergleich Bedarfsdeckung ohne/ mit Energiespeicher¹

Durch diesen Vergleich wird die Aufgabe eines Energiespeichers deutlich. Der zwischenzeitlich gespeicherte Energieüberschuss, der gerade in den Sommermonaten auftritt, wird bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt verbraucht und so die netzbezogene Energiemenge sichtbar reduziert. In den Monaten schwächerer Sonneneinstrahlung hat der Akkumulator einen kleineren Effekt auf den erzielten Eigenverbrauch, da der geringere Energieertrag meist sofort benötigt und nicht als Überschuss gespeichert werden kann.

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 120 Conergy-Module ($P_G = 30$ kWp), Akasol Energiespeicher ($K = 22$ kWh)

5.2 Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

5.2.1 Berechnung

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit erfolgt im Wesentlichen nach der unter Kapitel 4.4 beschriebenen Methode. Jedoch sind desweiteren der Lade- und Entladeverlust des Energiespeichers sowie die zusätzlichen Anschaffungskosten des Energiespeichers abzüglich der in Kapitel 2.3.4 erläuterten Speicherförderung zu berücksichtigen. Für die Förderung des Tilgungszuschusses $K_{\text{Speicherförderung}}$ (Formel (5.10)) sind die spezifischen, zu fördernden Kosten $k_{\text{Speicherförderung}}$ aus der Anlagenleistung P_G und den Speicherkosten K_{Speicher} zu ermitteln (Formel (5.9), da maximal $k_{\text{Speicherförderung}} = 2000 \text{ €/kWp}$ förderfähig sind (siehe Kapitel 2.3.4).

$$k_{\text{Speicherförderung}} = \frac{K_{\text{Speicher}}}{P_G} \leq 2000 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \quad (5.9)$$

$$K_{\text{Speicherförderung}} = k_{\text{Speicherförderung}} * P_G * 0,3 \quad (5.10)$$

Der geförderte Tilgungszuschuss wird von der Restschuld des zu tilgenden Betrages abgezogen (Formel (5.11)).

$$K_{\text{Zins},n} = -\text{Restschuld}_n * p_{\text{Zins}} \quad (5.11)$$

$$\text{Restschuld}_n = K_{\text{Tilgung},n} - \text{Restschuld}_{n-1}$$

$$\text{Restschuld}_{n=0} = K_{\text{Tilgung},n} - K_{\text{Speicherförderung}}$$

Die ausgewählten Konditionen, zu welchen von der KfW-Bankengruppe ein Darlehen aufgenommen werden kann (Programm 275), werden in der folgenden Tabelle aufgeführt.¹

¹ Vgl. KfW, 2013: *Konditionsübersicht für Endkreditnehmer. Programm 275*. [.pdf] S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.kfw-formularsammlung.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

Preisklasse C

Laufzeit Darlehen	n_{DL} [a]	10
Tilgungsfreie Anlaufjahre	n_{TF} [a]	2
Zinsbindung	n_{ZB} [a]	10
Zinssatz	p_Z [%]	2,8

Als letzte Abänderung des Rechenweges aus Kapitel 4.4.1 wird die Investition des Energiespeichers im Ergebnis nach den Steuern $K_{n,Steuer}$, welches dem Barwert $K_{BW,n}$ entspricht, berücksichtigt (Formel (5.12)). Übrige Formeln bleiben unverändert und werden deshalb nicht nochmals aufgeführt.

$$K_{n,Steuer} = K_{BW,n} = K_n + \text{Steuerwirkung} - K_{Speicher} \tag{5.12}$$

5.2.2 Untersuchungsergebnisse

In Abbildung 5-3 werden die sich ergebenden Kapitalwerte der Beispiel-Anlagenvariante aus Kapitel 5.1.2 über der Laufzeit von 20 Jahren dargestellt. Für ausgewählte Anlagenvarianten sind die Ergebnisse ebenfalls in tabellarischer Form in Anhang C-2 einsehbar.

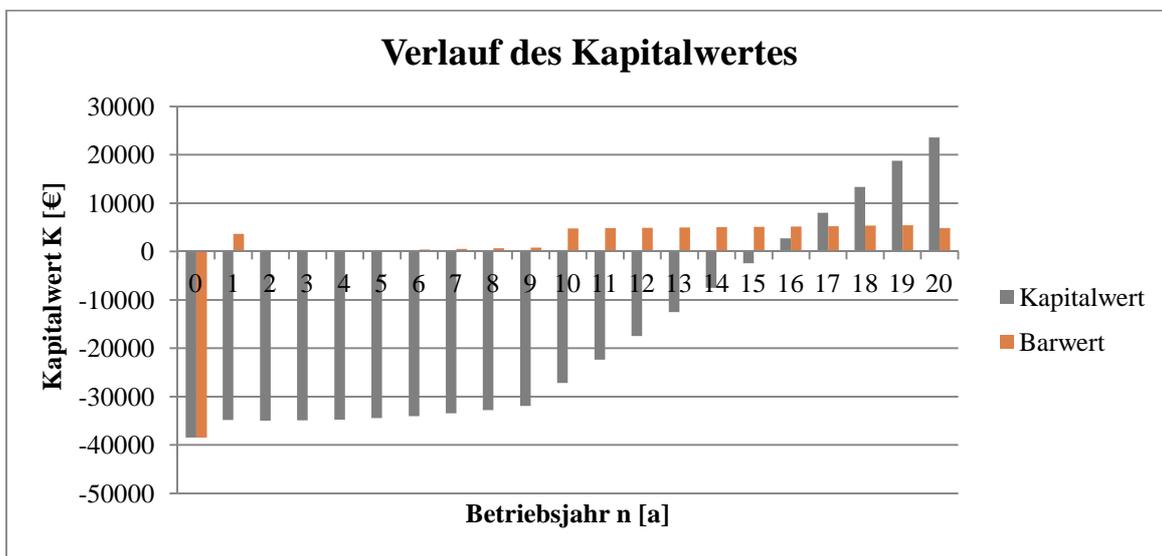


Abbildung 5-3: Verlauf des Kapitalwertes über die Laufzeit¹

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: 120 Conergy-Module ($P_G = 30$ kWp), Akasol Energiespeicher ($K = 22$ kWh, 17,6 kWh nutzbar)

Im Vergleich zur Abbildung 4-12, in der beispielhaft die Kapitalwerte der Anlagenvariante mit einer Leistung $P_G = 36,975$ kWp ohne Energiespeicher dargestellt sind, ist hier eine Verschiebung des Amortisationszeitpunktes zu beobachten. Eine höhere Unabhängigkeit vom Energieversorger wird nur auf Kosten der Rentabilität erreicht, so dass erst nach 16 Betriebsjahren ein Gewinn bzw. ein positiver Kapitalwert erwirtschaftet wird.

Die Abbildung 5-4 stellt das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung der verschiedenen Speicherkapazitäten von Herstellern dar, die Preise für ihre Produkte veröffentlicht haben.¹

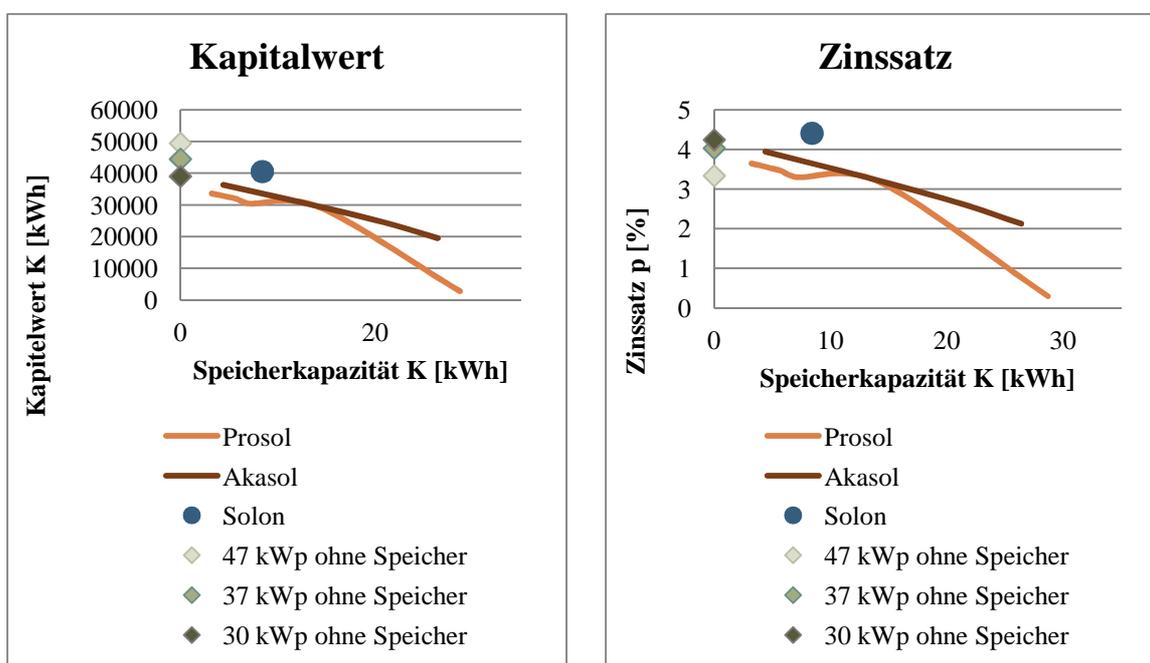


Abbildung 5-4: Kapitalwert und Zinssatz abhängig von der Energiespeicherkapazität²

Es ist deutlich zu erkennen, dass in jedem Fall die Investition in einen Energiespeicher auf Lithium-Basis zusätzlich zur Photovoltaik-Anlage gegenüber einer alleinigen Anlage den

¹ Vgl. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH, 2013. *Marktübersicht Stromspeicher 2013* [Online] Verfügbar unter:

<<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/akasol-needo>>,

<<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/sonnenbatterie-prosol-invest>> und

<<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/solon-soliberty>> letzter Abruf am 17.12.2013

² Quelle: eigene Darstellung; Anlagenvarianten: 120 Conergy-Module ($P_G = 30$ kWp) mit Akasol Energiespeicher ($K = 5,5..33$ kWh), Solon Energiespeicher (Blei-Säure, $K_{10} = 8,4$ kWh) oder Prosol Energiespeicher ($K = 3,2..43,3$ kWh). 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975$ kWp). 144 SunPower-Module ($P_G = 47,088$ kWp).

zu erwartenden Kapitalwert sinken lässt. Selbst eine Anlage mit kostengünstigem Energiespeicher geringerer Kapazität kann mit den durch die Verringerung des Netzbezuges entstehenden Einsparungen die zusätzlichen Anschaffungskosten nicht ausgleichen. Sie erwirtschaftet weniger Gewinn als eine leistungsstärkere Photovoltaik-Anlagenvariante ($P_G \approx 37 \text{ kWp}$) ohne Energiespeicher, die mehr Energieüberschüsse und so eine höhere Vergütung generiert. Es zeigt sich, dass lediglich der Akkumulator auf Blei-Säure-Basis des Herstellers Solon eine geringfügige Erhöhung des Zinssatzes ($p_{Zins} \approx 4,4\%$) gegenüber Anlagenvarianten ohne Speicherlösung ($p_{Zins} \approx 4,2\%$) erwirken kann.

Das führt zu dem Ergebnis, dass aus ökonomischer Sicht eine Kombination von elektrochemischen Energiespeichern mit einer Photovoltaik-Anlage nur bedingt sinnvoll bzw. empfehlenswert ist. Denn durch die zusätzliche Anschaffung eines Energiespeichers kann potentiell kaum ein höherer Zinssatz erwirtschaftet werden.

6 Blockheizkraftwerk

In diesem Kapitel wird die Möglichkeit einer Versorgung des Unternehmens Lithoscan durch eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage untersucht. Es wird wie zuvor mit den ermittelten Bedarfswerten verfahren und in einer abschließenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchung festgestellt, inwieweit eine Anlage dieser Art ökonomisch sinnvoll verwendet werden kann.

6.1 Auswahl des Blockheizkraftwerks

Um den optimalen Leistungsbereich der Anlage eingrenzen zu können, wird unter Verwendung der stündlichen Bedarfswerte aus Kapitel 3.2.3 für theoretische Blockheizkraftwerke der Leistungen $P_{th} = 1.. 10 \text{ kW}$ analog zu Kapitel 4.3.4 der entsprechende Energieertrag und der daraus resultierende Netzbezug von zusätzlich benötigter Energie bestimmt. Diese wärmeorientierte Auslegung der Anlage stellt sicher, dass im Idealfall nie überschüssig Wärme erzeugt wird, welche über zusätzlich auszulegende Kühlanlagen als Verlust abgeführt werden müsste.

In der Abbildung 6-1 sind die sich je nach thermischer Anlagenleistungen ergebenden Verhältnisse von erzeugter und netzbezogener Energie, die zusammen den Jahresenergiebedarf decken, dargestellt.

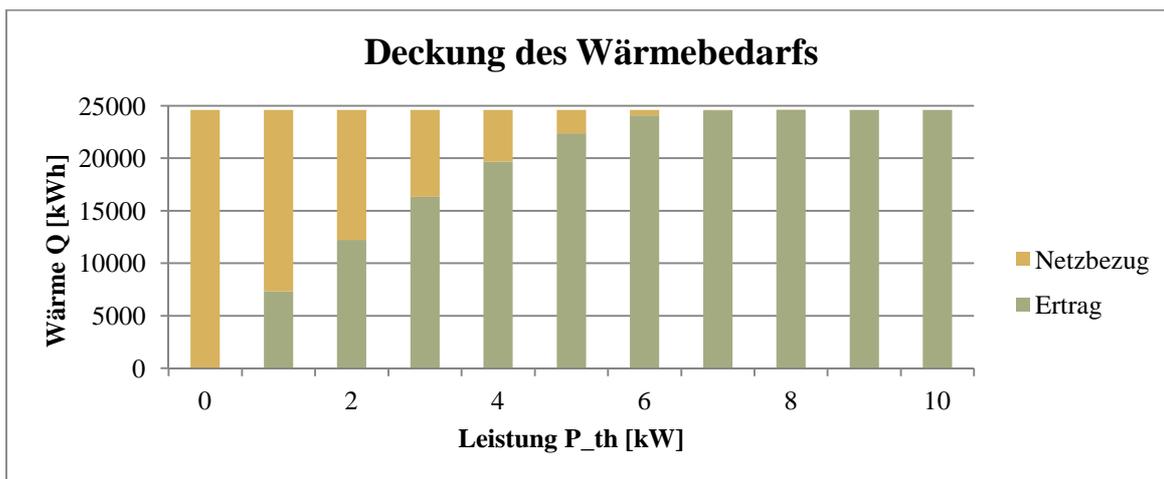


Abbildung 6-1: Deckung des Wärmebedarfs abhängig von der Anlagenleistung¹

¹ Quelle: eigene Darstellung

Es ist zu erkennen, dass ab einer thermischen Nennleistung des Blockheizkraftwerkes von $P_{th} = 2 \text{ kW}$ etwa die Hälfte des Wärmebedarfs durch eigene Energieerzeugung bereitgestellt werden. Ab einer Leistung $P_{th} = 6 \text{ kW}$ muss kaum noch Energie aus dem Fernwärmenetz bezogen werden. Nur der Spitzenlastbedarf von etwa $P_{th} = 8,5 \text{ kW}$ (siehe Jahresdauerlinie für den Wärmebedarf, Abbildung 3-3, Kapitel 3.2.4) kann nicht vollständig durch Eigenerzeugung gedeckt werden.

Als weitere Übersicht werden die je nach Leistung P_{th} erreichten Volllaststunden t_V eines Jahres in Abbildung 6-2 dargestellt. Ermittelt wird dieser Wert als Quotient aus dem Energieertrag Q_E , also der produzierten Wärmemenge, und der Leistung der Anlage P_{th} (Formel (6.1)).

$$t_V = \frac{Q_E}{P_{th}} \quad (6.1)$$

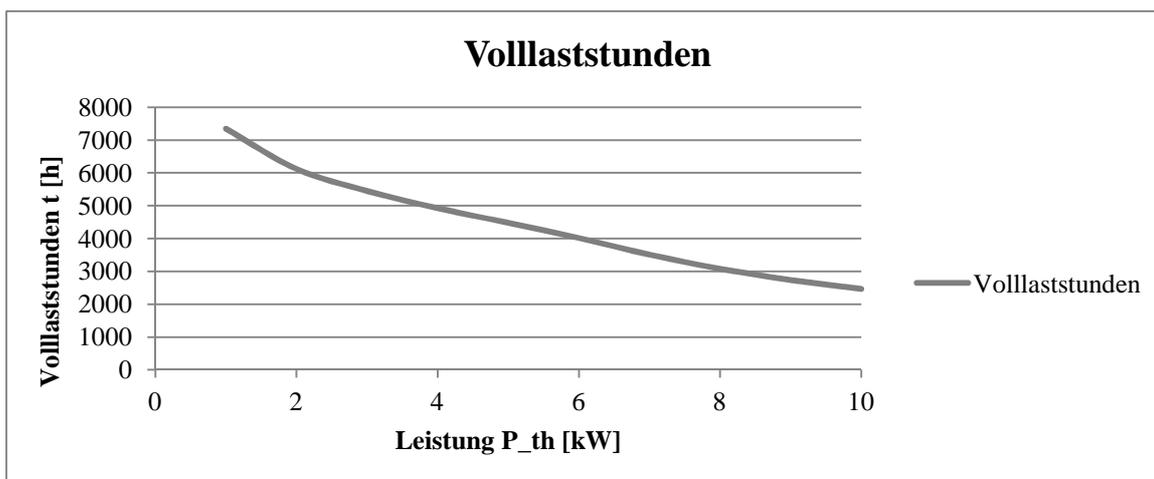


Abbildung 6-2: Volllaststunden abhängig von der Anlagenleistung¹

Durch dieses Diagramm wird deutlich, dass ein Blockheizkraftwerk mit der zuvor erwähnten Leistung von $P_{th} = 6 \text{ kW}$ den Bedarf des Standorts mit nur etwa 4000 Betriebsstunden im Jahr decken kann, die Deckung der Spitzenlast ausgenommen. Die übrigen der 8760 Stunden des Jahres arbeitet das Kraftwerk theoretisch nicht und die Anschaffungskosten können in dieser Zeit nicht ausgeglichen werden. Blockheizkraftwerke sollten gut ausge-

¹ Quelle: eigene Darstellung

lastet und dementsprechend möglichst 4500,¹ wenn nicht sogar 5000 bis 6000 Betriebs- bzw. Volllaststunden im Jahr aufweisen,² um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherstellen zu können, was jedoch auch in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu untersuchen ist.

Blockheizkraftwerke mit kleineren Leistungen, sogenannte Mini- bzw. Mikro-BHKW, werden unter anderem von dem Unternehmen Vaillant angeboten. In der benötigten Größenordnung ($P_{th} < 6,5$ kW) stehen hier das Mikro-BHKW-System ecoPower 1.0 mit einer elektrischen Anlagenleistung von $P_{el} = 1,0$ kW ($P_{th} = 2,5$ kW) und daneben die Mini-BHKW-Lösungen ecoPower 3.0 mit $P_{el} = 3,0$ kW ($P_{th} = 4..8$ kW) bzw. ecoPower 4.7 mit $P_{el} = 4,7$ kW ($P_{th} = 4,7..12,5$ kW) zur Verfügung.³ Im weiteren Vorgehen werden diese Anlagenvarianten von Vaillant näher untersucht, um eine passende Auslegung zu ermitteln. Da dieser Hersteller ein gutes Spektrum von Anlagen im unteren Leistungsbereich, verglichen mit anderen Unternehmen,⁴ aufweist und über telefonischem Wege Kostenvorschläge, die für die Wirtschaftlichkeitsanalyse essentiell sind, geliefert hat.

Da Volllaststunden von über 5000 im Jahr nach Abbildung 6-2 nur bei einer Anlagenleistung von $P_{th} < 4$ kW erreicht werden können, wird für die folgende Ertragsprognose zunächst die Auslegung der Anlagenvariante ecoPower 1.0 als kleinste Beispielvariante näher untersucht.

6.2 Ertragsprognose

6.2.1 Wärmeproduktion

Anhand der Nennleistung der vorläufig ausgewählten Anlagenvariante kann der zu erwartende Ertrag, auf den Wärmebedarf ausgelegt, bestimmt werden. Die sich ergebenden mo-

¹ Vgl. Suttor, Müller, 2000, S. 15

² Vgl. EnergieAgentur.NRW GmbH, 2013: *Einsatz von Mini-Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden*. [.pdf], S. 1. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.energieagentur.nrw.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Vgl. Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG, 2013: *Kraft-Wärme-Kopplung* [.pdf], S. 5. [Online] Verfügbar unter: <http://www.vaillant.de/> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

⁴ Laut ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.) steht eine größere Auswahl an Herstellern zur Verfügung, jedoch produzieren die meisten laut eigenen Angaben aktuell nur leistungsstärkere Anlagenvarianten oder sind nach eigenen Angaben insolvent. Vgl.: ASUE, 2011: *Anbieter Übersicht aus den BHKW-Kenndaten 2011* [.xls], [Online] Verfügbar unter: <http://www.asue.de/> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

natlichen Beträge produzierter Energie werden in Abbildung 6-3 dargestellt. Ebenso sind die Ergebnisse in tabellarischer Form in Anhang D-1 aufgeführt.

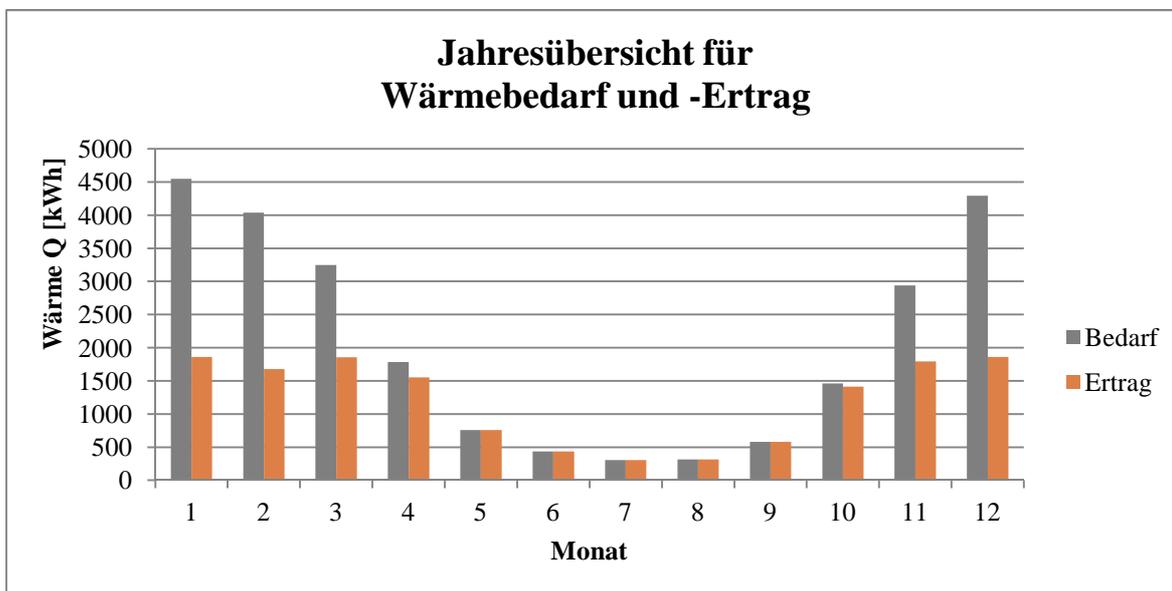


Abbildung 6-3: Jahresübersicht für Wärmeertrag und –Bedarf¹

Es ist zu erkennen, dass das Blockheizkraftwerk nie mehr Wärme bereitstellt, als verbraucht werden kann, nicht zuletzt dadurch, dass in den Sommermonaten die beiden Balken für Bedarf und Ertrag identisch sind. In Monaten der Heizperiode, Oktober bis April, wird deutlich mehr Wärme benötigt, so dass ebenfalls die produzierte Wärmemenge steigt. Auch ist ersichtlich, dass der Wärmeertrag bei etwa $Q_E = 2800$ kWh stagniert und auch bei höherem Bedarf nicht mehr thermische Energie durch diese Anlage bereitgestellt werden kann. Das Zeichen einer guten Dimensionierung ist der fast ebenso hohe Ertrag in den Übergangsmonaten April und Oktober verglichen mit den Wintermonaten. Bereits im Oktober, dem ersten Monat der Heizperiode ist die Anlage nahezu ausgelastet und könnte bei höherem Bedarf kaum noch mehr Wärme produzieren, was auf eine hohe Volllaststundenanzahl hinweist.

Die Differenz aus Wärmebedarf und –ertrag entspricht der Wärmemenge, welche noch zusätzlich aus dem Fernwärmenetz bezogen werden muss. Diese fällt deutlich geringer aus, weil nicht mehr der gesamte Bedarf mit netzbezogener Energie gedeckt werden muss. In Abbildung 6-4. sind der resultierende Netzbezug und die Wärmeproduktion dargestellt,

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5$ kWh, $P_{el} = 1,0$ kWh)

welche zusammen den Wärmebedarf decken. Über den Balken der jeweiligen Monate ist die Auslastung des Blockheizkraftwerkes zu sehen.

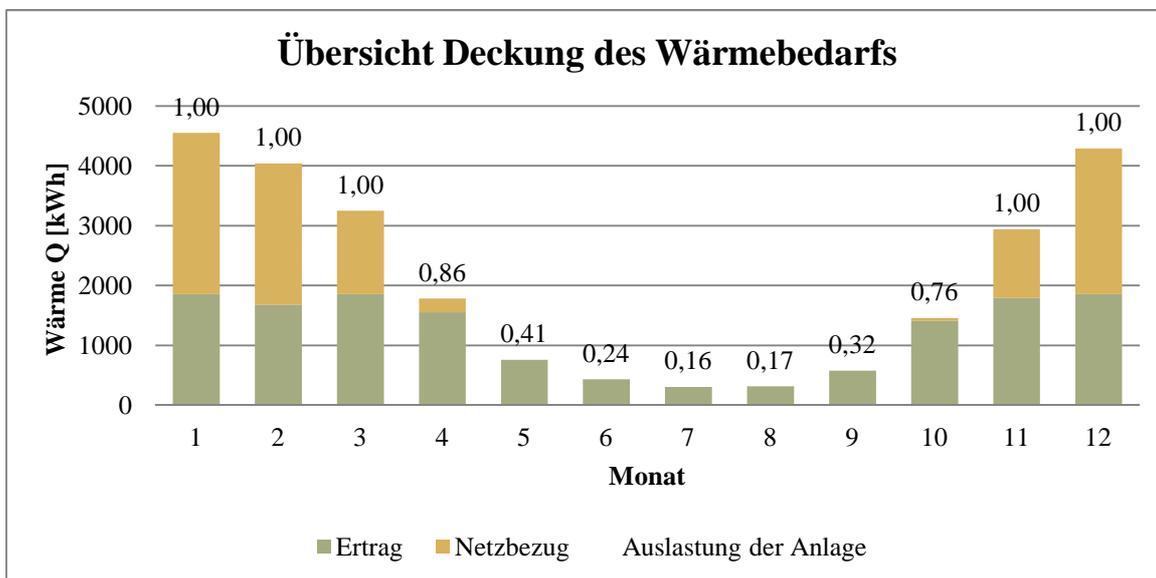


Abbildung 6-4: Übersicht der Deckung des Wärmebedarfs¹

Auch wird deutlich, dass die Wärmeproduktion in den Monaten November bis März etwa konstant ist und die Anlage zu 100% ausgelastet wird (Auslastung = 1,00). Darüber hinaus benötigte Energie wird aus dem Fernwärmenetz bezogen. In den Sommermonaten wird der gesamte Energiebedarf über die Anlage gedeckt. Da weniger Wärme benötigt wird, vermindert sich die Energieproduktion und dem geringeren Ertrag entsprechend sinkt auch die Anlagenauslastung, was zu einer geringeren Anzahl an theoretischen Volllaststunden führt. Deswegen sollte das Ziel einer Anlagenauslegung die möglichst hohe Auslastung in den warmen Monaten sein, was im Prinzip der Grundlastdeckung entspricht. Ermittelt wird die Auslastung als Quotient aus den Betriebs- bzw. Volllaststunden t_V und aus dem Zeitraum eines Monats t_{Monat} (Formel (6.2)):

$$Auslastung = \frac{t_V}{t_{\text{Monat}}} \tag{6.2}$$

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kWh}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kWh}$)

6.2.2 Ertragsprognose – elektrische Energie

Durch Kraft-Wärme-Kopplung wird neben der Erzeugung von thermischer auch elektrische Energie bereitgestellt, wodurch sich der Gesamtwirkungsgrad der Anlage erhöhen kann. Die so produzierte Energie wird mit Hilfe der Betriebs- bzw. Volllaststunde t_V (Formel (6.3)) ermittelt, denn dieser Wert ist als Quotient aus benötigter Wärme und maximaler Wärmeleistung gleichzeitig ein Maß für die Auslastung der Anlage in einer Stunde. Führt das Kraftwerk eine Stunde unter Volllast, beträgt die Volllaststunde für diese Zeit $t_V = 1$ h. Da in dieser Zeit die thermische Leistung $P_{th} = 2,5$ kW der Variante ecoPower 1.0 vollständig benötigt wird, wird gleichzeitig auch die elektrische Leistung der Anlage $P_{el} = 1,0$ kW durch Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt. Im Teillastfall wird weniger Wärme und entsprechend der Volllaststunde auch weniger elektrische Energie erzeugt.

$$E_E = t_V * P_{el} \quad (6.3)$$

Da mit dem Standardlastprofil PD3 nur stündliche Werte für den Wärmebedarf ermittelt werden können (siehe Kapitel 3.2.3), wird der sich für eine Stunde ergebende Energieertrag geviertelt, um mit den viertelstündig ermittelten Werten für den Bedarf elektrischer Energie (Kapitel 3.2.1) vergleichbar und gemäß der Aufgabenstellung dieser Arbeit auch kombinierbar zu sein (Kapitel 7).

Abbildung 6-5 zeigt den sich ergebenden Bedarf und Ertrag elektrischer Energie, welche ebenfalls in tabellarischer Form in Anhang D-1 einsehbar sind.

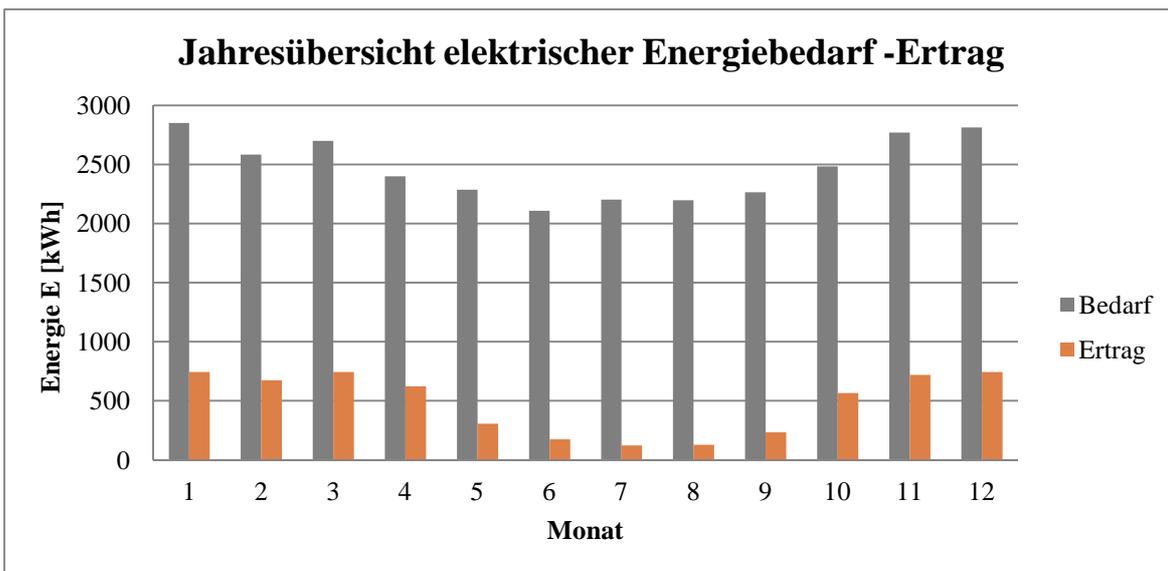


Abbildung 6-5: Jahresübersicht für Bedarf und Ertrag elektrischer Energie¹

Durch diese Darstellung wird das Verhältnis von produzierter zu benötigter Energie veranschaulicht. Auch mit einer vergleichsweise geringen Leistung von $P_{el} = 1,0 \text{ kWp}$ kann ein merklicher Teil des Energiebedarfs durch Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt werden. Da das Blockheizkraftwerk nur bei vorhandenem Wärmebedarf arbeitet, fällt in den Sommermonaten Juni bis August der elektrische Energieertrag geringer aus.

Die Aufteilung der Bedarfsdeckung durch Netzbezug und Eigenversorgung der produzierten Energie in Eigenverbrauch und Netzeinspeisung ist übersichtlich in Abbildung 6-6 zu sehen. Die Grundlage beider Abbildungen sind wie zuvor die auf die Monate aufsummierten Energiewerte viertelstündlicher Bedarfs- und Ertragswerte des jeweiligen Zeitraums.

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kWh}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kWh}$)

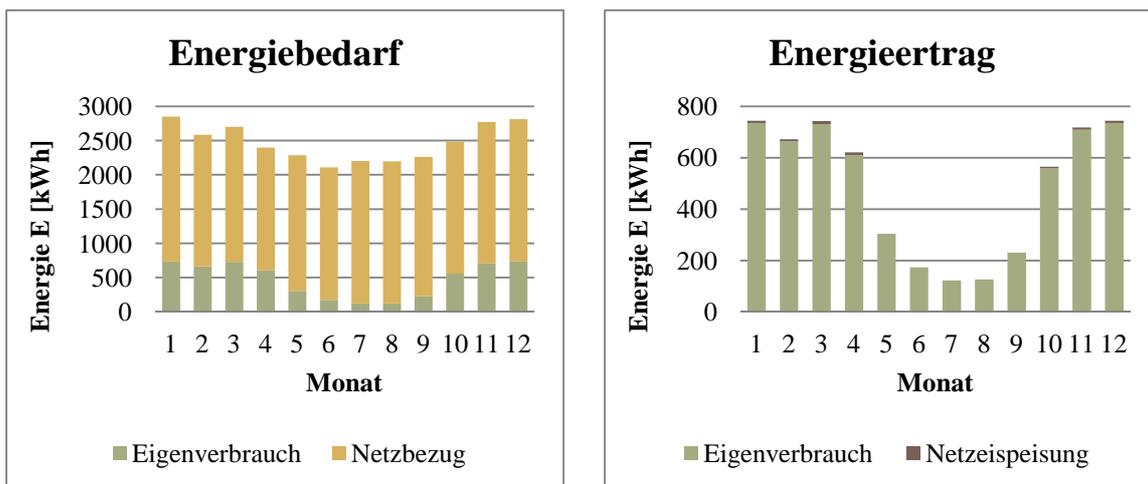


Abbildung 6-6: Aufschlüsselung des elektrischen Jahresenergiebedarfs und –Ertrags¹

Durch diese beiden Diagramme wird klar, dass der verhältnismäßig geringe Ertrags nahezu vollständig selbst verbraucht wird und nur ein geringer Überschuss entsteht, der in das Netz eingespeist werden kann. In der folgenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchung ist herauszustellen, inwieweit der Eigenverbrauch von thermischer und elektrischer Energie zu einer ökonomisch sinnvollen Anlagenauslegung führen kann.

6.3 Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Wie bereits in Kapitel 4.4 beschrieben, kann eine Investition in eine Anlage zur Energieerzeugung erst durch ihre Wirtschaftlichkeitsuntersuchung bewertet werden. Dafür wird hier ebenfalls die Kapitalwertmethode angewendet.

6.3.1 Kapitalwertmethode

Für die Berechnung des Kapitalwertes werden analog zur Analyse im Kapitel 4.4 nach der Ermittlung des jährlich zu erwartenden Ertrags die Einnahmen und Ausgaben jedes Jahres n zusammengetragen.² Dabei wird eine Lebens- bzw. Betriebsdauer von Kraft-Wärme-

¹ Quelle: eigene Darstellung

Anlagenvariante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kWh}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kWh}$)

² Vgl. EnergieAgentur.NRW GmbH, 2013: *Einsatz von Mini-Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden*. [pdf], S. 3 f. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.energieagentur.nrw.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

Kopplungsanlagen nach der Abschreibungstabelle des Finanzministeriums von zehn Jahren angenommen.¹

Der Zuschlag zählt dafür gemäß dem KWK-Gesetz neben der Vergütung überschüssiger und deshalb eingespeister Energie $K_{EEX,n}$ (siehe Kapitel 2.3.2) zu den Einnahmen. Der entrichtete Betrag $K_{KWK,n}$ bestimmt sich aus dem jährlichen, elektrischen Energieertrag $E_{E,n}$ und dem gesetzlichen Zuschlag von $k_{KWK} = 5,41$ ct/kWh (Formel (6.4)).

$$K_{KWK,n} = E_{E,n} * k_{KWK} \quad (6.4)$$

$$\text{mit} \quad k_{KWK} = 5,41 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Die Vergütung in das Netz eingespeister Energie K_{EEX} ergibt sich mit dem durchschnittlichen Energiepreis k_{EEX} , der durch die Strombörse EEX² bekannt gegeben wird. Da hier eine Untersuchung über die volle Laufzeit von zehn Jahren durchgeführt wird, wird für den Durchschnittspreis des jeweils letzten eines jeden Quartals nach der Strombörse EEX ein Mittelwert gebildet. Dieser setzt sich aus den aufgezeichneten Preisen der EEX aus den letzten vier Jahren zusammen,³ also von 2009 bis 2013. Dieser Zeitraum wurde gewählt, weil so der Strompreis mit dem des aktuell letzten Quartals vergleichbar ist. Der vergütete Betrag K_{EEX} wird analog der EEG-Vergütung in Kapitel 4.4.1 nach dem Rechenmodell des Umweltinstitutes München ermittelt. Zunächst wird angenommen, dass der gesamte Ertrag eingespeist und der entstehende Betrag K_{EEX} für das Jahresergebnis mit einer Rücklieferung $K_{Rücklieferung,n}$ gegengerechnet wird (Formel (6.5)).

$$K_{EEX,n} = E_E * k_{EEX} \quad (6.5)$$

$$\text{mit} \quad k_{EEX} \approx 4,326 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

¹ Vgl. Bundesministerium der Finanzen, 2000: *Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter*. [pdf], S. 3. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.bundesfinanzministerium.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² European Energy Exchange

³ Vgl. European Energy Exchange AG, 2013: *KWK-Preis*. [xls] [Online] Verfügbar unter: <<http://cdn.eex.com/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

$$K_{\text{Rücklieferung},n} = E_{E,n} * p_{EV} * (-k_{EEX})$$

Zusätzlich zählen die eingesparten Kosten $K_{\text{Einsparung},n}$ durch den Verbrauch eigenerzeugter anstelle netzbezogener elektrischer und thermischer Energie zu den Einnahmen. Diese werden analog zu Kapitel 4.4.1 aus der jährlichen Preissteigerung $p_{\text{Preissteigerung}}$, dem Eigenverbrauchsanteil p_{EV} , dem Energiepreis¹ k_{Bezug} und dem elektrischen Energieertrag $E_{E,n}$ bzw. dem Wärmeertrag $Q_{E,n}$ bestimmt.

$$K_{\text{Einsparung},el,n} = E_{E,n} * p_{EV,el} * k_{\text{Bezug},el} * (1 + p_{\text{Preissteigerung}})^n \quad (6.6)$$

$$K_{\text{Einsparung},th,n} = Q_{E,n} * p_{EV,th} * k_{\text{Bezug},th} * (1 + p_{\text{Preissteigerung}})^n \quad (6.7)$$

$$\text{mit} \quad k_{\text{Bezug},th} = 10,99 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

$$k_{\text{Bezug},el} = 22,53 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

$$p_{\text{Preissteigerung}} = 3\%$$

Dem gegenüber sind neben den laufenden Kosten für Wartung und Instandhaltung ebenfalls die benötigten Brennstoffkosten zu den Ausgaben zu zählen. Die Wartungskosten $K_{\text{Ifd},n}$ bestimmen sich mit p_{Wartung} prozentual² aus dem elektrischen Energieertrag und der Inflationsrate $p_{\text{Inflation}}$ (Formel (6.8)).

$$K_{\text{Ifd},n=1} = -p_{\text{Wartung}} * E_E \quad (6.8)$$

$$K_{\text{Ifd},n>1} = K_{\text{Ifd},n-1} * (1 + p_{\text{Inflation}})^n$$

¹ Quelle: BS Energy, 2013, Turnusabrechnung

² Vgl. EnergieAgentur.NRW GmbH, 2013: *Einsatz von Mini-Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden*. [.pdf], S. 4. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.energieagentur.nrw.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

Die Brennstoffkosten $K_{\text{Brennstoff}}$ werden aus dem Gesamtenergieertrag $E_E + Q_E$, dem Gesamtwirkungsgrad¹ der Anlage η_{ges} und den Brennstoffkosten² je Kilowattstunde $k_{\text{Brennstoff}}$ ermittelt (Formel (6.9)).

$$K_{\text{Brennstoff},n=1} = \frac{E_{E,n} + Q_{E,n}}{\eta_{\text{ges}}} * k_{\text{Brennstoff}} \quad (6.9)$$

$$K_{\text{Brennstoff},n>1} = K_{\text{Brennstoff},n-1} * (1 + p_{\text{Inflation}})^n$$

$$\text{mit} \quad k_{\text{Brennstoff}} = 6,48 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Von diesen Kosten kann die gezahlte Energiesteuer $K_{\text{EnergieSt},n}$, die für Erdgas $k_{\text{EnergieSt}} = 0,55 \text{ ct/kWh}$ beträgt (siehe Kapitel 2.3.3), erstattet werden (Formel (6.10)).

$$K_{\text{EnergieSt},n} = Q_{E,n} * k_{\text{EnergieSt}} \quad (6.10)$$

$$\text{mit} \quad k_{\text{EnergieSt}} = 0,55 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Der weitere Rechenweg zur Bestimmung des Kapitalwertes sind ist mit dem aus Kapitel 4.4.1 identisch und wird deswegen nicht nochmals beschrieben. Auch wird bei dieser Wirtschaftlichkeitsuntersuchung angenommen, dass ein Darlehen in Höhe der Hälfte der Investition in Anspruch genommen wird. Dabei bietet die Bankengruppe KfW folgende Konditionen an (Programm 244):³

¹ Vgl. Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG, 2013. *Kraft-Wärme-Kopplung* [.pdf], S. 10. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.vaillant.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

² Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013: *Europäischer Gaspreisvergleich. 2. Halbjahr 2012.* [.pdf], S. 3. [Online] Verfügbar unter: <<http://www.bdew.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 17.12.2013]

³ Vgl. KfW, 2013: *Konditionsübersicht für Endkreditnehmer. Programm 244.* [.pdf] S. 1 [Online] Verfügbar unter: <<http://www.kfw-formularsammlung.de/>> (Hinweis: vollständige URL im Quellenverzeichnis) [letzter Abruf am 06.12.2013]

Preisklasse C

Laufzeit Darlehen	n_{DL} [a]	5
Tilgungsfreie Anlaufjahre	n_{TF} [a]	1
Zinsbindung	n_{ZB} [a]	5
Zinssatz	p_Z [%]	1,65

6.3.2 Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

In Abbildung 6-7 werden die sich ergebenden Kapitalwerte der Beispielanlagenvariante über die Laufzeit dargestellt, welche auch in Anhang D-2 in tabellarischer Form aufgeführt sind.

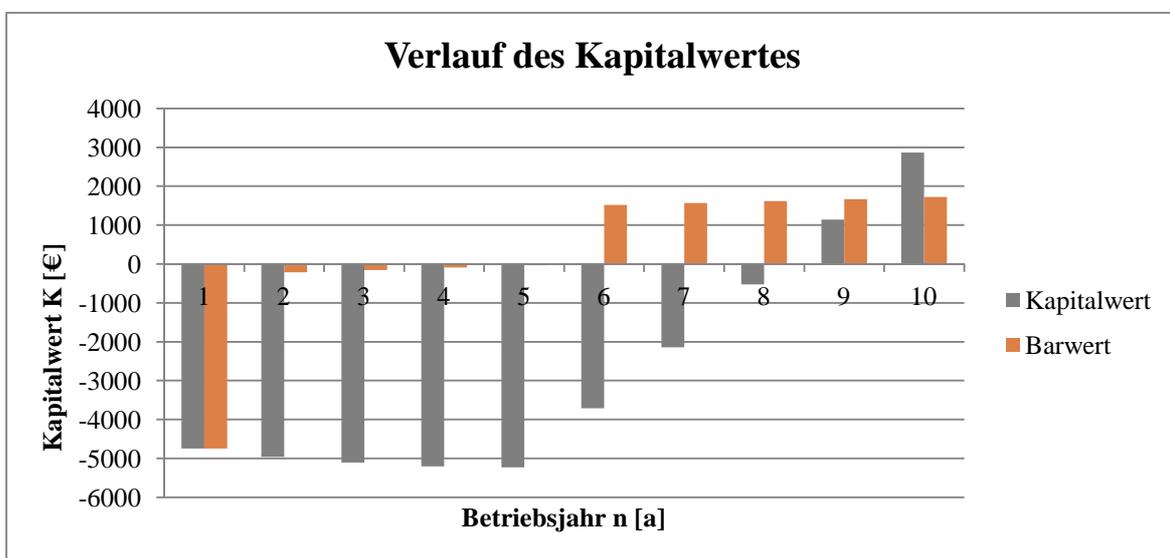


Abbildung 6-7: Verlauf des Kapitalwertes über die Laufzeit¹

Es ist deutlich zu erkennen, dass sich die Anlage im Verhältnis zur angesetzten Abschreibungsdauer von zehn Jahren sehr spät amortisiert. Ein Grund dafür ist der negative Barwert bis zum fünften Jahr. Er nimmt erst nach abgeschlossener Tilgung positive Werte an. Der Kapitalwert der Investition wird dann allerdings bereits nach drei Jahren positiv gestellt, wodurch ab diesem Zeitpunkt ein Gewinn erzielt wird. Hauptsächlich fällt der Barwert jedoch durch die hohen Brennstoffkosten gering aus. Da die eingesparten Energiebezugs-

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5$ kWh, $P_{el} = 1,0$ kWh)
 Angesetzte Anlagenkosten: 11890,- Euro (9890,- (KWK-Anlage ecoPower 1.0) + 1000,- (Pufferspeicher) + 1000,- (Installation)). Quelle: Telefonat mit Vaillant-Mitarbeiter

kosten durch die Verbrennung von Gas erwirkt werden, führt eine leistungsstärkere Anlage zu keiner Veränderung des Ergebnisses.

Die ausgewählte Kraft-Wärme-Kopplungsanlage erwirtschaftet nach zehn Jahren einen Kapitalwert $K_{KW} \approx 2864,-$ Euro, was nach der Formel (4.49) einem jährlichen Zinssatz von $p_{Zins} \approx 3,0\%$ entspricht. Demnach ist die Investition in ein Blockheizkraftwerk verglichen mit der Investition in eine Photovoltaik-Anlage ökonomisch nachteilig, da durch letztere ein Zinssatz von $p_{Zins} > 3,5\%$ erreicht werden kann (siehe Kapitel 4.4.2).

7 Kombinierte Energieerzeugung

Da eine Photovoltaik-Anlage lediglich den Bezug von elektrischer und eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage hauptsächlich den Bezug von thermischer Energie vermindern kann, wird in diesem Kapitel eine kombinierte Verwendung des Blockheizkraftwerkes von Vaillant aus Kapitel 6 mit einer Photovoltaik-Anlage verschiedener Solargeneratorleistungen untersucht.

7.1 Deckung des Energiebedarfs

7.1.1 Ansatz

Analog zu den vorhergehenden Kapiteln werden auch hier von Energiebedarf und –ertrag die viertelstündigen Bedarfswerte aus den Standardlastprofilen (siehe Kapitel 3.2) herangezogen. Da eingespeiste Energieüberschüsse, die durch eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage erzeugt worden sind, lediglich mit dem durchschnittlichen Energiepreis vergütet werden, wird der Ertrag dieser Anlage als bevorzugt für die Bedarfsdeckung genutzt, angenommen.

Hierbei setzt sich der Ertrag E_E aus der produzierten Elektroenergie der Photovoltaik-Anlage $E_{E,PV}$ und des Blockheizkraftwerkes $E_{E,BHKW}$ zusammen. Solange der Betrag des Energieertrages mindestens dem des Bedarfs E_B entspricht, wird der Energiebedarf durch eigene Energie gedeckt. Der Betrag der eigenverbrauchten Energie E_{EV} ist dann gleich dem des Bedarfs (Formel (7.1)). Kann das Blockheizkraftwerk den Energiebedarf allein decken, würde die überschüssige Energie des Kraftwerkes und der gesamte Ertrag der Photovoltaik-Anlage in das öffentliche Netz eingespeist (E_{NS}) werden (Formel (7.2) und (7.3)).

$$E_E = E_{E,BHKW} + E_{E,PV}$$

$$\text{mit } E_E \geq E_B \quad \text{und} \quad E_{E,BHKW} \geq E_B$$

$$E_{EV} = E_B \tag{7.1}$$

$$E_{NS,BHKW} = E_{E,BHKW} - E_B \quad (7.2)$$

$$E_{NS,PV} = E_{E,PV} \quad (7.3)$$

Ist der Betrag des Energiebedarfs noch geringer als der des Ertrags, kann aber nicht mehr ausschließlich durch das Blockheizkraftwerk gedeckt werden, zusätzlich wird photovoltaisch erzeugte Energie verbraucht. Der gesamte Energiebedarf ist so weiterhin durch eigene Energie gedeckt (Formel (7.4)). Der ggf. vorhandene Energieüberschuss der Photovoltaik-Anlage wird in das Netz eingespeist (Formel (7.5) und (7.6)).

$$\text{mit} \quad E_E \geq E_B \quad \text{und} \quad E_{E,BHKW} < E_B$$

$$E_{EV} = E_B \quad (7.4)$$

$$E_{NS,BHKW} = 0 \quad (7.5)$$

$$E_{NS,PV} = E_{E,PV} - (E_B - E_{E,BHKW}) \quad (7.6)$$

Genügt die produzierte Energiemenge nicht, um das Unternehmen Lithoscan zu versorgen, wird der Energieertrag vollständig verbraucht (Formel (7.7)) und die zusätzlich erforderliche Energie muss als Netzbezug E_{NB} aus dem öffentlichen Netz eingekauft werden (Formel (7.8)).

$$\text{mit} \quad E_E < E_B$$

$$E_{EV} = E_E \quad (7.7)$$

$$E_{NB} = E_B - E_E \quad (7.8)$$

Die Wärmeproduktion durch das Blockheizkraftwerk wird unverändert wie in Kapitel 6.2.1 untersucht, weswegen die entsprechenden Formeln hier nicht erneut erwähnt werden.

7.1.2 Jahresübersicht

Die sich aus den Überlegungen in Kapitel 7.1.1 ergebenden Monatswerte von Energiebedarf und -ertrag werden in Abbildung 7-1 dargestellt und in tabellarischer Form in Anhang E-1 zusammengefasst. Dabei werden als ausgewählte Beispielvarianten die Photovoltaik-Anlage mit 145 Conergy-Modulen ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$) aus Kapitel 4 und die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ecoPower 1.0 von Vaillant aus Kapitel 6 ausgewählt.

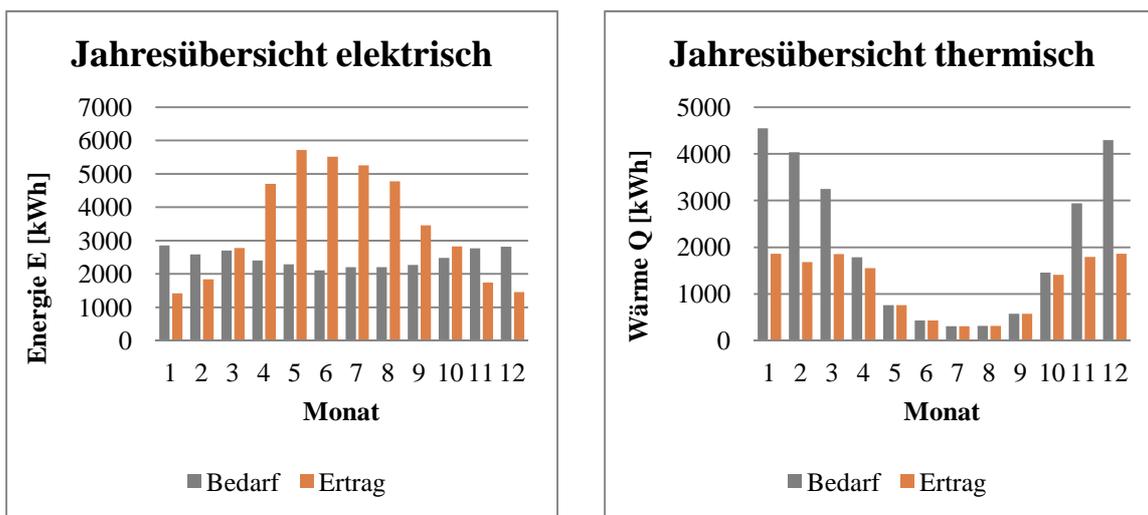


Abbildung 7-1: Jahresübersicht von Ertrag und Bedarf¹

Bereits hier ist ersichtlich, dass sich beide Anlagen gut ergänzen, denn das Blockheizkraftwerk sollte idealer Weise zu jeder Zeit Energie produzieren, gerade in den Wintermonaten und in der Nacht, wenn die Photovoltaik-Anlage keine ausreichende Versorgung ermöglicht. Im Diagramm links ist im Vergleich zur alleinigen Energieproduktion durch den Solargenerator gerade in den Wintermonaten eine Erhöhung des zu erwartenden Gesamtertrags festzustellen, der folgend in der Abbildung 7-2 aufgeschlüsselt dargestellt ist.

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvarianten: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$), Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kW}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$)

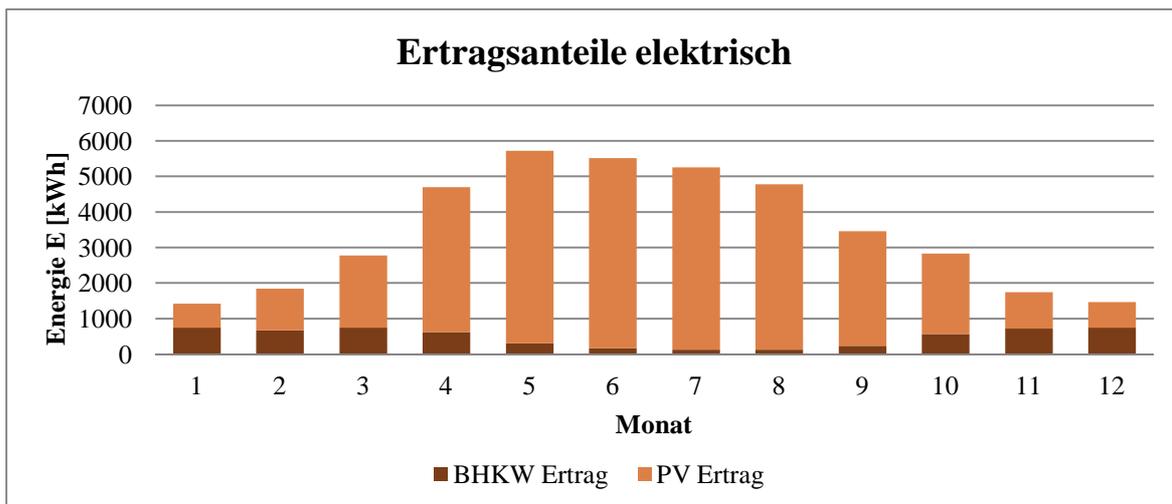


Abbildung 7-2: Anteilige Energieproduktion durch Blockheizkraftwerk und Photovoltaik-Anlage¹

Mit dieser Übersicht wird erkennbar, dass meist über die Hälfte der produzierten Energie in den Monaten November bis Februar durch die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage bereitgestellt wird. In den Monaten geringeren Wärmebedarfs sinken entsprechend die so erzeugten Energiemengen, was jedoch durch die Photovoltaik-Anlage mehr als ausgeglichen werden kann. Der sich einstellende Eigenverbrauch erzeugter Energie und der sich dadurch ergebende, noch notwendige Netzbezug von Energie wird in Abbildung 7-3 dargestellt.

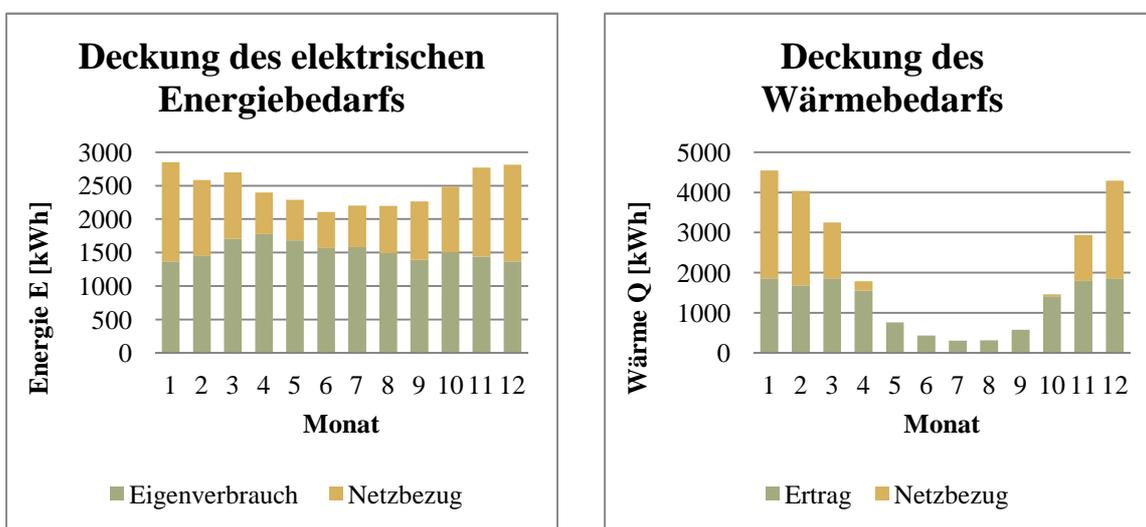


Abbildung 7-3: Deckung des elektrischen Energie- und Wärmebedarfs²

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvarianten: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$), Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kW}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$)

Besonders fällt im linken Diagramm der etwa konstante Anteil des Verbrauchs eigenerzeugter Energie auf, was eine Netzunabhängigkeit von deutlich über 50% erkennen lässt. Tatsächlich belaufen sich die Autarkiegrade für elektrische Energie auf $p_{\text{Autarkie,el}} \approx 61,0\%$ und für Wärme auf $p_{\text{Autarkie,th}} \approx 77,3\%$.

7.2 Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

7.2.1 Kapitalwertmethode

Da die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Photovoltaik- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlage bereits erläutert sind, wird hier auf eine genauere Ausführung verzichtet. Es wird für die auf 20 Jahre ausgelegte Untersuchung angenommen, dass das Blockheizkraftwerk lediglich die nach der Abschreibungstabelle des Finanzministeriums angesetzten zehn Jahre bis zum vollständigen Wertverlust arbeitet. Ab dem elften Jahr trägt nur noch die Photovoltaik-Anlage zur Kapitalwerterhöhung bei.

Die sich durch die Investition in die Beispielanlagenvarianten ergebenden Bar- und Kapitalwerte werden in Abbildung 7-4 dargestellt (ausgewählte Rechenergebnisse sind tabellarisch in Anhang E-2 ebenfalls aufgeführt).

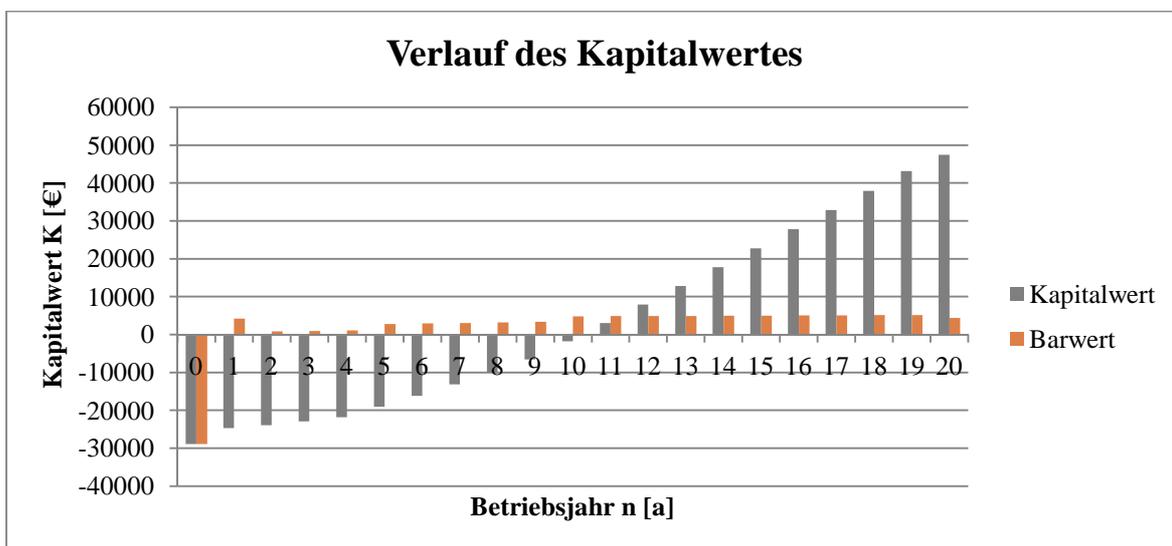


Abbildung 7-4: Verlauf des Kapitalwertes¹

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvarianten: 145 Conergy-Module ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$), Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kW}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$)

Zuerst fällt beim Betrachten des Diagramms auf, dass nach dem elften Betriebsjahr die Investition beider Anlagen amortisiert ist, nach der angewendeten Kapitalwertmethode ist das Blockheizkraftwerk zu diesem Zeitpunkt bereits abgeschrieben und wird als nicht mehr im Betrieb angesehen. Der ab der Amortisierung entstehende Gewinn wird demnach nur durch die Photovoltaik-Anlage erzeugt.

7.2.2 Auswirkung der Photovoltaik-Anlage

Anfolgend wird untersucht, welche Kapitalwerte und Zinssätze sich ergeben, wenn die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage ecoPower 1.0 mit Photovoltaik-Anlagen unterschiedlicher Solargeneratorleistungen im Bereich $P_G = 5..100$ kWp kombiniert wird. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abbildung 7-5 dargestellt, wobei analog zu Kapitel 4.4.2 spezifische Anlagenkosten von $k_{Anlage} = 1600$ €/kWp angenommen werden.

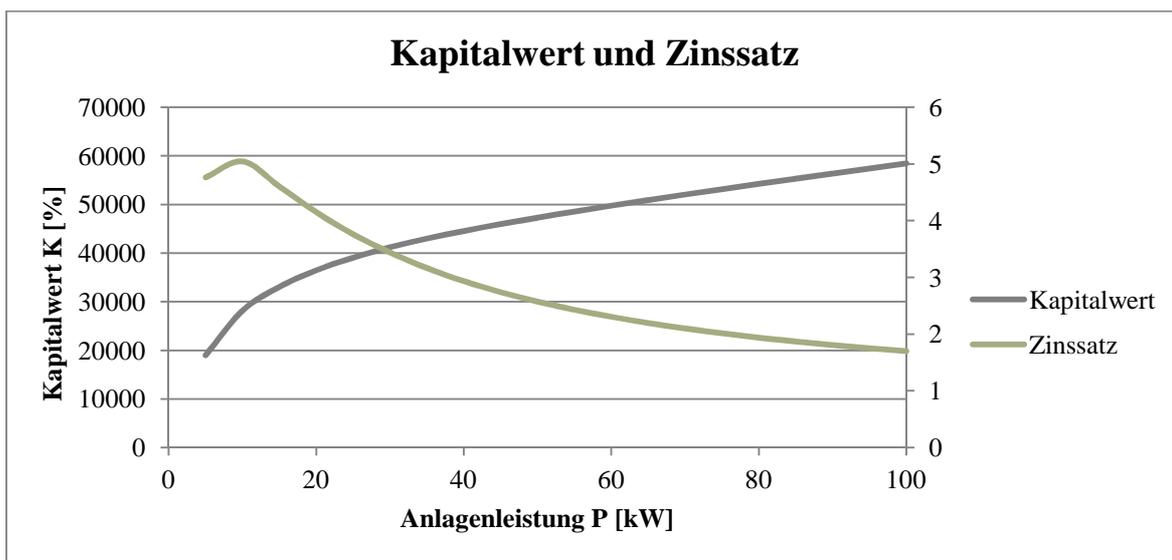


Abbildung 7-5: Verlauf von Kapitalwert und Zinssatz abhängig von der Solargeneratorleistung¹

Es ist zu erkennen, dass der Kapitalwert mit zunehmender Anlagenleistung ebenfalls ansteigt, vergleichbar mit den Ergebnissen aus Kapitel 4.4.2. Ab einer Solargeneratorleistung $P_G \approx 15$ kWp nimmt auch hier der Anstieg etwas ab, was als der Punkt gedeutet werden kann, ab dem durch höhere Anlagenleistung größten Teils durch Netzspeisung von Energieüberschüssen weiterer Gewinn erwirtschaftet wird und nicht durch Einsparung netzbezogener Energie. Der Verlauf des Zinssatzes ist ebenso wie in Kapitel 4.4.2 zum Kapital-

¹ Quelle: eigene Darstellung. Anlagenvariante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5$ kW, $P_{el} = 1,0$ kW), verschiedene Anzahl von Conergy-Modulen ($P_G = 5..100$ kWp)

wertverlauf entgegengesetzt. Das führt zu der Schlussfolgerung, dass relativ zur Anfangsinvestition größere Solargeneratorleistungen zu kleineren Gewinnen führen.

Der auffällige Anstieg des Zinssatzverlaufes bei der Kombination des Blockheizkraftwerkes mit leistungsschwachen Photovoltaik-Anlagen ($P_G = 5 \text{ kWp}$) ergibt sich aus den verhältnismäßig hohen Anschaffungskosten der Kraft-Wärme-Kopplungsanlage¹. Eine leistungsstärkere Photovoltaik-Anlage ($P_G = 10 \text{ kWp}$) erwirkt durch vermehrte Einsparung von Netzbezugskosten höhere Zinssätze bzw. einen im Verhältnis zu den Anschaffungskosten höheren Kapitalwert und kann so die durch das Blockheizkraftwerk entstandenen Kosten mit ausgleichen. Insgesamt wird in keinem Fall ein Zins von $p_{\text{Zins}} > 5\%$ erreicht, was ebenfalls auf die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zurückzuführen ist, ohne diese sind theoretische Werte von über $p_{\text{Zins}} < 7\%$ ermittelt worden (siehe Kapitel 4.4.2).

Diese Erkenntnis und nicht zuletzt der relativ späte Amortisationszeitpunkt des Blockheizkraftwerkes nach acht von zehn Betriebsjahren (Kapitel 6.3.2) bestätigen, dass die Photovoltaik-Anlage die wirtschaftlich vorteilhaftere Anlagenvariante darstellt.

¹ $K_{\text{Anlage}} = 11890,- \text{ €}$

8 Fazit

Es war das Ziel der vorliegenden Arbeit, Energieerzeugungsanlagen auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen und die ökonomisch sinnvollste Variante auszumachen. Zu diesem Zweck wurde anhand des viertelstündigen Energiebedarfs des Unternehmens Lithoscan die sich einstellenden Einsparungen durch eine Anlagenvariante mit den Ausgaben und der Anfangsinvestition verglichen.

Es wurde festgestellt, dass sich durch die Investition in eine Photovoltaik-Anlage beliebiger Solargeneratorkennleistung stets nach der angesetzten Laufzeit eine wirtschaftlich vorteilige Situation einstellte. Denn selbst nachdem der Energiebedarf des Standorts zum höchstmöglichen Anteil durch die eigene Energieproduktion gedeckt wird, kann überschüssiger Ertrag in das öffentliche Netz nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz vergütet eingespeist werden, wodurch weiterhin der erwirtschaftete Kapitalwert und damit und der erreichte Gewinn jährlich steigt.

Andererseits ergab sich, dass die Investition in einen Energiespeicher zusätzlich zur Photovoltaik-Anlage nur bedingt zu einer Erhöhung des erzielten Kapitalwertes führen kann. Zwar kann anhand des sich ergebenden Zinssatzes nach der Laufzeit die zusätzliche Anschaffung eines Blei-Säure-Akkumulators wirtschaftlich vorteilhaft sein, doch wurde für die Untersuchung vereinfachend angenommen, dass der Energiespeicher auf Blei-Basis die Energieüberschüsse vollständig aufnehmen kann. In der Realität kann es je nach Bauart abhängig von der Umgebungstemperatur dazu kommen, dass kurzzeitig sehr hohe Energieüberschüsse durch eine kurzzeitig sehr hohe Sonneneinstrahlung in diesem vorgegebenen Zeitraum nur begrenzt aufgenommen werden können. Dennoch scheinen Blei-Akkumulatoren, auch wenn sie eine vergleichsweise geringe Leistung aufweisen, aus ökonomischer Sicht empfehlenswerter als Lithium-Ionen-Akkumulatoren zu sein.

Die Alternative, das Unternehmen mit einem Blockheizkraftwerk zu versorgen, schien zuerst vielversprechend, da durch Kraft-Wärme-Kopplung sowohl der Wärme- als auch der Elektroenergiebedarf teilweise durch eigenerzeugte Energie gedeckt und so potentiell ein höherer Teil der zuvor netzbezogenen Energie selbst bereitgestellt werden könnte. Da zur Energieerzeugung allerdings Brennstoff benötigt wird, dessen Anschaffung mit hohen, laufend auftretenden Kosten verbunden ist, kann mit der untersuchten Kraft-Wärme-

Kopplungsanlage zwar ein Gewinn erzielt werden, jedoch bleibt dieser deutlich unter dem durch die Photovoltaik-Anlage möglichen Zinssatz.

Als vierte und letzte Variante wurden die Einsparungsmöglichkeiten durch die Kombination eines Blockheizkraftwerkes mit Photovoltaik-Anlagen verschiedener Solargeneratorleistung untersucht. Anhand der Wirtschaftlichkeitsanalyse konnte festgestellt werden, dass die ökonomisch vorteilhafte Photovoltaik-Anlage nicht die Zusatzkosten, die durch den zu beziehenden Brennstoff entstehen, ausgleichen konnte.

Abschließend kann hiernach festgestellt werden, dass die Frage nach der wirtschaftlich sinnvollsten Variante geteilt zu beantworten ist. Einerseits kann eine möglichst hohe Unabhängigkeit als ökonomisch vorteilhaft angesehen werden, da saisonale Energiepreisschwankungen Faktoren darstellen, die in einer Prognose nur bedingt berücksichtigt werden können. Aus dieser Sichtweise kann durchaus eine parallele Elektroenergie- und Wärmeerzeugung unvorhergesehene Marktveränderungen besser ausgleichen. Andererseits spiegelt aus praktischer Sicht der zu erwartende Zinssatz, der sich aus den Anschaffungskosten und dem resultierenden Kapitalwert ergibt, am deutlichsten das wirtschaftliche Potential einer Investition wieder. Somit lässt sich insgesamt der Schluss ziehen, dass die Investition in eine Photovoltaik-Anlage die ökonomisch sinnvollste der untersuchten Varianten darstellt.

Quellenverzeichnis

Literaturverzeichnis

Antony, Falk; Dürschner, Christian; Remmers, Karl-Heinz (2009): *Photovoltaik für Profis*. 2. Aufl., Berlin: Solarpraxis AG

Becker, Frank-Michael; Bossek, Hubert; Engelmann, Lutz; Ernst, Christine; Fanghämel, Günter; Höhne, Heinz; Kalenberg, Astrid; Lenertat, Rudi; Liesenberg, Günter; Löffler, Rainer; Liesenberg, Manueala; Meyer, Lothar; Pews-Hocke, Christa; Raum, Bernd; Schmidt, Gerd-Dietrich; Seidel, Peter; Simon, Helga; Stamm, Reinhard; Weber, Karlheinz; Wehser, Adria (2003): *Formelsammlung. Formeln – Tabellen – Daten*. Berlin: Duden Paetec Schulbuchverlag

Häberlin, Heinrich (2010): *Photovoltaik. Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. 2. Aufl., Fehraltorf: Electrosuisse Verlag

Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (Hrsg.) (2006): *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Aufl., Berlin Heidelberg: Springer-Verlag

Mertens, Konrad (2013): *Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 2. Aufl., München: Carl Hanser Verlag

Neupert, Ulrik; Euting, Thomas; Kretschmer, Thomas; Notthoff, Claudia; Ruhlig, Klaus; Weimert, Brigit (2008): *Energiespeicher. Technische Grundlagen und energie-wirtschaftliches Potenzial*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag

Sandner, Thomas (2006): *Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen. Planung, Errichtung und Verkauf für den Handwerksprofi*. München/Heidelberg: Hüthig & Pflaum Verlag

Schmid, Jürgen (Hrsg.) (1999): *Photovoltaik. Strom aus der Sonne. Technologie, Wirtschaftlichkeit und Marktentwicklung*. 4. Aufl., Heidelberg: C.F. Müller Verlag

Schmitz, Karl W.; Schaumann, Gunter (2000): *Kraft-Wärme-Kopplung*. 3. Aufl., Berlin Heidelberg: Springer Verlag

Stein, Rudolf (1999): *Blockheizkraftwerke. Ein Leitfaden für den Anwender*. 4. Aufl., Köln: TÜV-Verlag

Suttor, Wolfgang; Müller, Armin (2000): *Das Mini-Bockheizkraftwerk*. 2. Aufl., Heidelberg: C.F. Müller Verlag

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas (2009): *Regenerative Energietechnik*, Berlin Heidelberg: Springer Verlag

Sonstige Quellen

BS Energy Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG, 2013: *Turnusabrechnung*, Entnahmestelle Lithoscan Druck & Direktmarketing GmbH

Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725; 2013 I 488) geändert worden ist

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist

Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist

Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG (ABl. L 52 vom 21.2.2004, S. 50, L 192 vom 29.5.2004, S. 34), die durch die Verordnung (EG) Nr. 219/2009 (ABl. L 87 vom 31.3.2009, S. 109) geändert worden ist

Internet-Quellen

AKASOL GmbH, 2013: *neoSystem*. [.pdf], Darmstadt: AAKASOL GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.akasol.com/fileadmin/Kundendaten/pdf/datenblatt/update_august_2013/AKASOL_Datenblatt_neoSystem_08_2013_DE.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

ASUE, 2011: *Anbieter Übersicht aus den BHKW-Kenndaten 2011*. [.xls], Berlin: ASUE. [Online] Verfügbar unter: <http://asue.de/cms/upload/inhalte/bhkw_tools/BHKW-Kenndaten-Tabellen-2011.xls> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Bundesministerium der Finanzen, 2000: *Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter*. [.pdf], Berlin: Bundesministerium der Finanzen. [Online] Verfügbar unter: <http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuertemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/2000-12-15-afa-103.pdf?__blob=publicationFile&v=1> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013: *Bestimmung der Vergütungssätze nach § 32 EEG* [.xls], Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Online] Verfügbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/EEGVerg_Nov-Jan2014.xls?__blob=publicationFile&v=1> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2012: *Codierung der Standardlastprofile nach Maßgaben der TU München für den deutschen Gasmarkt*. [.pdf], Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Online] Verfügbar unter: <http://www.edi-energy.de/files2%5CEDI@Energy%20Lastprofile%20nach%20TUM_20121001.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013: *Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. [.pdf], Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Online] Verfügbar unter: <http://www.eon-mitte.com/magic/show_image.php?id=10711&download=113-06-28_LF_Abwicklung_von_Standardlastprofilen_Gas_final> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013: *Europäischer Gaspreisvergleich. 2. Halbjahr 2012*. [.pdf], Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Online] Verfügbar unter: <[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/08C60239425D6995C125796B004652BC/\\$file/2012_02_Europ%C3%A4ischer%20Gaspreisvergleich_2.Hj.2012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/08C60239425D6995C125796B004652BC/$file/2012_02_Europ%C3%A4ischer%20Gaspreisvergleich_2.Hj.2012.pdf)> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2013: *Informationen zur Förderung von Solarstrom-Speichern*. [.pdf], Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. [Online] Verfügbar unter: <http://www.e3dc.com/files/Speicherfoerderung/Info_BSW_Speicherfoerderung.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Conergy Deutschland GmbH, 2010: *Information zur Rücknahme von Altmodulen*. [.pdf], Hamburg: Conergy Deutschland GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.conergy.de/Portaldata/1/Resources/de/pdf/Conergy_PV_CYCLE_Infoblatt.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Conergy Deutschland GmbH, 2012: *Conergy PowerPlus 245M-260M*. [.pdf], Hamburg: Conergy Deutschland GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.conergy.de/PortalData/1/Resources/de/pdf/produktdatenblaetter/Produktinformationen/1_Solarmodule/TD_Conergy_PowerPlus_245-260M_%28DE%29.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Deutsche Energieverwaltung GmbH, 2013: *Technisches Datenblatt Senec.Home G2*. [.pdf], Leipzig: Deutsche Energieverwaltung GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.senec-ies.com/upload/bildergalerie/Datenblatt_SENEC.Home_G2_V_2.13.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Deutscher Wetterdienst, 2013: *Monatswerte historisch Station Hannover*. [.txt] Offenbach: Deutscher Wetterdienst. [Online] Verfügbar unter: <www.dwd.de/bvbw/generator/>

DWDWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimdaten/german/download/tageswerte/kl__10338__hist__txt,templateId=raw,property=publicationFile.zip/kl_10338_hist_txt.zip> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Deutscher Wetterdienst, 2013: *Monatswerte aktuell Station Hannover*. [.txt] Offenbach: Deutscher Wetterdienst. [Online] Verfügbar unter: <www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimdaten/german/download/tageswerte/kl__10338__akt__txt,templateId=raw,property=publicationFile.zip/kl_10338_akt_txt.zip> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Deutscher Wetterdienst, 2013: *Tageswerte historisch Station Hannover*. [.txt] Offenbach: Deutscher Wetterdienst. [Online] Verfügbar unter: <www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimdaten/german/download/tageswerte/kl__10338__hist__txt,templateId=raw,property=publicationFile.zip/kl_10338_hist_txt.zip> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Deutscher Wetterdienst, 2013: *Tageswerte aktuell Station Hannover*. [.txt] Offenbach: Deutscher Wetterdienst. [Online] Verfügbar unter: <www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimdaten/german/download/tageswerte/kl__10338__akt__txt,templateId=raw,property=publicationFile.zip/kl_10338_akt_txt.zip> [letzter Abruf am 17.12.2013]

DMG Mori Seiki Aktiengesellschaft, 2013: *cellcube*. [.pdf], Bielefeld: DMG Mori Seiki Aktiengesellschaft.: *cellcube*. [.pdf], Neudorf: Cellstrom GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\$file/py1de13_cellcube.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

E.ON Mitte AG, 2013: *Standardlastprofilverfahren Anlage 3*. [.pdf] Kassel: E.ON Mitte AG. [Online] Verfügbar unter: <http://www.eon-mitte.com/admin/userimages/Filw/netz2008/Vertraege/Strom/NNV_Variante_2/080901_NNV_Variante_2_Anlage_3.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

E.ON Mitte AG, 2013: *G2N E.ON Mitte Gewerbe mit Verbrauch Abend Niedersachsen*. [.xlsx] Kassel: E.ON Mitte AG. [Online] Verfügbar unter: <http://www.eon-mitte.com/admin/userimages/File/netz/Veroeffentlichungen/Strom/Standardlastprofile/2013/h0_10-13_g0-g6_niedersachsen.zip> [letzter Abruf am 17.12.2013]

E.ON Mitte AG, 2013: *EPV E.ON Mitte SEP Photovoltaik EMI-Netz*. [.xlsx] Kassel: E.ON Mitte AG. [Online] Verfügbar unter: <http://www.eon-mitte.com/admin/userimages/File/netz/Veroeffentlichungen/Strom/Standardlastprofile/2013/einspeiseprofile.zip> [letzter Abruf am 03.09.2013]

EnergieAgentur.NRW GmbH, 2013: *Einsatz von Mini-Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden*. [.pdf] Düsseldorf: EnergieAgentur.NRW GmbH [Online] Verfügbar unter: <http://www.energieagentur.nrw.de/tools/bhkw/einsatz_von_mini_bhkw_in_wohngebäude.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

European Energy Exchange AG, 2013: *KWK-Preis*. [xls] Leipzig: European Energy Exchange AG [Online] Verfügbar unter: <http://cdn.eex.com/document/52446/Phelix_Quarterly.xls> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KACO new energy GmbH, 2013: *KACO Powador Datenblatt 12.0 TL3 / 14.0 TL3 / 16.0 TL3 / 20.0 TL3*. [pdf], Neckarsulm: KACO new energy GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://kaconewenergy.com/fileadmin/data/downloads/products/TL3_Inverters_Powador_9.0_TL3_-_20.0_TL3/Data%20Sheets/KACO_Datenblatt_12-20TL3_DE_130529.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Handreichung zur Ermittlung des Tilgungszuschusses KfW-Programm Erneuerbare Energien – Speicher (275)*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002702_F_275_Handreichung_Zuschuss.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Konditionsübersicht für Endkreditnehmer. Programm 244*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=244>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Konditionsübersicht für Endkreditnehmer. Programm 274*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=274>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Konditionsübersicht für Endkreditnehmer. Programm 275*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=275>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Merkblatt Energieeffizienz im Unternehmen. KfW-Energieeffizienzprogramm*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <[https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002221_M_242_243_244.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002221_M_242_243_244.pdf)> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien „Standard“*. [pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <<https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

KfW, 2013: *Risikogerechtes Zinssystem. Anlage zur Konditionsübersicht für den Endkreditnehmer.* [.pdf], Frankfurt am Main: KfW. [Online] Verfügbar unter: <http://www.ifbhh.de/fileadmin/pdf/IFB_Download/IFB_Wirtschaft/17_Risikogerechtes_Zinssystem.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

PROSOL Invest Deutschland GmbH, 2013: *Sonnenbatterie.* [.pdf], Wildpoldsried: PROSOL Invest Deutschland GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.sonnenbatterie.de/dateien-zum-download/Datenblatt_Sonnenbatterie_classic.pdf> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Solon Energy GmbH, 2013: *SOLON SOLiberty Energiespeicherlösung.* [.pdf] Berlin: Solon Energy GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.as-solar.com/de/downloads/doc_download/1259-solon-soliberty-datenblatt-deutsch.html> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Stadtwerke Unna GmbH, 2008: *Lastprofil PD3 ab 1. Oktober 2008.* [.xls] [Online] Verfügbar unter: <http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDAQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.gipsprojekt.de%2FfeatureGips%2Fsw_unna%2FENwgTool%2FGasnetz%2FStandardlastprfile%2FStandardlastprofile%2FStandardlastprofil_Gas%2FLastprofil_PD3.xls&ei=eyW_UdjhEYW04ATRm4HwDA&usg=AFQjCNEfmCz_yncAM5VrGSHwV2RR76UWyA&bvm=bv.47883778,d.bGE&cad=rja&kb=1> [letzter Abruf am 17.12.2013]

SunPower GmbH, 2013: *Solarmodule der E-Serie.* [.pdf], Frankfurt a.M.: SunPower GmbH. [Online] Verfügbar unter: <http://www.sunpowercorp.de/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheadername1=Content-Type&blobheadername2=Content-Disposition&blobheadervalue1=application%2Fpdf&blobheadervalue2=inline%3B+filename%3Dsp_E20_327_320_ds_DE_A4MC4_505813A_web.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1300288329941&ssbinary=true> [letzter Abruf am 17.12.2013]

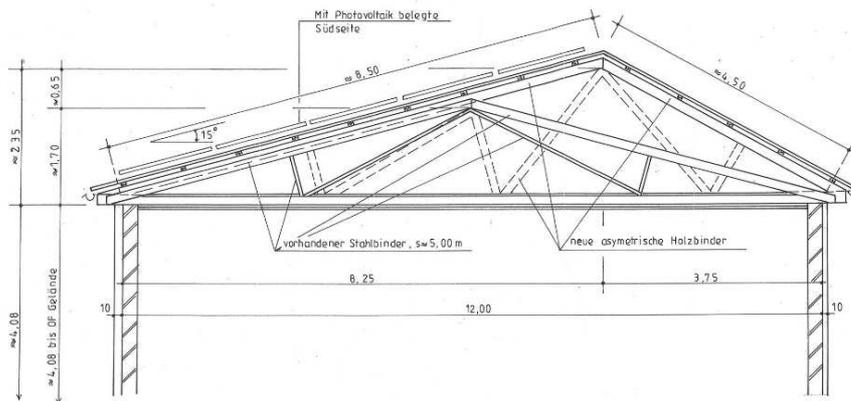
Umweltinstitut München e.V., 2013: *Wirtschaftlichkeit von Solarstrom.* [.xls], München: Umweltinstitut München e.V. [Online] Verfügbar unter: <<http://umweltinstitut.org/download/solarstrom.xls>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG, 2013: *Kraft-Wärme-Kopplung.* [.pdf] Remscheid: Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG [Online] Verfügbar unter: <<http://www.vaillant.de/stepone2/data/downloads/21/4b/00/Prospekt-ecoPOWER.pdf>> [letzter Abruf am 17.12.2013]

Anhang

A Lithoscan

A-1 Zeichnung zum Dachumbau



VERBUND-STRICH für
 statik und statik
 Baum, Uwe Keding
 Fachschule I
 02773 Leisnau

*Schnitt - Binder alt und
 neu mit Anordnung der
 Photovoltaik anlage*

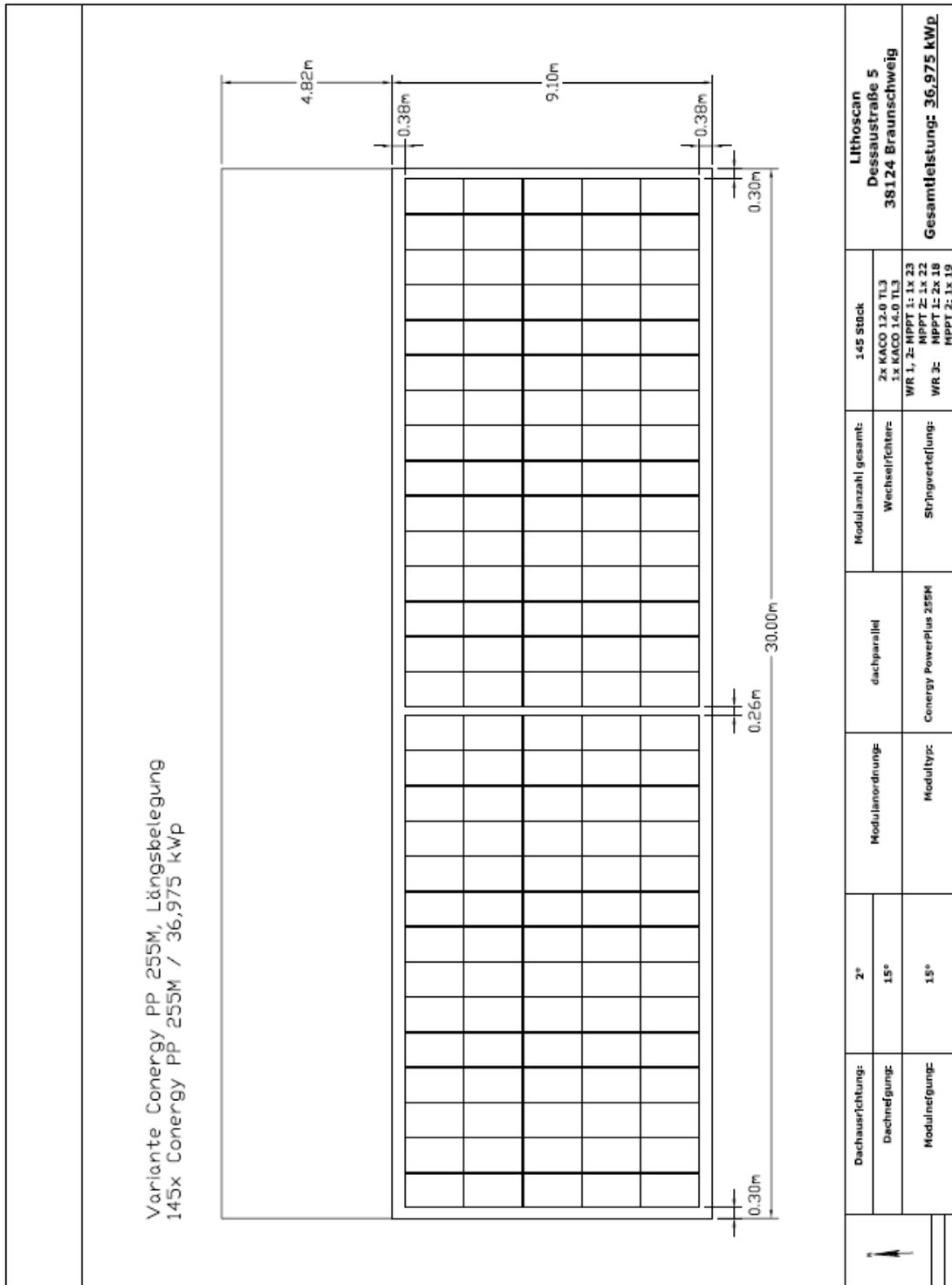
A-2 Ergebnisse der Bedarfsermittlung als Monatswerte

Monat	Bedarf, el. E _B [kWh]	Bedarf, th. Q _B [kWh]
1	2852,2631	4549,09699
2	2583,70996	4036,69397
3	2698,73583	3249,51406
4	2399,18242	1782,51891
5	2286,73762	759,81484
6	2108,77308	434,064717
7	2202,92749	306,692305
8	2197,50028	314,665764
9	2265,1724	577,589188
10	2483,58857	1459,38728
11	2770,98518	2938,19007
12	2813,42408	4291,8839
Jahr	29663	24700,112

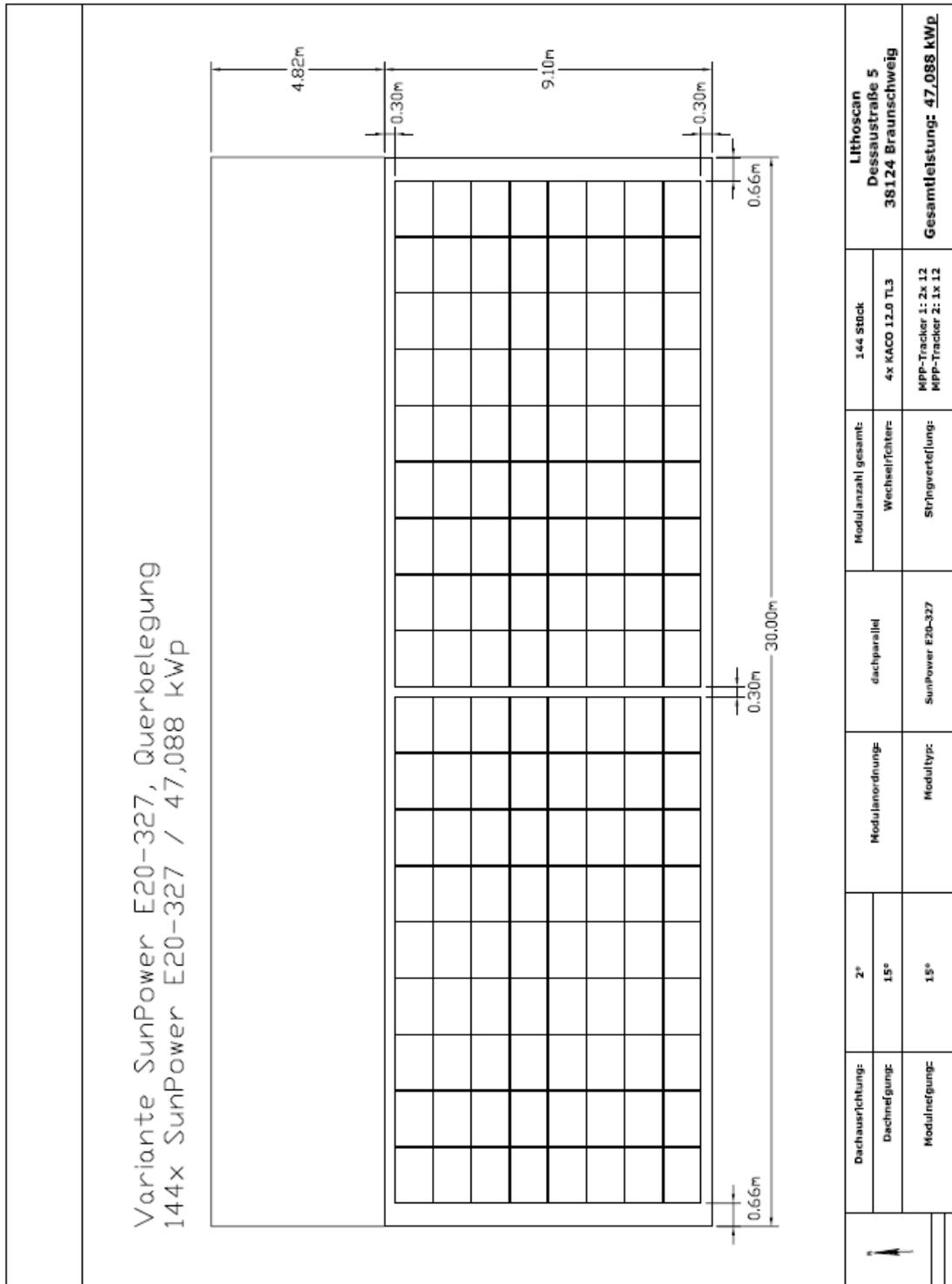
B Daten zur Photovoltaik-Anlagenplanung

B-1 Anlagenzeichnungen

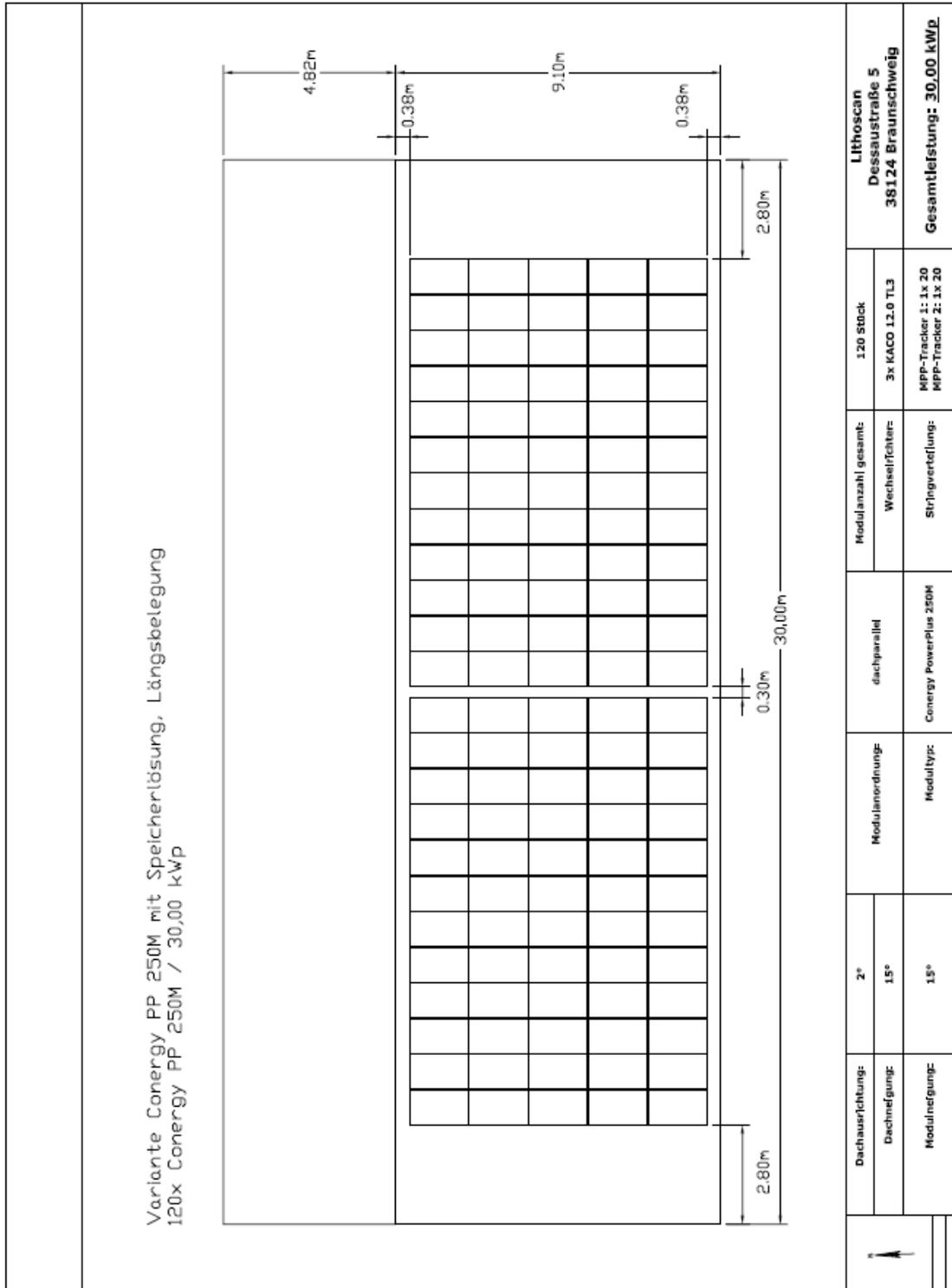
Variante: 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$)



Variante: 144x SunPower E20-327 ($P_G = 47,088 \text{ kWp}$)



Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0 \text{ kWp}$)



B-2 Überprüfungsergebnisse zu eingehaltenen Wechselrichter-Grenzwerten

Variante: 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975$ kWp)

Wechselrichter	1.	KACO 12.0 TL3		Grenzwerte
Modulanzahl gesamt		46		
Leistung am Wechselrichter	P_{WR} [W]	11730		12000
MPP-Tracker des Wechselrichters		1.	2.	
Stringanzahl je Tracker	n_{Str}	1	1	
Modulanzahl je String	$n_{Modul, Str}$	23	23	
Leistung je Tracker	$P_{Tracker}$ [W]	5865	5865	10200
MPP-Spannung bei STC	$U_{MPP, STC}$ [V]	722,89	722,89	200..800
MPP-Strom bei STC	$I_{MPP, STC}$ [A]	8,2	8,2	$\Sigma = 37,2$
Leerlaufspannung bei -10°C	$U_{LL, -10^\circ C}$ [V]	974,19	974,19	1000
MPP-Spannung bei +70°C	$U_{MPP, 70^\circ C}$ [V]	618,79	618,79	> 200
MPP-Spannung bei +15°C	$U_{MPP, 15^\circ C}$ [V]	746,02	746,02	< 800

Wechselrichter	2.	KACO 12.0 TL3		Grenzwerte
Modulanzahl gesamt		45		
Leistung am Wechselrichter	P_{WR} [W]	11475		12000
MPP-Tracker des Wechselrichters		1.	2.	
Stringanzahl je Tracker	n_{Str}	1	1	
Modulanzahl je String	$n_{Modul, Str}$	23	22	
Leistung je Tracker	$P_{Tracker}$ [W]	5865	5610	10200
MPP-Spannung bei STC	$U_{MPP, STC}$ [V]	722,89	691,46	200..800
MPP-Strom bei STC	$I_{MPP, STC}$ [A]	8,2	8,2	$\Sigma = 37,2$
Leerlaufspannung bei -10°C	$U_{LL, -10^\circ C}$ [V]	974,19	931,83	1000
MPP-Spannung bei +70°C	$U_{MPP, 70^\circ C}$ [V]	618,79	591,89	> 200
MPP-Spannung bei +15°C	$U_{MPP, 15^\circ C}$ [V]	746,02	713,59	< 800

Wechselrichter	3.	KACO 14.0 TL3		Grenzwerte
Modulanzahl gesamt		54		
Leistung am Wechselrichter	P_{WR} [W]	13770		14000
MPP-Tracker des Wechselrichters		1.	2.	
Stringanzahl je Tracker	n_{Str}	2	1	
Modulanzahl je String	$n_{Modul, Str}$	18	18	
Leistung je Tracker	$P_{Tracker}$ [W]	9180	4590	12800
MPP-Spannung bei STC	$U_{MPP, STC}$ [V]	565,74	565,74	200..800
MPP-Strom bei STC	$I_{MPP, STC}$ [A]	16,4	8,2	$\Sigma = 37,2$
Leerlaufspannung bei -10°C	$U_{LL, -10^\circ C}$ [V]	762,41	762,41	1000
MPP-Spannung bei +70°C	$U_{MPP, 70^\circ C}$ [V]	484,27	484,27	> 200
MPP-Spannung bei +15°C	$U_{MPP, 15^\circ C}$ [V]	483,84	483,84	< 800

Variante: 144x SunPower E20-327 ($P_G = 47,088$ kWp)

Wechselrichter	1. – 4.	KACO 12.0 TL3		Grenzwerte
Modulanzahl gesamt		36		
Leistung am Wechselrichter	P_{WR} [W]	11772		12000
MPP-Tracker des Wechselrichters		1.	2.	
Stringanzahl je Tracker	n_{Str}	2	1	
Modulanzahl je String	$n_{Modul, Str}$	12	12	
Leistung je Tracker	$P_{Tracker}$ [W]	7848	3924	10200
MPP-Spannung bei STC	$U_{MPP, STC}$ [V]	656,40	656,40	200..800
MPP-Strom bei STC	$I_{MPP, STC}$ [A]	11,96	5,98	$\Sigma = 37,2$
Leerlaufspannung bei -10°C	$U_{LL, -10^\circ C}$ [V]	852,97	852,97	1000
MPP-Spannung bei +70°C	$U_{MPP, 70^\circ C}$ [V]	576,02	576,02	> 200
MPP-Spannung bei +15°C	$U_{MPP, 15^\circ C}$ [V]	674,26	674,26	< 800

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0 \text{ kWp}$)

Wechselrichter	1. – 3.	KACO 12.0 TL3		Grenzwerte
Modulanzahl gesamt		40		
Leistung am Wechselrichter	$P_{WR} \text{ [W]}$	10000		12000
MPP-Tracker des Wechselrichters		1.	2.	
Stringanzahl je Tracker	n_{Str}	1	1	
Modulanzahl je String	$n_{Modul, Str}$	20	20	
Leistung je Tracker	$P_{Tracker} \text{ [W]}$	5000	5000	10200
MPP-Spannung bei STC	$U_{MPP, STC} \text{ [V]}$	621,2	621,2	200..800
MPP-Strom bei STC	$I_{MPP, STC} \text{ [A]}$	8,14	8,14	$\Sigma = 37,2$
Leerlaufspannung bei -10°C	$U_{LL, -10^\circ\text{C}} \text{ [V]}$	551,63	551,63	1000
MPP-Spannung bei $+70^\circ\text{C}$	$U_{MPP, 70^\circ\text{C}} \text{ [V]}$	531,75	531,75	> 200
MPP-Spannung bei $+15^\circ\text{C}$	$U_{MPP, 15^\circ\text{C}} \text{ [V]}$	641,08	641,08	< 800

B-3 Ergebnisse des Dreikomponentenmodells

Die sich ergebenden Strahlungswerte:

Monat	H [kWh/m ²]	H _D [kWh/m ²]	H _{GB} [kWh/m ²]	H _{GD} [kWh/m ²]	H _{GR} [kWh/m ²]	H _G [kWh/m ²]
Jan	20	13	13,44	12,78	0,10	26,32
Feb	37	22	23,55	21,63	0,18	45,35
Mrz	71	40	40,61	39,32	0,34	80,27
Apr	113	69	51,04	67,82	0,39	119,25
Mai	157	83	80,66	81,59	0,53	162,78
Jun	159	90	73,14	88,47	0,54	162,15
Jul	153	81	77,04	79,62	0,52	157,18
Aug	135	72	71,19	70,77	0,46	142,42
Sep	87	50	46,62	49,15	0,30	96,06
Okt	54	28	38,22	27,52	0,18	65,93
Nov	23	15	14,16	14,74	0,08	28,98
Dez	15	10	10,45	9,83	0,05	20,33
Jahr	1024	573	540,12	563,24	3,67	1107,03

Die sich je nach Anlagenvariante ergebenden Erträge:

Variante: 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975$ kWp)

Monat	Y_R [h/d]	Y_T [h/d]	Y_A [h/d]	Y_F [h/d]	E_{AC} [kWh]	PR
Jan	0,85	0,89	0,61	0,59	677,45	0,70
Feb	1,62	1,68	1,16	1,13	1166,23	0,70
Mrz	2,59	2,62	1,82	1,78	2037,65	0,69
Apr	3,97	3,92	3,77	3,67	4075,72	0,92
Mai	5,25	5,04	4,85	4,73	5416,20	0,90
Jun	5,40	5,13	4,94	4,82	5342,01	0,89
Jul	5,07	4,78	4,60	4,48	5135,68	0,88
Aug	4,59	4,33	4,17	4,06	4655,09	0,88
Sep	3,20	3,10	2,98	2,91	3227,02	0,91
Okt	2,13	2,12	2,02	1,97	2261,40	0,93
Nov	0,97	1,00	0,94	0,92	1020,86	0,95
Dez	0,66	0,69	0,64	0,62	716,08	0,95
Jahr	3,03	2,95	2,72	2,65	35731,38	0,87

Variante: 144x SunPower E20-327 ($P_G = 47,088$ kWp)

Monat	Y_R [h/d]	Y_T [h/d]	Y_A [h/d]	Y_F [h/d]	E_{AC} [kWh]	PR
Jan	0,85	0,89	0,60	0,59	858,98	0,69
Feb	1,62	1,67	1,15	1,12	1480,40	0,69
Mrz	2,59	2,62	1,82	1,78	2591,80	0,69
Apr	3,97	3,92	3,77	3,68	5197,98	0,93
Mai	5,25	5,06	4,87	4,74	6925,70	0,90
Jun	5,40	5,16	4,96	4,84	6837,56	0,90
Jul	5,07	4,80	4,62	4,51	6578,92	0,89
Aug	4,59	4,35	4,19	4,09	5963,07	0,89
Sep	3,20	3,11	2,99	2,92	4122,53	0,91
Okt	2,13	2,12	2,02	1,97	2881,27	0,93
Nov	0,97	0,99	0,94	0,92	1296,42	0,95
Dez	0,66	0,68	0,64	0,62	907,88	0,95
Jahr	3,03	2,95	2,72	2,66	45642,50	0,88

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp)

Monat	Y_R [h/d]	Y_T [h/d]	Y_A [h/d]	Y_F [h/d]	E_{AC} [kWh]	PR
Jan	0,85	0,89	0,60	0,59	544,24	0,69
Feb	1,62	1,68	1,14	1,12	936,91	0,69
Mrz	2,59	2,62	1,81	1,76	1636,97	0,68
Apr	3,97	3,92	3,73	3,64	3274,27	0,92
Mai	5,25	5,04	4,80	4,68	4351,17	0,89
Jun	5,40	5,13	4,89	4,77	4291,56	0,88
Jul	5,07	4,78	4,55	4,44	4125,81	0,87
Aug	4,59	4,33	4,12	4,02	3739,72	0,88
Sep	3,20	3,10	2,95	2,88	2592,47	0,90
Okt	2,13	2,12	2,00	1,95	1816,72	0,92
Nov	0,97	1,00	0,93	0,91	820,12	0,94
Dez	0,66	0,69	0,63	0,62	575,27	0,94
Jahr	3,03	2,95	2,69	2,62	28705,22	0,86

B-4 Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte

Variante: 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975$ kWp)

Monat	Ertrag E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzeispeisung E_{NS} [kWh]	Autarkiegrad $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	677,45	677,12	2175,15	0,33	0,24
Feb	1166,23	949,51	1634,20	216,72	0,37
Mrz	2037,65	1235,92	1462,82	801,73	0,46
Apr	4075,72	1447,53	951,65	2628,18	0,60
Mai	5416,20	1533,93	752,81	3882,27	0,67
Jun	5342,01	1481,05	627,72	3860,95	0,70
Jul	5135,68	1517,52	685,41	3618,16	0,69
Aug	4655,09	1419,16	778,34	3235,93	0,65
Sep	3227,02	1249,48	1015,69	1977,55	0,55
Okt	2261,40	1128,04	1355,55	1133,37	0,45
Nov	1020,86	876,09	1894,89	144,77	0,32
Dez	716,08	703,75	2109,67	12,32	0,25
Jahr	35731,38	14219,10	15443,90	21512,28	0,48

Variante: 144x SunPower E20-327 ($P_G = 47,088$ kWp)

Monat	Ertrag E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzeispeisung E_{NS} [kWh]	Autarkiegrad $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	865,36	809,60	2042,66	55,76	0,28
Feb	1489,72	1015,69	1568,02	474,03	0,39
Mrz	2602,85	1285,94	1412,80	1316,91	0,48
Apr	5206,23	1488,38	910,80	3717,85	0,62
Mai	6918,53	1571,06	715,68	5347,48	0,69
Jun	6823,76	1515,17	593,61	5308,60	0,72
Jul	6560,21	1553,72	649,21	5006,49	0,71
Aug	5946,31	1452,49	745,01	4493,82	0,66
Sep	4122,13	1283,90	981,28	2838,24	0,57
Okt	2888,67	1164,77	1318,82	1723,90	0,47
Nov	1304,03	935,86	1835,12	368,16	0,34
Dez	914,70	807,65	2005,78	107,05	0,29
Jahr	45642,50	14884,21	14778,79	30758,29	0,50

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp)

Monat	Ertrag E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzeispeisung E_{NS} [kWh]	Autarkiegrad $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	544,24	544,24	2308,03	0,00	0,19
Feb	936,91	862,44	1721,27	74,47	0,33
Mrz	1636,97	1182,52	1516,21	454,45	0,44
Apr	3274,27	1406,23	992,95	1868,04	0,59
Mai	4351,17	1495,68	791,06	2855,49	0,65
Jun	4291,56	1445,85	662,92	2845,71	0,69
Jul	4125,81	1480,22	722,71	2645,59	0,67
Aug	3739,72	1384,75	812,75	2354,97	0,63
Sep	2592,47	1213,62	1051,55	1378,85	0,54
Okt	1816,72	1086,36	1397,23	730,37	0,44
Nov	820,12	786,73	1984,25	33,39	0,28
Dez	575,27	575,27	2238,16	0,00	0,20
Jahr	28705,22	13463,91	16199,09	15241,32	0,45

B-5 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte)Variante: 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975$ kWp)

Jahr n [a]	Ertrag E_E [kWh]	Jahresergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
0	35731,38	-24632,71	-24710,41	-24710,41
1	35474,12	4724,16	4134,33	-20576,07
2	35218,70	1319,54	716,82	-19859,25
3	34965,13	1460,66	815,61	-19043,64
4	34713,38	1603,40	915,53	-18128,12
5	34463,44	1747,80	1016,61	-17111,51
6	34215,31	1893,90	1118,87	-15992,64
7	33968,96	2041,72	1222,35	-14770,29
8	33724,38	2191,31	1327,06	-13443,23
9	33481,56	2342,69	1433,03	-12010,20
10	33240,50	5943,52	4987,89	-7022,31
11	33001,17	6002,08	5028,88	-1993,43
12	32763,56	6062,56	5071,22	3077,79
13	32527,66	6124,99	5114,92	8192,71
14	32293,46	6189,42	5160,02	13352,72
15	32060,95	6255,88	5206,54	18559,26
16	31830,11	6324,42	5254,52	23813,78
17	31600,93	6395,08	5303,98	29117,76
18	31373,40	6467,91	5354,96	34472,72
19	31147,52	6542,96	5407,50	39880,22
20	30923,25	6620,26	4634,18	44514,41

Variante: 144x SunPower E20-327 ($P_G = 47,088$ kWp)

Jahr n [a]	Ertrag E_E [kWh]	Jahresergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
0	45642,50	-33774,39	-33667,54	-33667,54
1	45459,93	5639,22	5058,31	-28609,23
2	45278,09	1068,97	470,56	-28138,67
3	45096,98	1258,95	603,55	-27535,12
4	44916,59	1451,06	738,03	-26797,09
5	44736,92	1645,35	874,03	-25923,06
6	44557,98	1841,88	1011,60	-24911,46
7	44379,74	2040,70	1150,77	-23760,68
8	44202,23	2241,87	1291,59	-22469,09
9	44025,42	2445,46	1434,11	-21034,98
10	43849,32	7280,08	6206,91	-14828,07

11	43673,92	7359,09	6262,22	-8565,85
12	43499,22	7440,70	6319,35	-2246,50
13	43325,23	7524,99	6378,35	4131,85
14	43151,92	7612,02	6439,27	10571,12
15	42979,32	7701,87	6502,17	17073,28
16	42807,40	7794,61	6567,08	23640,36
17	42636,17	7890,31	6634,07	30274,44
18	42465,63	7989,05	6703,19	36977,63
19	42295,76	8090,92	6774,50	43752,12
20	42126,58	8195,98	5737,19	49489,31

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp)

Jahr n [a]	Ertrag E_E [kWh]	Jahresergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
0	28705,22	-20518,71	-20587,64	-20587,64
1	28498,55	3962,42	3463,40	-17124,25
2	28293,36	1135,39	622,35	-16501,90
3	28089,64	1264,07	712,42	-15789,48
4	27887,40	1394,28	803,57	-14985,91
5	27686,61	1526,05	895,81	-14090,10
6	27487,27	1659,42	989,17	-13100,93
7	27289,36	1794,42	1083,67	-12017,25
8	27092,87	1931,09	1179,34	-10837,92
9	26897,81	2069,45	1276,19	-9561,73
10	26704,14	5083,30	4248,01	-5313,71
11	26511,87	5144,71	4291,00	-1022,72
12	26320,99	5207,92	4335,25	3312,53
13	26131,48	5272,99	4380,79	7693,32
14	25943,33	5339,94	4427,66	12120,98
15	25756,54	5408,82	4475,88	16596,86
16	25571,09	5479,67	4525,47	21122,33
17	25386,98	5552,54	4576,48	25698,81
18	25204,19	5627,46	4628,92	30327,72
19	25022,72	5704,47	4682,83	35010,56
20	24842,56	5783,64	4048,55	39059,10

C Daten zur Photovoltaik-Anlagenplanung mit Energiespeicher

C-1 Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp), Akasol neoSystem ($K = 22$ kWh)

Monat	Ertrag E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzeispeisung E_{NS} [kWh]	Autarkiegrad $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	544,24	544,24	2308,03	0,00	0,19
Feb	936,91	931,18	1652,53	0,00	0,36
Mrz	1636,97	1602,01	1096,72	0,00	0,59
Apr	3274,27	2066,23	332,95	1152,99	0,86
Mai	4351,17	2162,31	124,43	2128,98	0,95
Jun	4291,56	2068,60	40,17	2163,60	0,98
Jul	4125,81	2143,64	59,29	1933,79	0,97
Aug	3739,72	2064,07	133,43	1617,41	0,94
Sep	2592,47	1880,50	384,68	664,08	0,83
Okt	1816,72	1741,00	742,59	21,20	0,70
Nov	820,12	817,55	1953,43	0,00	0,30
Dez	575,27	575,27	2238,16	0,00	0,20
Jahr	28705,22	18596,59	11066,41	9682,05	0,63

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp), Solon Soliberty Solar Akku ($K_{10} = 8,4$ kWh)

Monat	Ertrag E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzeispeisung E_{NS} [kWh]	Autarkiegrad $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	544,24	544,24	2308,03	0,00	0,19
Feb	936,91	931,18	1652,53	0,00	0,36
Mrz	1636,97	1442,92	1255,81	172,45	0,53
Apr	3274,27	1658,23	740,95	1595,17	0,69
Mai	4351,17	1756,08	530,66	2573,60	0,77
Jun	4291,56	1697,85	410,92	2572,89	0,81
Jul	4125,81	1740,62	462,31	2363,55	0,79
Aug	3739,72	1645,15	552,35	2073,02	0,75
Sep	2592,47	1465,62	799,55	1105,24	0,65
Okt	1816,72	1346,76	1136,83	448,34	0,54
Nov	820,12	817,55	1953,43	0,00	0,30
Dez	575,27	575,27	2238,16	0,00	0,20
Jahr	28705,22	15621,46	14041,54	12904,26	0,53

C-2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte)

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp), Akasol neoSystem ($K = 22$ kWh)

Jahr n [a]	Ertrag E_E [kWh]	Jahresergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
0	28705,22	-2364,12	-38492,92	-38492,92
1	28498,55	4190,92	3623,35	-34869,58
2	28293,36	493,30	-97,11	-34966,69
3	28089,64	677,12	31,56	-34935,14
4	27887,40	863,00	161,67	-34773,46
5	27686,61	1050,99	293,27	-34480,19
6	27487,27	1241,14	426,38	-34053,82
7	27289,36	1433,50	561,03	-33492,79
8	27092,87	1628,11	697,25	-32795,54
9	26897,81	1825,03	835,09	-31960,45
10	26704,14	5798,04	4748,33	-27212,12
11	26511,87	5894,05	4815,54	-22396,58
12	26320,99	5992,52	4884,46	-17512,12
13	26131,48	6093,50	4955,15	-12556,97
14	25943,33	6197,04	5027,63	-7529,34
15	25756,54	6303,21	5101,95	-2427,39
16	25571,09	6412,07	5178,15	2750,75
17	25386,98	6523,66	5256,26	8007,02
18	25204,19	6638,06	5336,34	13343,36
19	25022,72	6755,33	5418,43	18761,79
20	24842,56	6875,52	4812,86	23574,66

Variante: 120x Conergy PowerPlus 250M ($P_G = 30,0$ kWp), Solon Soliberty Solar Akku ($K_{10} = 8,4$ kWh)

Jahr n [a]	Ertrag E_E [kWh]	Jahresergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
0	28705,22	-16404,87	-24510,95	-24510,95
1	28498,55	4098,42	3558,59	-20952,36
2	28293,36	1083,75	526,20	-20426,16
3	28089,64	1230,61	629,00	-19797,16
4	27887,40	1379,23	733,04	-19064,12
5	27686,61	1529,64	838,33	-18225,80
6	27487,27	1681,89	944,90	-17280,90
7	27289,36	1836,01	1052,78	-16228,12

8	27092,87	1992,04	1162,00	-15066,12
9	26897,81	2150,02	1272,59	-13793,53
10	26704,14	5383,75	-3541,68	-17335,21
11	26511,87	5459,70	4511,49	-12823,72
12	26320,99	5537,73	4566,11	-8257,60
13	26131,48	5617,89	4622,23	-3635,38
14	25943,33	5700,23	4679,86	1044,48
15	25756,54	5784,79	4739,05	5783,53
16	25571,09	5871,61	4799,83	10583,36
17	25386,98	5960,76	4862,23	15445,59
18	25204,19	6052,27	4926,29	20371,88
19	25022,72	6146,21	4992,04	25363,93
20	24842,56	6242,62	4369,83	29733,76

D Daten zur Planung des Blockheizkraftwerks

D-1 Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte

Variante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kW}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$)

Monat	Ertrag Q_E [kWh]	Netzbezug Q_{NB} [kWh]	Volllaststunden t_v [h]	Auslastung der Anlage [%]	Autarkie $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	1860,00	2689,10	744,00	1,00	40,89
Feb	1680,00	2356,69	672,00	1,00	41,62
Mrz	1856,68	1392,83	742,67	1,00	57,14
Apr	1553,93	228,59	621,57	0,86	87,18
Mai	759,81	0,00	303,93	0,41	100,00
Jun	434,06	0,00	173,63	0,24	100,00
Jul	306,69	0,00	122,68	0,16	100,00
Aug	314,67	0,00	125,87	0,17	100,00
Sep	577,59	0,00	231,04	0,32	100,00
Okt	1411,36	48,03	564,54	0,76	96,71
Nov	1793,51	1144,68	717,40	1,00	61,04
Dez	1860,00	2431,88	744,00	1,00	43,34
Jahr	14408,30	10291,81	5763,32	0,66	77,33

Monat	Ertrag E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzeinspeisung E_{NS} [kWh]	Autarkie $p_{Autarkie}$ [%]
Jan	744,00	734,93	2117,30	9,04	25,77
Feb	672,00	663,74	1919,94	8,23	25,69
Mrz	742,67	730,06	1968,58	12,52	27,05
Apr	621,57	609,85	1789,13	11,52	25,42
Mai	303,93	303,93	1982,81	0,00	13,29
Jun	173,63	173,63	1935,15	0,00	8,23
Jul	122,68	122,68	2080,25	0,00	5,57
Aug	125,87	125,87	2071,63	0,00	5,73
Sep	231,04	231,04	2034,14	0,00	10,20
Okt	564,54	558,34	1925,14	6,10	22,48
Nov	717,40	708,59	2062,36	8,78	25,57
Dez	744,00	735,29	2078,09	8,67	26,14
Jahr	5763,32	5697,93	23964,53	64,85	18,43

D-2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte)

Variante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5$ kW, $P_{el} = 1,0$ kW)

Jahr n [a]	Ertrag, th. Q_E [kWh]	Ertrag, el. E_E [kWh]	Jahresergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
1	14408,30	5763,32	-4225,72	-4745,96	-4745,96
2	14408,30	5763,32	333,93	-212,12	-4958,09
3	14408,30	5763,32	418,48	-152,94	-5111,03
4	14408,30	5763,32	505,11	-92,29	-5203,32
5	14408,30	5763,32	593,91	-30,14	-5233,46
6	14408,30	5763,32	2171,17	1519,82	-3713,64
7	14408,30	5763,32	2239,96	1567,97	-2145,67
8	14408,30	5763,32	2311,13	1617,79	-527,88
9	14408,30	5763,32	2384,74	1669,32	1141,44
10	14408,30	5763,32	2460,89	1722,62	2864,07

E Daten zur Planung einer kombinierten Anlage

E-1 Ergebnisse der Ertragsprognose als Monatswerte

Variante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kW}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$), 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$)

Monat	Ertrag (BHKW) E_E [kWh]	Ertrag (PV) E_E [kWh]	Eigenverbrauch E_{EV} [kWh]	Netzbezug E_{NB} [kWh]	Netzspeisung (BHKW, PV) E_{NS} [kWh]
1	744,00	677,45	1368,91	1483,35	52,54
2	672,00	1166,23	1458,44	1125,27	379,79
3	742,67	2037,65	1708,08	990,66	1072,24
4	621,57	4075,72	1776,93	622,25	2920,36
5	303,93	5416,20	1682,29	604,45	4037,83
6	173,63	5342,01	1568,85	539,92	3946,78
7	122,68	5135,68	1582,49	620,44	3675,87
8	125,87	4655,09	1490,12	707,38	3290,83
9	231,04	3227,02	1388,97	876,20	2069,09
10	564,54	2261,40	1501,08	982,51	1324,87
11	717,40	1020,86	1439,17	1331,82	299,10
12	744,00	716,08	1369,02	1444,40	91,06
Jahr	5763,32	35731,38	18334,37	11328,63	23160,33

Monat	Ertrag Q_E [kWh]	Netzbezug Q_{NB} [kWh]	Volllaststunden t_v [h]	Autarkie, el. $p_{Autarkie,el}$ [%]	Autarkie th. $p_{Autarkie,th}$ [%]
1	1860,00	2689,10	744,00	47,99	40,89
2	1680,00	2356,69	672,00	56,45	41,62
3	1856,68	1392,83	742,67	63,29	57,14
4	1553,93	228,59	621,57	74,06	87,18
5	759,81	0,00	303,93	73,57	100,00
6	434,06	0,00	173,63	74,40	100,00
7	306,69	0,00	122,68	71,84	100,00
8	314,67	0,00	125,87	67,81	100,00
9	577,59	0,00	231,04	61,32	100,00
10	1411,36	48,03	564,54	60,44	96,71
11	1793,51	1144,68	717,40	51,94	61,04
12	1860,00	2431,88	744,00	48,66	43,34
Jahr	14408,30	10291,81	5763,32	62,65	77,33

E-2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung (ausgewählte)

Variante: Vaillant ecoPower 1.0 ($P_{th} = 2,5 \text{ kW}$, $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$), 145x Conergy PowerPlus 255M ($P_G = 36,975 \text{ kWp}$)

Jahr n [a]	Ertrag, el. (PV) E_E [kWh]	Ertrag, el. (BHKW) E_E [kWh]	Ertrag, th. Q_E [kWh]	Jahres- ergebnis K_n [€]	Ergebnis nach Steuer $K_{n,Steuer}$ [€]	Kapitalwert K_{KW} [€]
0	35731,38	5763,32	14408,30	-28545,77	-28880,81	-28880,81
1	35474,12	5763,32	14408,30	4897,42	4166,44	-24714,37
2	35218,70	5763,32	14408,30	1567,65	801,32	-23913,04
3	34965,13	5763,32	14408,30	1785,52	953,84	-22959,21
4	34713,38	5763,32	14408,30	2007,00	1108,87	-21850,34
5	34463,44	5763,32	14408,30	3718,43	2752,74	-19097,60
6	34215,31	5763,32	14408,30	3922,88	2895,86	-16201,74
7	33968,96	5763,32	14408,30	4131,25	3041,72	-13160,02
8	33724,38	5763,32	14408,30	4343,63	3190,38	-9969,64
9	33481,56	5763,32	14408,30	4560,13	3341,94	-6627,70
10	33240,50	0,00	0,00	5688,84	4809,61	-1818,09
11	33001,17	0,00	0,00	5735,96	4842,59	3024,50
12	32763,56	0,00	0,00	5784,77	4876,77	7901,27
13	32527,66	0,00	0,00	5835,32	4912,15	12813,42
14	32293,46	0,00	0,00	5887,63	4948,77	17762,18
15	32060,95	0,00	0,00	5941,75	4986,65	22748,83
16	31830,11	0,00	0,00	5997,71	5025,82	27774,65
17	31600,93	0,00	0,00	6055,54	5066,30	32840,96
18	31373,40	0,00	0,00	6115,29	5108,13	37949,09
19	31147,52	0,00	0,00	6177,00	5151,33	43100,41
20	30923,25	0,00	0,00	6240,71	4368,50	47468,91

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Magdeburg, den 19.12.2013

Frank Zaunick